



**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 2016**

IPN/DE/019/15

3 de diciembre de 2015

Índice

<u>1. Antecedentes</u>	<u>4</u>
<u>2. Fundamentos Jurídicos</u>	<u>5</u>
<u>3. Contenido de la propuesta de Orden</u>	<u>8</u>
<u>4. Consideraciones generales</u>	<u>10</u>
4.1. Sobre el escenario de demanda previsto para el cierre de 2015 y 2016	10
4.2. Sobre los ingresos previstos para el cierre de 2015 y 2016	16
4.3. Sobre el Desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2015	19
4.4. Sobre los aspectos retributivos para el ejercicio 2016 contenidos en la Propuesta de Orden	21
4.5. Sobre la retribución de la Actividad de Transporte	23
4.6. Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo	25
4.7. Sobre la retribución de la Actividad de Regasificación	27
4.8. Sobre la retribución de la Actividad de Distribución	29
4.9. Sobre la sostenibilidad económica prevista para 2016	34
4.10. Sobre los peajes y cánones de la propuesta de Orden	35
4.10.1. Sobre los peajes del Grupo 3	35
4.10.2. Sobre peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima	37
<u>5. Consideraciones particulares sobre la Propuesta de Orden</u>	<u>39</u>
5.1. Artículo 2. Revisión de la retribución de los años 2014 y 2015	39
5.2. Artículo 3. Costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel	41
5.3. Artículo 4. Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre	43
5.4. Artículo 5. Cuotas destinadas a fines específicos	46
5.5. Artículo 7. Adquisición de gas de operación, gas talón y gas colchón	47
5.6. Artículo 8. Municipios de gasificación reciente	49
5.7. Disposición Adicional Tercera. Número de clientes en municipios de gasificación reciente.	51
5.8. Disposición Adicional Quinta. Acreditación de puesta en servicio de los proyectos con retribución específica pendiente de cobro	52
5.9. Disposición Adicional Séptima. Propuesta de margen de comercialización.	53

5.10. Disposición Transitoria Primera. Precio del gas de operación a aplicar en los mecanismos de incentivos a la reducción de mermas.	54
5.11. Disposición Transitoria Tercera. Tipos de interés provisionales del sistema gasista.	56
5.11.1. Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014	57
5.11.2. Laudo de Sagane	62
5.12. Disposición Transitoria Cuarta. Almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte y distribución.	64
5.13. Disposición Transitoria Quinta. Gas de maniobra.	64
5.14. Disposición Transitoria Sexta. Retribución del Operador de Mercado de gas.	67
5.15. Disposición Final Primera. Modificación de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09.	69
5.16. Disposición Final Segunda. Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.	71
5.17. Disposición Final Tercera. Modificación 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.	90
5.18. Disposición final cuarta. Aplicación de la orden.	92
5.19. Disposición final quinta. Entrada en vigor.	92
6. <u>Otras consideraciones</u>	93
6.1. Sobre la actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso	93
6.2. Sobre la armonización de las solicitudes de información relacionadas con las previsiones de la CNMC de demanda, ingresos y retribución	93

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 2016

Expediente nº: IPN/DE/019/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 3 de diciembre de 2015

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 5.2.a, 5.3 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la *“Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2016”*:

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 2016 de las actividades reguladas del sector de gas natural, la previsión del desvío del ejercicio 2015 y la previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración para establecer para 2016 la retribución de las actividades reguladas, las tarifas de último recurso y los peajes de acceso del gas natural, esta Comisión remitió, el pasado 29 de octubre de 2015, Informe de previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 (en adelante, Informe de previsión CNMC, incluido en el Anexo I del presente informe).

El 23 de noviembre de 2015 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 2016, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, se emita el correspondiente informe mediante trámite de urgencia.

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 24 de noviembre del 2015 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos para alegaciones.

Esta Comisión, 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 Comisión, al objeto de dar adecuado cumplimiento a las funciones que tienen encomendadas.

En el Anexo II 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 reciente 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 novedades 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, ocho artículos, seis disposiciones adicionales, seis disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, cinco disposiciones finales y un anexo.

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**, la revisión de la retribución de los años 2014 y 2015;
- **Artículo 3**, los costes de O&M de la Planta de El Musel
- **Artículo 4**, las retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014 relativas al AASS de Castor
- **Artículo 5**, las cuotas con destinos específicos
- **Artículo 6**, régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.
- **Artículo 7**, régimen de adquisición de gas de operación, gas talón y gas colchón
- **Artículo 6**, Municipios de gasificación reciente

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

- El cumplimiento de la sentencia firme del Tribunal Supremo relativa al recurso 51/2013.
- Los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento para el año 2016.
- La posibilidad de incorporar a la retribución reconocida en años posteriores, las correcciones derivadas de la detección de errores en los valores de puntos de suministro en municipios de reciente gasificación utilizado en el cálculo de la retribución.
- Los derechos de acometida y tarifas de alquiler de contadores y equipos de medida.
- La acreditación de puesta en servicio de los proyectos con retribución específica pendiente de cobro
- Un mandato a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para que elabore una propuesta sobre el margen comercial que

corresponde aplicar a la actividad de comercialización para el suministro a tarifa de último recurso.

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

- El precio del gas de operación a aplicar en los mecanismos de incentivos a la reducción de mermas.
- El peaje temporal para usuarios de la tarifa de materia prima hasta el 31 de diciembre de 2018.
- Los tipos de interés provisionales aplicar (1) a un eventual desajuste temporal entre los ingresos y gastos del sistema gasista en 2015; (2) al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014; y (3) al coste reconocido como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de Paris el 9 de agosto de 2010.
- El volumen máximo de gas de maniobra permitido entre el 1 de enero y 1 de octubre de 2016, y con posterioridad a esta fecha.
- La retribución del Operador de Mercado de Gas para 2016

En la **disposición derogatoria** se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la Orden.

Por último, la propuesta de Orden incluye **cinco disposiciones finales**:

- La disposición final primera modifica el apartado 9.6.2 de la NGTS-09 aprobada por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.
- La disposición final segunda modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.
- La disposición final tercera modifica el artículo 14 de la Orden IET/2446/2013 sobre mermas en las redes de distribución
- La disposición final cuarta establece que la Secretaría de Estado de Energía dictará las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.
- La disposición final quinta establece la entrada en vigor de la Orden a las cero horas del 1 de enero de 2016.

Finalmente, en el Anexo se establece la retribución de las actividades reguladas.

4. Consideraciones generales

4.1. Sobre el escenario de demanda previsto para el cierre de 2015 y 2016

Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

En el Cuadro 1 se compara la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 por el Ministerio (según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden), por el GTS, por las empresas y por la CNMC. Se indica que para el cierre 2015 la previsión de demanda para generar electricidad de las empresas recogida en la memoria de orden (56,6 TWh) no coincide con la previsión facilitada a la CNMC (54,6 TWh). Análogamente, la previsión para el 2016 de la demanda convencional de los Grupos 1 y 2 del GTS que se recoge en la Memoria (195,5 TWh) difiere de la que facilitada por el GTS a esta Comisión (195,7 TWh).

Al respecto, se indica que la previsión de la demanda de la CNMC para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 se ha elaborado tras contrastar las variables de facturación previstas en cada uno de los escenarios proporcionados por los agentes con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y con la información remitida por los agentes en aplicación de la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía (actualmente CNMC), de información para el mercado minorista español de gas natural. Como resultado de dichas comprobaciones se detectaron diversas incoherencias en la información comunicada por los agentes. Dichas incoherencias fueron puestas en conocimiento de los agentes implicados, los cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial y/o justificación de las citadas previsiones.

En el Cuadro 1 se muestra la información disponible por la CNMC.

Se observa que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2015 (311,8 TWh) de la propuesta de Orden es similar a la prevista por la CNMC (312,3 TWh) e inferior a la prevista por el GTS (319,4 TWh) y por las empresas (317,6 TWh), mientras que para el ejercicio 2016 la demanda de la propuesta de Orden (316,0 TWh) es inferior a la prevista por la CNMC, el GTS y las empresas (320,3 TWh, 325,9 TWh y 327,6 TWh, respectivamente).

No obstante lo anterior, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se indica que por un criterio de prudencia ha optado por considerar el escenario de previsión de demanda de la CNMC de los años 2015 y 2016.

Respecto de la composición de la demanda, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la demanda de gas natural de 2015 alcanzará los 311,8 TWh, de los cuales 184,7 TWh corresponden a la demanda industrial convencional de gas natural y 60,0 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone una variación del -2,2% y del 15,8%, respectivamente, sobre la demanda de ambos

colectivos prevista para el cierre de 2014, según la información disponible en la base de datos de Liquidaciones. Adicionalmente, se prevé que la demanda convencional del Grupo 3 alcance los 67,1 TWh un 8,2% superior a la registrada en 2014.

En cuanto a la demanda prevista para el año 2016, la demanda destinada a la generación eléctrica se mantendrá en 60 TWh, inferior en 7,7 TWh a la prevista por la CNMC, y la demanda convencional aumentará un 1,7% hasta alcanzar los 256,0 TWh (3,4 TWh superior a la prevista por la CNMC).

Al respecto, cabe señalar los siguientes aspectos puestos de manifiesto en el Informe de previsión de la CNMC¹ (véase Anexo I):

1. Se espera un incremento de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica para el 2016 derivado del impacto de la Directiva de emisiones industriales sobre las centrales de generación de carbón.
2. Se espera una contracción de la demanda del grupo 3 motivada por pasar de un año climatológico frío a un año climatológico medio.

Cuadro 1. Demanda de gas natural prevista el cierre de 2015 y 2016 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Comparación con el escenario de demanda de las empresas, el GTS y la CNMC (1)

	TWh		Tasa de variación s/ año anterior		Tasa de variación respecto de la previsión de la propuesta OM	
	2014 Real	Previsión de cierre 2015	2015 vs 2014	2016 vs 2015	2015 vs 2014	2016 vs 2015
Demanda en generación eléctrica						
Previsión OM		60,0	15,8%	0,0%		
Previsión GTS	51,8	60,1	16,0%	3,8%	0,2%	4,1%
Previsión empresas		54,6	5,5%	4,3%	-8,9%	-5,0%
Previsión CNMC		60,0	15,8%	12,7%	0,0%	12,8%
Demanda convencional						
Grupo 1 y 2 (1)						
Previsión OM		184,7	-2,2%	1,8%		
Previsión GTS	188,9	195,7	3,6%	0,7%	6,0%	4,7%
Previsión empresas		191,7	1,5%	2,6%	3,8%	4,6%
Previsión CNMC		184,7	-2,2%	0,6%	0,0%	-1,2%
Grupo 3						
Previsión OM		67,1	8,2%	1,2%		
Previsión GTS	62,0	63,6	2,6%	4,6%	-5,2%	-2,1%
Previsión empresas		71,2	14,9%	3,7%	6,1%	8,8%
Previsión CNMC		67,6	9,1%	-1,3%	0,8%	-1,7%
TOTAL						
Previsión OM		311,8	3,0%	1,3%		
Previsión GTS	302,7	319,4	5,5%	2,0%	2,4%	3,1%
Previsión empresas		317,6	4,9%	3,1%	1,9%	3,7%
Previsión CNMC		312,3	3,2%	2,5%	0,2%	1,3%

(1) Incluye el GNL a cliente final, Materia prima e Interrumpibles

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, GTS, Empresas y CNMC

En el Cuadro 2 se comparan las variables de facturación por grupo tarifario previstas en la propuesta de Orden y las previstas por la CNMC para el cierre

¹ Informe sobre las previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2016 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 29 de octubre de 2015

del ejercicio 2015. Se observa que las diferencias en el número de clientes y el consumo entre ambas previsiones se registran en el grupo 3. Cabe señalar que según las estimaciones de la propuesta de Orden se espera un mayor número de clientes en todos los peajes del Grupo 3, con la excepción del peaje 3.5, mientras que el consumo previsto en la propuesta de Orden es inferior al previsto por la CNMC con la excepción de los peajes 3.2 y 3.5.

Respecto de la previsión de la capacidad facturada por peaje de acceso se observa que la previsión de la propuesta de Orden se corresponde con la previsión de capacidad contratada de la CNMC, lo que implica un factor de utilización de la capacidad contratada para todos los consumidores del 100%. Al respecto se indica que, en términos medios, el factor de utilización de la capacidad es del 96%.

Cuadro 2. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para el cierre de 2015 por el MIET y la CNMC

	Previsión propuesta OM			Previsión CNMC				% variación propuesta de Orden sobre CNMC		
	Clientes	Capacidad facturada (MWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad facturada	Volumen
Grupo 1 Firme	103	531.702.067	113.789.231	104	531.702.067	501.216.265	113.789.230	-0,5%	6,1%	0,0%
1.1	31	11.424.610	1.956.653	31	11.424.610	11.431.136	1.956.653	0,6%	-0,1%	0,0%
1.2	35	144.057.410	20.160.299	35	144.057.410	130.811.725	20.160.299	-0,7%	10,1%	0,0%
1.3	37	376.220.047	91.672.279	37	376.220.047	358.973.404	91.672.279	-1,2%	4,8%	0,0%
Grupo 2 Firme	3.722	498.616.617	116.567.760	3.724	498.616.617	483.991.271	116.567.760	0,0%	3,0%	0,0%
2.1	779	1.800.942	177.776	779	1.800.942	1.889.773	177.776	0,0%	-4,7%	0,0%
2.2	1.308	11.835.380	2.816.126	1.308	11.835.380	12.427.149	2.816.126	0,0%	-4,8%	0,0%
2.3	1.017	72.303.166	13.446.338	1.017	72.303.166	74.588.445	13.446.338	0,0%	-3,1%	0,0%
2.4	365	82.647.236	18.031.587	365	82.647.236	80.891.695	18.031.587	-0,1%	2,2%	0,0%
2.5	227	182.553.497	46.917.881	227	182.553.497	175.129.378	46.917.881	0,0%	4,2%	0,0%
2.6	26	147.476.396	35.178.052	26	147.476.396	139.064.832	35.178.052	-0,6%	6,0%	0,0%
Grupo 2 Interrumpible				1	435.000	456.750	24.910	-100,0%	-100,0%	-100,0%
Grupo 3	7.615.690	23.774.913	67.053.829	7.545.143	23.774.913	23.466.551	67.620.003	0,9%	1,3%	-0,8%
3.1	4.378.488		10.727.296	4.329.938	-	-	11.143.002	1,1%		-3,7%
3.2	3.167.082		29.928.925	3.145.408	-	-	29.840.414	0,7%		0,3%
3.3	23.267		1.475.128	22.933	-	-	1.498.555	1,5%		-1,6%
3.4	46.567		20.489.480	46.563	-	-	20.791.463	0,0%		-1,5%
3.5	286	23.774.913	4.433.000	301	23.774.913	23.466.551	4.346.569	-4,8%	1,3%	2,0%
Materia prima	2	20.100.000	5.034.883	2	20.100.000	18.921.258	5.034.883	0,0%	6,2%	0,0%
Total	7.619.517	1.074.193.597	302.445.703	7.548.973	1.074.628.598	1.028.052.096	303.036.786	0,9%	4,5%	-0,2%

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

En el Cuadro 3 se comparan las variables de facturación por grupo tarifario previstas en la propuesta de Orden y por la CNMC para 2016. Se observan diferencias tanto en las previsiones del número de clientes como sobre las previsiones de capacidad y consumo.

Cuadro 3. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2016 por el MIET y la CNMC

	Previsión propuesta OM			Previsión CNMC				% variación propuesta de Orden sobre CNMC		
	Cientes	Capacidad facturada (MWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad facturada	Volumen
Grupo 1 Firme	104	531.702.067	114.984.202	104	573.347.584	540.313.394	121.456.908	0,0%	-1,6%	-5,3%
1.1	31	11.424.610	1.984.936	31	12.104.222	12.071.247	2.048.887	0,0%	-5,4%	-3,1%
1.2	35	144.057.410	20.447.072	35	156.459.252	141.858.383	21.072.758	0,0%	1,6%	-3,0%
1.3	37	376.220.047	92.552.194	37	404.784.110	386.383.764	98.335.263	0,0%	-2,6%	-5,9%
Grupo 2 Firme	3.724	498.616.617	118.809.566	3.724	503.309.996	488.170.701	117.714.073	0,0%	2,1%	0,9%
2.1	779	1.800.942	181.331	779	1.815.031	1.904.567	178.665	0,0%	-5,4%	1,5%
2.2	1.308	11.835.380	2.872.448	1.308	11.841.319	12.433.385	2.830.207	0,0%	-4,8%	1,5%
2.3	1.017	72.303.166	13.715.250	1.017	72.315.045	74.600.918	13.513.610	0,0%	-3,1%	1,5%
2.4	365	82.647.236	18.392.023	365	82.651.368	80.896.034	18.122.275	0,0%	2,2%	1,5%
2.5	227	182.553.497	47.855.590	228	183.006.976	175.565.554	47.179.270	-0,3%	4,0%	1,4%
2.6	26	147.476.396	35.792.924	26	151.680.256	142.770.244	35.890.046	0,0%	3,3%	-0,3%
Grupo 2 Interrumpible				-	-	-	-			
Grupo 3	7.779.373	23.774.913	67.926.322	7.659.541	23.925.661	23.615.343	66.753.387	1,6%	0,7%	1,8%
3.1	4.376.495		10.839.366	4.236.255	-	-	10.084.075	3,3%		7,5%
3.2	3.330.471		30.151.295	3.351.221	-	-	30.426.471	-0,6%		-0,9%
3.3	24.476		1.550.708	24.124	-	-	1.491.113	1,5%		4,0%
3.4	47.642		20.575.834	47.638	-	-	20.283.961	0,0%		1,4%
3.5	289	23.774.913	4.809.119	303	23.925.661	23.615.343	4.467.766	-4,5%	0,7%	7,6%
Materia prima	2	20.100.000	5.034.883	2	20.100.000	18.921.258	5.085.232	0,0%	6,2%	-1,0%
Total	7.783.202	1.074.193.597	306.754.973	7.663.371	1.120.683.241	1.071.020.697	311.009.600	1,6%	0,3%	-1,4%

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

Al respecto se señalan las siguientes consideraciones:

Nº de consumidores

Según el escenario de demanda previsto para 2016 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el número de clientes previstos para 2016 se mantiene para todos los peajes de acceso, excepto para los del Grupo 3. En particular, según la previsiones de la propuesta de Orden en 2016 se espera un incremento de consumidores en el Grupo 3 de 163.683 clientes (superior, aproximadamente, en 49.000 clientes al incremento previsto por la CNMC), motivado fundamentalmente por el incremento del número de clientes acogidos al peaje 3.2, parcialmente compensado por la contracción del número de clientes acogidos al peaje 3.1, en línea con la previsiones de esta Comisión.

Cabe destacar que la previsión del número de consumidores se corresponde con la remitida por las empresas a la CNMC. Al respecto, esta Comisión se remite al informe de previsiones (véase Anexo I).

Caudal facturado

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, en 2016 se mantendrá la capacidad facturada prevista para el cierre de 2015. Cabe señalar que, como se ha comentado anteriormente, la capacidad facturada prevista por el Ministerio se corresponde con la capacidad contratada prevista por la CNMC para el ejercicio 2015, lo que implica una utilización del 100% de capacidad contratada.

Al mantener la previsión de capacidad facturada en 2016, la diferencia entre la previsión de la Orden y la previsión de la CNMC se reduce respecto de 2015.

En particular, dicha capacidad facturada es un 0,3% superior a la prevista por esta Comisión para dicho ejercicio (1.071.021 MWh/día),

No obstante, se indica que la capacidad facturada prevista para 2016 (1.074.194² MWh/día), es un 4% superior a la capacidad facturada promedio registrada entre julio de 2014 y junio de 2015 (1.032.994 MWh/día), de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones, y que la media móvil registrada en el periodo julio 2015-junio 2016 es del -5%.

Demanda

La demanda prevista para 2016 en la propuesta de Orden es un 1,4% inferior a la prevista por esta Comisión para dicho ejercicio, concentrándose las discrepancias en la demanda del grupo 1 (5,4% inferior) y grupo 3 (1,8% superior) y, en menor medida en el Grupo 2 (0,9% superior). Dichas diferencias son consecuencia, aunque no únicamente, de la diferente previsión de la demanda de los ciclos combinados y de la demanda de los consumidores acogidos al grupo 3.

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

En el Cuadro 4 y 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 previstas para el cierre de 2015 y 2016.

Se observa que, a pesar de que la demanda nacional, así como las importaciones y exportaciones y las variaciones de los almacenamientos subterráneos previstas en la propuesta de Orden se corresponden, con carácter general, con las previstas por la CNMC para el cierre de 2015, no sucede lo mismo con la previsión de las entradas al sistema. En particular, parece que éstas se han ajustado para hacerlas coincidir con la demanda nacional prevista en la propuesta de Orden.

Análogamente, en la previsión del ejercicio 2016 se han ajustado las variables de la regasificación y almacenamiento subterráneo a la demanda nacional prevista para 2016.

Al respecto se indica que se considera fundamental que se garantice la coherencia del escenario de demanda, regasificación y almacenamiento subterráneo. En este sentido, los escenarios de regasificación previstos para 2015 y 2016 por la CNMC son coherentes con los escenarios de demanda previstos para dichos años.

² La capacidad contratada del Grupo 3, se corresponde con la del peaje 3.5.

Cuadro 4. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para el cierre de 2015. Propuesta de Orden vs CNMC

	Propuesta de Orden			Escenario CNMC			Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNMC		
Entrada al Sistema									
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen	Factor de carga
Entrada al Sistema	1.100.695	311.758	78%	1.128.763	313.208	76%	-2,5%	-0,5%	2,1%
GN	637.130	186.042	80%	659.806	186.098	77%	-3,4%	0,0%	3,5%
GNL	463.565	125.717	74%	468.956	127.110	74%	-1,1%	-1,1%	0,1%
Actividad de Regasificación									
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen regasificado	Factor de carga
Regasificación	463.565	125.717	74%	468.956	127.110	74%	-1%	-1%	0%
	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	154	125.717	120.206	194	158.180	120.069	-21%	-21%	0%
	Nº de buques	GWh puesta en frío		Nº de buques	GWh puesta en frío		Nº de buques	GWh puesta en frío	
Puesta en frío				5	65				
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen cargado en cisternas	Factor de carga
Carga en cisternas	31.415	9.288	81,0%	34.407	10.111	80,5%	-8,7%	-8,1%	0,6%
	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
Trasvase de GNL a buque (Volumenes superiores a 9.000 m ³ de GNL)	25	20.041	118.238	22	20.041	136.934	16%	0%	-14%
	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	13,00	6.026.348		12,87	6.034.762		1,0%	-0,1%	
Almacenamiento Subterráneo									
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	
Almacenamiento de GN	25.712	17.876		25.712	17.876		0,0%	0,0%	

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

Cuadro 5. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2016. Propuesta de Orden vs CNMC

	Propuesta de Orden			Escenario CNMC			Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNMC		
Entrada al Sistema									
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen	Factor de carga
Entrada al Sistema	1.115.642	316.008	78%	1.137.187	322.717	78%	-1,9%	-2,1%	-0,2%
GN	646.561	188.796	80%	643.324	188.856	80%	0,5%	0,0%	-0,5%
GNL	469.081	127.212	74%	493.863	133.861	74%	-5,0%	-5,0%	0,1%
Actividad de Regasificación									
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen regasificado	Factor de carga
Regasificación	469.081	127.212	74%	493.863	133.861	74%	-5%	-5%	0%
	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	156	127.212	120.206	197	160.476	120.101	-21%	-21%	0%
	Nº de buques	GWh puesta en frío		Nº de buques	GWh puesta en frío		Nº de buques	GWh puesta en frío	
Puesta en frío				2	12				
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen cargado en cisternas	Factor de carga
Carga en cisternas	31.229	9.233	81%	34.503	10.139	81%	-9,5%	-8,9%	0,6%
	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
Trasvase de GNL a buque (Volumenes superiores a 9.000 m ³ de GNL)	21	17.000	119.399	17	15.409	135.954	26%	10%	-12%
	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	13,00	6.098.053		12,87	6.355.278		1,0%	-4,0%	
Almacenamiento Subterráneo									
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	
Almacenamiento de GN	28.707	19.086		28.707	19.086		0,0%	0,0%	

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

No obstante lo anterior, a diferencia de ejercicios anteriores, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se incluye prácticamente la totalidad de las variables de facturación implicadas en la determinación de los peajes de la actividad de regasificación y almacenamiento, lo que se valora positivamente.

4.2. Sobre los ingresos previstos para el cierre de 2015 y 2016

A diferencia de ejercicios anteriores, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se presentan los ingresos previstos para el cierre de los ejercicios 2015 y 2016.

Respecto de los ingresos previstos para el cierre de 2015 se estiman en 2.900,4 M€, cifra que supera en 3,8 M€ a los previstos por la CNMC para el mismo ejercicio, registrándose las mayores diferencias en el término de conducción de los peajes del Grupo 1 (10,8 M€) y Grupo 2 (5,8 M€) en el canon de almacenamiento subterráneo (15,0 M€) debido a que, como se ha comentado anteriormente, en el escenario de facturación de la propuesta de Orden se ha considerado un 100% de utilización de la capacidad contratada (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Ingresos para el cierre de 2015 según la Memoria de la propuesta de Orden y la CNMC

	Facturación (Millones de €)		Diferencias : Propuesta de Orden vs CNMC	
	Propuesta OM	CNMC	Miles de €	%
I. Contratos de Largo Plazo				
(A). Actividad de Regasificación	240,7	245,9	- 5,3	-2,1%
<i>Peaje de descarga de buques</i>	10,5	13,3	- 2,8	-21,0%
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	11,7	12,8	- 1,1	-8,7%
<i>Peaje de regasificación</i>	111,6	112,9	- 1,3	-1,2%
<i>Almacenamiento GNL</i>	71,3	71,4	- 0,1	-0,1%
<i>Puesta en frío</i>		0,5		
<i>Trasvase de GNL a buques</i>	35,7	35,1	0,5	1,5%
(B). Almacenamiento Subterráneo	130,0	130,0	- 0,0	0,0%
(C). Transporte y Distribución	2.472,4	2.460,5	12,0	0,5%
<i>Reserva de Capacidad</i>	129,7	133,1	- 3,4	-2,5%
<i>Término de conducción</i>	2.342,7	2.327,4	15,4	0,7%
<i>Grupo 1</i>	259,3	248,4	10,8	4,4%
<i>Grupo 2</i>	357,6	351,8	5,8	1,6%
<i>Grupo 3</i>	1.714,5	1.716,3	- 1,7	-0,1%
<i>Materia Prima</i>	11,4	10,9	0,5	4,6%
(D). Total Ingresos por contratos Largo Plazo (A) + (B) + (C)	2.843,2	2.836,5	6,7	0,2%
II. Contratos de Corto Plazo				
(E). Total Corto Plazo	30,0	31,5	- 1,5	-4,9%
(F). Total Ingresos (D) + (E)	2.873,2	2.868,0	5,2	0,2%
(G). Otros Ingresos	27,25	28,6	- 1,3	-4,7%
<i>Peajes de conexiones internacionales</i>	16,89	16,9	- 0,0	0,0%
<i>Suministro a tarifas</i>		1,3	- 1,3	
<i>Venta de Condesados</i>	1,50	1,5	-	0,0%
<i>Desbalances</i>	8,86	8,9	-	0,0%
(H). Ingresos de actividades reguladas (F) + (G)	2.900,4	2.896,6	3,8	0,1%

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

Respecto de los ingresos previstos para 2016, se indica que en la Propuesta de Orden se mantienen los peajes establecidos en la Orden IET/2445/2014, con la

excepción del peaje temporal para antiguos usuarios del peaje de materia prima que se incrementa un 10,7% sobre los establecidos en dicha Orden.

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2016 ascienden a 2.947,3 M€, importe que supera en 23,8 M€ a los ingresos previstos por la CNMC (véase Cuadro 7).

Las principales diferencias se registran en los peajes correspondientes a la actividad de regasificación (-10,1 M€) y en los ingresos por el término de conducción de los peajes del Grupo 3 (31,4 M€).

Al respecto, se advierte de la sensibilidad de los ingresos del sistema a la demanda del Grupo 3, puesta de manifiesto en anteriores informes. En particular, un error de previsión en la demanda del Grupo 3 de un 1% supone un impacto en los ingresos del sistema del 0,5%, por lo que se recomienda especial prudencia a la hora de su previsión.

**Cuadro 7. Ingresos previstos de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden
Escenario de facturación MIET vs CNMC. Año 2016**

	Facturación (Millones de €)		Diferencias : Propuesta de Orden vs CNMC	
	Propuesta OM	CNMC	Miles de €	%
I. Contratos de Largo Plazo				
(A). Actividad de Regasificación	237,48	247,56	- 10,1	-4,1%
Peaje de descarga de buques	10,59	13,47	- 2,9	-21,3%
Peaje de carga en sistemas	11,62	12,84	- 1,2	-9,5%
Peaje de regasificación	112,90	118,89	- 6,0	-5,0%
Almacenamiento GNL	72,12	75,16	- 3,0	-4,0%
Puesta en frío		0,16		
Trasvase de GNL a buques	30,26	27,04	3,2	11,9%
(B). Almacenamiento Subterráneo	145,09	145,09	0,0	0,0%
(C). Transporte y Distribución	2.502,98	2.475,25	27,7	1,1%
Reserva de Capacidad	131,47	133,96	- 2,5	-1,9%
Término de conducción	2.371,51	2.341,29	30,2	1,3%
Grupo 1	260,01	267,02	- 7,0	-2,6%
Grupo 2	359,84	354,67	5,2	1,5%
Grupo 3	1.739,02	1.707,60	31,4	1,8%
Materia Prima	12,64	12,01	0,6	5,2%
(D). Total Ingresos por contratos Largo Plazo (A) + (B) + (C)	2.885,6	2.867,9	17,7	0,6%
II. Contratos de Corto Plazo				
(E). Total Corto Plazo	30,0	32,7	- 2,7	-8,3%
(F). Total Ingresos (D) + (E)	2.915,6	2.900,6	14,9	0,5%
(G). Otros Ingresos	31,70	22,84	8,9	38,8%
Peajes de conexiones internacionales	21,34	21,34	- 0,0	0,0%
Venta de Condesados	1,50	1,50	-	0,0%
Desbalances	8,86		8,9	
(H). Ingresos de actividades reguladas (F) + (G)	2.947,3	2.923,5	23,8	0,8%

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

4.3. Sobre el Desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2015

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 de los ingresos liquidables del ejercicio supere el 10%

- 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 2015 por el impacto que ello pudiera tener en el ejercicio 2016.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos regulados previstos para el cierre del ejercicio 2015 ascienden a 2.900,4 M€, por lo que serían suficientes para cubrir los costes previstos para el cierre del ejercicio (2.891 M€), generándose un desajuste positivo (9,4 M€). Cabe señalar que el escenario de ingresos y costes previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2015 (véase Anexo I) arroja un desajuste positivo superior al previsto en la propuesta de Orden (104,4 M€), debido fundamentalmente a que en el escenario de previsión de la CNMC se ha estimado que una parte de los costes pendientes de reconocer correspondientes a los ejercicios 2014 y 2015 tendrá impacto en el ejercicio 2016, mientras que en el escenario de previsión de la propuesta de Orden se ha modificado el criterio y los costes de ejercicios anteriores se imputan en las liquidaciones de los ejercicios correspondientes.

Adicionalmente, se indica que el impacto final sobre los ejercicios 2014, 2015 y 2016 dependerá de la inclusión en el régimen retributivo de las instalaciones pendientes de resolución (véase Cuadro 8).

Cuadro 8. Costes, ingresos y desajuste previstos para el cierre del ejercicio 2015, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y la CNMC

	Previsión de cierre del ejercicio 2015	
	Propuesta de Orden	CNMC
Costes regulados sin déficit de ejercicios anteriores (M€) (A)	2.891,0	2.792,4
Ingresos regulados (M€) (B)	2.900,4	2.896,8
Déficit (-)/Superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	9,4	104,4

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

4.4. Sobre los aspectos retributivos para el ejercicio 2016 contenidos en la Propuesta de Orden

La Propuesta de Orden recoge en su conjunto, con los ajustes en los costes correspondientes a los ejercicios 2014 y 2015, unas necesidades retributivas para el año 2016 de 2.993,6 Millones de €, si bien en el cuadro resumen costes-ingresos para 2015 y 2016 recogido en el apartado 16 de la Memoria indica la cantidad de 2.929 Millones de €.

En el cuadro adjunto, se comparan los valores recogidos en el cuadro del apartado 16 de la Memoria, con los valores resultantes de sumar los diferentes conceptos retributivos que se desarrollan en el resto de la Memoria.

Cuadro 9. Comparación Presupuesto Retribución 2016 previsto en la Memoria de la Propuesta de OM vs el agregado de las diferentes partidas recogidas en la misma

En Millones de €	Presupuesto 2016			
	Agregación Partidas Recogidas en Memoria	Cuadro Resumen Pto 16 Memoria	Diferencias	
			€	%
Actividad de Regasificación (1)	486,07	452,00	-34,07	-7,0%
Devengadas Año 2016	452,84	452,00	-0,84	-0,2%
Devengadas Año 2015	21,88		-21,88	
Devengadas Año 2014	11,36		-11,36	
Actividad de AASS (2)	191,27	196,00	4,73	2,5%
Devengadas Año 2016	186,74	196,00	9,26	5,0%
Devengadas Año 2015	-0,03		0,03	
Devengadas Año 2014	4,56		-4,56	
Actividad de Transporte	863,14	826,00	-37,14	-4,3%
Devengadas Año 2016	827,53	826,00	-1,53	-0,2%
Devengadas Año 2015	31,16		-31,16	
Devengadas Año 2014	4,44		-4,44	
Actividad de Distribución	1.343,45	1.337,00	-6,45	-0,5%
Devengadas Año 2016	1.408,53	1.337,00	-71,53	-5,1%
Devengadas Año 2015	-37,47		37,47	
Devengadas Año 2014	-27,61		27,61	
Gas de Operación	27,89	38,00	10,11	36,2%
Gestión Técnica del Sistema	22,83	22,83	0,00	0,0%
Operador del Mercado Organizado de Gas	3,42	3,30	-0,12	-3,5%
TASA MINETUR/CNMC	4,14	4,14	0,00	0,0%
Otros Costes			0,00	
Anualidad por Laudo de Paris	36,30	34,33	-1,97	-5,4%
Devengadas Año 2016	34,33	34,33	0,00	0,0%
Devengadas Año 2015	1,97		-1,97	
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	15,25	15,25	0,00	0,0%
Desajustes Temporales 2015-2020, Art.61 Ley 18/2014			0,00	
Medidas de gestión de la demanda			0,00	
TOTAL	2.993,75	2.928,84	-64,92	-2,2%
<i>TOTAL Excluido Devengos 2014</i>	<i>3.000,99</i>	<i>2.928,84</i>	<i>-72,15</i>	<i>-2,4%</i>
(1) Incluye retribución por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL				
(2) Incluye retribución por Hibernación AASS CASTOR				

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Las diferencias que se observan en el cuadro se corresponden principalmente con el diferente tratamiento que se da a las cantidades devengadas en los años 2014 y 2015 para el cálculo de las necesidades de 2016, que en unos casos no se consideran (transporte, regasificación y almacenamiento), y en otros casos sí han sido consideradas, tal y como se observa en la distribución³.

Por tanto, en lo que respecta al análisis de costes, el Presupuesto 2016 que ha considerado esta Comisión es el proveniente de agregar las partidas reflejadas en los diferentes epígrafes de la Memoria.

En el cuadro siguiente, se desglosa dicho importe según los conceptos recogidos en los Artículos 59.4 y 66 de la Ley 18/2014 y el Real Decreto-Ley 13/2014, y se comparan 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 2016, la CNMC ha tomado preferentemente los valores indicados por el MINETUR salvo que se hayan observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible en esta Comisión.

Cuadro 10. Comparación Presupuesto Retribución 2016 previsto en la Propuesta de OM vs Valor Comprobación CNMC

En Millones de €	Retribución Presupuestada 2016 Prop. OM (*)	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Actividad de Regasificación	446,63	447,79	-1,17
Actividad de AASS	90,35	132,61	-42,26
Actividad de Transporte	863,14	869,10	-5,95
Actividad de Distribución	1.343,45	1.344,96	-1,50
Gas de Operación	27,89	27,89	0,00
Gestión Técnica del Sistema	22,83	22,83	0,00
Operador del Mercado	3,42	2,10	1,32
TASA MINETUR/CNMC	4,14	4,14	0,00
Otros (Coste Subastas)	0,00	0,00	0,00
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	39,45	39,45	0,00
Anualidad por Hibernación AASS CASTOR	100,85	100,85	0,00
Anualidad por Laudo de París	36,30	36,30	0,00
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	15,25	15,25	0,00
Desajustes Temporales 2015-2020, según Art.61 RD-Ley 8/2014		0,00	0,00
Medidas de gestión de la demanda		0,00	0,00
TOTAL	2.993,68	3.043,25	-49,56

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Debe señalarse que, tal y como se pone de manifiesto en los próximos epígrafes, las diferencias más significativas se corresponden con partidas cuyos valores son estimaciones. De hecho, en las partidas cuyos valores deben ser publicados en el BOE, o bien no existen diferencias o las que

³ Los 1.337 M€ de la actividad de distribución se corresponden principalmente con la suma de la retribución 2016 (1.398 M€) y los ajustes de retribución de 2014 y 2015 (-37 y 27,5 M€, respectivamente)

aparecen son por omisión de conceptos retributivos o por discrepancia en el criterio de reparto entre empresas.

4.5. Sobre la retribución de la Actividad de Transporte

La Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial 2016 recoge la retribución de la actividad de transporte en su epígrafe 5.

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.

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado diferencias en las cantidades totales a publicar en el BOE (salvo en los ajustes y correcciones por cambios en la Tr), encontrándose las diferencias en la estimación de la retribución asociada a instalaciones y gas nivel mínimo de llenado pendiente de reconocer partidas que no han sido presupuestadas en la Propuesta⁴.

En relación con el importe de RD a publicar en el BOE, señalar que se corresponde con el supuesto de que sean aprobadas con anterioridad las Resoluciones de inclusión en el régimen retributivo de las siguientes instalaciones que ya fueron informadas por esta Comisión:

- a) Obra lineal, posiciones y ERM/EMs del gasoducto Alicante-Sant Joan-Benidorm-Altea propiedad de Gas Natural Cegas,
- b) Obra lineal, posiciones y ERM/EMs del gasoducto Siero – Villaviciosa propiedad de Enagás Transporte del Norte,
- c) Estación de Compresión de Denia y Ampliación de la Posición 34 de Enagás Transporte,
- d) Obra lineal, posiciones y ERM/EMs de los gasoductos de Redexis Infraestructuras San Juan de Dios - Ca's Tresorer, Ca's Tresorer – Son Reus, Cala Gració-Ibiza-Central Térmica, Segovia –Otero de los Herreros, Otero de los Herreros – Ávila.

⁴ Además, se observa que han sido agregadas en un concepto equivocado la valoración de una posible adquisición de 400 GWh de gas para cubrir necesidades de nivel mínimo de llenado de la red de transporte. La retribución de dicho gas debería haberse imputado dentro de la actividad de transporte

Cuadro 11. Comparación Retribución 2016 de la Actividad de Transporte prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución 2016 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	863,14	863,66	-0,51
RD 2016	595,01	595,01	0,00
RF _{NMMLL} 2016	1,64	1,64	0,00
RCS 2016	230,88	230,88	0,00
Ajustes Años Anteriores	35,61	36,12	-0,51
RD años anteriores asociado Nuevas Instalaciones A Cuenta	3,39	3,39	0,00
RD y RF _{NMMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	25,45	25,96	-0,51
RCS Años Anteriores	6,77	6,77	0,00
Otros Ajustes/Correcciones			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	0,00	5,44	-5,44
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	5,44	-5,44
Total Actividad Transporte	863,14	869,10	-5,95
Gas de Operación para Actividad Transporte (presupuesto)	16,97	16,97	0,00
Total	880,11	886,06	-5,95

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Por otra parte, se considera acertado que se hayan diferenciado los conceptos retributivos de 2016 (RCS, RD y RF_{NMMLL}) 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 otro orden de ideas, se ha de señalar que no se considera adecuado el reparto realizado por empresa de los ajustes de retribuciones de años anteriores a publicar en el BOE (RCS₂₀₁₄ y RCS₂₀₁₅ y correcciones por Tr).

La Propuesta de Orden recoge los importes por ajustes en RCS y RD que deberían satisfacer/percibir a sociedades que han sido absorbidas o fusionadas (casos de Redexis Gas Aragón, Transportista Regional de Gas o Redexis Gas Transporte), esto supone un cambio de criterio en cómo se venían tratando estas operaciones de fusión o adquisición de la totalidad de activos (p.e. adquisiciones de Distribuidora Sureuropea y Transmanchega de Gas, Septentrional de Gas); hasta ahora se consideraba que las retribuciones de ejercicios pasados las cobraba el nuevo propietario que asumía los derechos/obligaciones (casos de Redexis Gas o Redexis Infraestructura) al entender que las partes implicadas reflejarían, si lo consideraban necesario, las compensaciones oportunas en los contratos privados.

De esta forma, se evitaba generar movimientos de caja en empresas que se estaban liquidando o no existían. Además, esta forma de proceder se ajustaría

más al espíritu que emana del Artículo 16 del Real Decreto 949/2001 relativo a que es el activo el que genera el derecho a la retribución⁵.

Por último, se ha observado que en los títulos de los cuadros del Anexo, se suele hacer referencia a “Retribución por disponibilidad” cuando en el mismo se recogen agregados los importes de Retribución por Disponibilidad (RD) y de 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 referencia a la RF_{NMLL}.

4.6. Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2016 recoge la retribución de la actividad de Almacenamiento Subterráneo (AASS) en su epígrafe 6.

La Memoria recoge 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. De hecho, la propia Propuesta de Orden, por un lado, indica en su Artículo 1.2 que el Anexo recoge las retribuciones reguladas para 2016 que han sido calculadas de acuerdo con los Anexos X y XI de la Ley 18/2014 (norma que explícitamente excluye en su aplicación al AASS Castor), mientras que, en su Artículo 4⁶ recoge todos los costes retributivos asociados al AASS Castor salvo los costes provisionales de mantenimiento y operatividad del Almacenamiento Subterráneo Castor derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, de ENAGAS Transportista, S.A., que vienen recogidos en el Anexo de la Orden

En consecuencia, con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda eliminar del Anexo la referencia a los costes provisionales de mantenimiento y operatividad del Almacenamiento Subterráneo Castor derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014. En este sentido, además, se recomienda eliminar del Artículo 4 cualquier referencia al Anexo de la Orden (en el epígrafe 5.3 de este Informe se realiza una propuesta de modificación del artículo), y del Anexo aquellos conceptos de coste que hacen referencia al AASS de Castor.

⁵ Su apartado 5 indica que *“la cantidad a retribuir a cada empresa se obtendrá como suma de las cantidades a retribuir para cada instalación de las que dicha empresa sea titular. La agregación del total de las retribuciones correspondientes a cada empresa o grupo de empresas determinará la retribución total de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte”*

⁶ Sobre *“Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre”*.

En el caso de las instalaciones de AASS en operación, la retribución fija, a publicar en el BOE, de la actividad de AASS 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.

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, se observa una diferencia de 21,3 M€ en la RD a publicar en el BOE. Esta diferencia se produce porque la Propuesta de Orden recoge dentro de este concepto la RD asociada al AASS de Yela.

Además, existen diferencias significativa en las estimaciones de la retribución a satisfacer por instalaciones pendiente de incluir en el Régimen Retributivo⁷, los ajustes a realizar por la retribución definitiva 2015 de costes de O&M⁸ y los costes liquidables por Condensados del GN extraído⁹.

Cuadro 12. Comparación Retribución 2016 de la Actividad de AASS prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución 2016 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	90,35	69,12	21,23
RD 2016	85,00	63,69	21,30
RCS 2016	6,06	6,06	0,00
Devol. por DA 7ª O.ITC/3802/2008	-0,71	-0,71	0,00
Ajustes Años Anteriores	0,07	0,07	0,00
RD y RF _{NMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	0,52	0,52	0,00
RCS Años Anteriores	-0,45	-0,45	0,00
Otros Ajustes/Correcciones			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	0,00	63,49	-63,49
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	59,80	-59,80
Ajustes de Retribución Costes O&M 2015	0,00	3,42	-3,42
Costes Condensados del GN extraído	0,00	0,27	-0,27
Total Actividad AASS	90,35	132,61	-42,26
Gas de Operación para Actividad AASS (presupuesto)	6,24	6,24	0,00
Total	96,60	138,86	-42,26

Nota: No incluye retribución por Hibernación AASS de Castor

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

En relación con la inclusión de la Retribución del AASS de Yela en la Orden, hay que señalar que, a día de hoy, está en trámite de informe preceptivo de esta Comisión la Propuesta de Resolución de Inclusión en el Régimen Retributivo de la instalación. En dicha tramitación, se realizó un requerimiento de información adicional a ENAGAS cuya respuesta ha entrado recientemente en el registro de esta Comisión. En consecuencia, en tanto en cuanto no se

⁷ La Propuesta de OM no presupuesta la retribución 2015 de las modificaciones realizadas en el AASS de Serrablo en los años 2008, 2009 y 2010, ni presupuesta las adquisiciones de gas colchón realizadas en el AASS de Yela durante 2014.

⁸ La Propuesta de OM no presupuesta esta partida

⁹ La Propuesta de OM no presupuesta esta partida

emita el informe por esta Comisión, no procede la inclusión de la retribución de este activo en la Orden.

Es por ello por lo que las cantidades pendientes de inclusión (59,8 M€) recogidas en el valor de comprobación de la CNMC son tan elevadas. En ellas están recogidas la retribución de los ejercicios 2015 y 2016¹⁰ por inversión del AASS de Yela (43,2 M€) y de la ampliación de las instalaciones de AASS Serrablo realizadas entre 2008-2010 (3,6 M€) y gas colchón adquirido en 2014 y 2015 (12,9 M€).

En consecuencia, el importe de RD a publicar en el BOE sería el determinado en la comprobación por esta Comisión, y habría que reformular el reparto de RCS entre las compañías.

4.7. Sobre la retribución de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2016 recoge la retribución de la actividad de Regasificación en su epígrafe 7.

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

¹⁰ Esta Comisión asume que las Resoluciones de inclusión en el Régimen Retributivo de estos activos serán resueltas antes de la liquidación definitiva del año 2014 e indicarán, como está siendo habitual últimamente, que la retribución correspondiente al año 2014 y anteriores sea incluida en dicha liquidación.

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

Esta circunstancia es tenida en consideración parcialmente por la propia Propuesta de Orden al señalar, por un lado, en su Artículo 1.2 que el Anexo recoge las retribuciones reguladas para 2016 que han sido calculadas de acuerdo con los Anexos X y XI de la Ley 18/2014; y, por otro lado, al recoger en su Artículo 3¹¹ las retribuciones por O&M asociadas a la Planta de El Musel. No obstante lo anterior, se produce la confusión al aparecer recogidas en el Anexo tanto la retribución transitoria financiera del El Musel como sus retribuciones por O&M desarrolladas en el Artículo 3.

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 este sentido, además, se recomienda incluir en el Artículo 3 la retribución transitoria de El Musel, y eliminar cualquier referencia al Anexo de la Orden (en el epígrafe 5.2 de este Informe se realiza una propuesta de modificación del artículo).

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.

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 se observan en la estimación de la retribución asociada a gas nivel mínimo de llenado pendiente de reconocer¹².

En relación con el importe de RD a publicar en el BOE, señalar que se corresponde con el supuesto de que sea aprobada con anterioridad la Resolución de inclusión en el régimen retributivo del Tercer Tanque de la Planta de Bilbao, que ya fue informada por esta Comisión

¹¹ Sobre “Costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel”.

¹² La Propuesta de OM no presupuesta esta partida

Cuadro 13. Comparación Retribución 2016 de la Actividad de Regasificación prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución 2016 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	420,93	420,93	0,00
RD 2016	344,45	344,45	0,00
RF _{NMLL} 2016	1,34	1,34	0,00
RCS 2016	57,74	57,74	0,00
Ajustes Años Anteriores	17,39	17,39	0,00
RD y RF _{NMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	8,87	8,87	0,00
RCS Años Anteriores	8,52	8,52	0,00
Otros Ajustes/Correcciones			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	25,70	26,86	-1,17
Retribución Variable 2016	25,70	25,70	0,00
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	1,17	-1,17
Total Actividad Regasificación	446,63	447,79	-1,17
Gas de Operación para Actividad Regasificación (presupuesto)	4,68	4,68	0,00
Total	446,63	447,79	-1,17

Nota: No incluye retribución por Hibernación Planta El Musel

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

4.8. 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 8.

La retribución fija, a publicar en el BOE, de la actividad de distribución está compuesta de seis conceptos: la Retribución 2016 de los Activos, la Retribución 2016 del extracoste de territorios insulares¹³, así como los ajustes por desvíos de los dos anteriores para los ejercicios 2014 y 2015.

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado diferencias significativas en las cantidades totales a publicar en el BOE, todas ellas en el entorno de los cientos de miles de euros.

¹³ 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

Cuadro 14. Comparación Retribución 2016 de la Actividad de Distribución prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución 2016 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	1.333,4	1.334,9	-1,50
Retribución 2016	1.397,99	1.398,55	-0,55
Desvíos Retribución 2015	-37,03	-36,39	-0,64
Desvíos Retribución 2014	-27,53	-27,53	0,00
Extracoste 2016	0,43	0,56	-0,12
Desvíos Extracoste 2015	-0,44	-0,33	-0,11
Desvíos Extracoste 2014	-0,08	0,00	-0,08
Ajustes Años Anteriores			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	10,10	10,10	0,00
Suministro a Tarifa	0,10	0,10	0,00
Retribución Específica Distribución	10,00	10,00	0,00
Total	1.343,45	1.344,96	-1,50

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

En un análisis detallado de los cálculos realizados, se ha observado que, a pesar de lo indicado en la Memoria, en los cálculos de la retribución del año 2015 y 2016 se ha utilizado el número medio de puntos de suministro en redes de presión <4 bar en municipios ya gasificados en 2015 y 2016 que declararon inicialmente las empresas, cuando debía haber utilizado los propuestos por esta Comisión¹⁴.

En su análisis, esta Comisión consideró que había que respetar el número total declarado por la empresas si bien, atendiendo a los datos disponibles en bases de datos (también declarados por las empresas), se reclasificaron municipios de reciente gasificación y/o minoraron los números de Puntos de Suministro indicados en ellos cuando había indicios de haber sido introducido el gas con anterioridad a 2014 o el número de puntos suministro era superiores a los disponibles en la Comisión.

Al utilizar la Propuesta el número de puntos de suministro en redes de presión <4 bar en municipios ya gasificados en 2015 y 2016 que declararon inicialmente las empresas, se ha minorado la captación de nuevos puntos prevista por los distribuidores y en consecuencia su retribución.

En el cuadro adjunto, pueden observarse, para cada empresa distribuidora, los valores de número medio de puntos de suministros en redes de presión <4 bar para los años 2014, 2015 y 2016 declarados y propuestos por la CNMC tanto en municipios ya gasificados como en municipios de reciente gasificación.

¹⁴ Sobre las previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector de gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016

Cuadro 15. Comparación Nº medio de puntos de suministro en redes de presión <4 bar declarados por empresas vs comprobaciones realizadas por la CNMC

	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCImgr<4b)							
	Definitivo	Declarados por Empresas				Según Comprobaciones CNMC		
	2013	2014	2015	2016	2014	2015	2016	
Naturgas Energía Distribución, S.A.	918.880	928.887	937.748	931.522	928.887	937.747,5	931.837,0	
Gas Directo, S.A.	4.760	5.144	5.654	6.119	5.144	5.654,0	6.119,0	
Redexis Gas, S.A.	374.310	384.488	395.613	428.103	384.981	396.150,0	428.254,0	
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	67.046	69.079	71.071	73.120	69.079	71.070,5	73.119,5	
Tolosa Gas, S.A.	4.715	4.783	4.854	4.919	4.783	4.854,0	4.919,0	
Gas Natural Distribución SDG,S .A.	3.029.768	3.039.941	3.056.698	3.078.988	3.040.978	3.059.278,0	3.082.942,0	
Gas Natural Andalucía, S.A.	388.527	397.547	406.960	417.362	397.654	407.453,5	418.715,5	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	224.926	227.820	230.828	237.721	227.998	231.132,5	238.025,5	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	408.133	414.869	419.947	424.093	414.901	420.039,5	424.320,5	
CEGAS, S.A.	639.249	645.314	654.047	666.212	646.137	658.644,8	676.046,1	
Gas Galicia SDG, S.A.	233.253	241.264	246.239	249.420	241.616	246.591,0	249.419,5	
Redexis Gas Murcia, S.A.	92389	91722,5	92.146	94.902	91769	92.192,0	94.901,5	
Gas Navarra, S.A.	131.044	134.029	135.748	136.938	134.081	135.954,5	137.387,5	
Gas Natural Rioja,S.A.	75.801	78.157	79.885	81.920	78.181	79.909,0	81.919,5	
GASCAN, S.A.	8	13	36	57	13	35,5	57,0	
Madrialeña Red de Gas, S.A.	835.393	839.803	844.612	850.320	839.803	844.611,5	850.319,5	
Gas Natural Madrid SDG, S.A. (1)	0	0	0	0	0	0,0	0,0	
Total	7.428.197	7.502.856	7.582.081	7.681.713	7.506.002	7.591.318	7.698.303	

	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCImgr<4b)							
	Definitivo	Declarados por Empresas				Según Comprobaciones CNMC		
	2013	2014	2015	2016	2014	2015	2016	
Naturgas Energía Distribución, S.A.	0	2	119	1.107	2	119	792	
Gas Directo, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	
Redexis Gas, S.A.	0	494	3.313	8.991	0	2.775	8.840	
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	
Tolosa Gas, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	
Gas Natural Distribución SDG,S .A. (2)	0	630	5.415	19.114	234	4.019	16.408	
Gas Natural Andalucía, S.A.	0	116	1.946	6.416	9	1.453	5.062	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	0	470	2.609	8.236	291	2.304	7.932	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	0	63	1.305	6.717	31	1.213	6.489	
CEGAS, S.A.	0	1.304	7.328	17.173	481	2.730	7.339	
Gas Galicia SDG, S.A.	0	590	5.413	16.289	238	5.060	16.289	
Redexis Gas Murcia, S.A.	0	46,5	375	915	0	329	915	
Gas Navarra, S.A.	0	142	636	1.252	90	429	802	
Gas Natural Rioja,S.A.	0	49	808	2.194	25	784	2.194	
GASCAN, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	
Madrialeña Red de Gas, S.A.	0	274	1.273	3.308	274	1.273	3.308	
Gas Natural Madrid SDG, S.A. (1)	0	965	2.696	5.002	324	1.512	3.754	
Total	0	5.143	33.233	96.711	1.997	23.996	80.122	

Total Actividad	7.428.197	7.507.998	7.615.314	7.778.424	7.507.998	7.615.314	7.778.424
------------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Por otra parte, se han observado diferencias en el extracoste reconocido de todos los ejercicios objeto de cálculo, tal y como puede observarse en el cuadro adjunto para las empresas distribuidoras insulares.

Cuadro 16. Comparación Retribución 2016 de la Actividad de Distribución insular prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	2.014	2.015	2.016
	Real	previsión	previsión
Gas. Reg. Canaria			
Prop Orden	324.362,24	368.661,00	371.379,00
CNMC	324.362,24	238.526,80	243.958,68
Diferencia	0,00	130.134,20	127.420,32
Redexis Gas			
Prop Orden	177.295,00	62.856,51	62.856,51
CNMC	253.589,85	62.856,51	62.856,51
Diferencia	-76.294,85	0,00	0,00

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

La única razón para las tres diferencias observadas, es el extracoste unitario aplicado.

1. En el caso del extracoste de Redexis Gas en 2014, la Propuesta ha considerado el valor de 0,035 €/kWh como Precio de Cesión aplicable a las Islas Baleares para calcular el extracoste unitario.

Dicho valor viene recogido en el Artículo 13 de la Orden 2446/2013 que regula el Régimen aplicable a los gases manufacturados en el archipiélago canario. Por tanto, sería de aplicación únicamente al archipiélago canario, siendo el valor a aplicar a las Islas Baleares el recogido en el Artículo 15 de la Orden IET/3587/2011, sobre Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares, de 0,023326 €/kWh¹⁵.

En consecuencia, el extracoste unitario a aplicar pasaría de 0,027128 €/kWh a 0,038801 €/kWh y, por tanto el extracoste a considerar sería el determinado por esta Comisión (253.589,85 €)

Señalar que en el año 2015 sería de aplicación el precio de cesión de 0,035 €/kWh, al estar amparado en el Artículo 3 de la Orden IET/2445/2015 sobre Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares

2. En el caso del extracoste de Gasificadora Regional Canaria en 2015 y 2016, la Propuesta ha considerado un precio medio de adquisición de GLP de 0,06770 €/kWh por lo que el extracoste unitario resulta ser de 0,03270 €/kWh un vez descontado el Precio de Cesión valor de 0,035 €/kWh.

El precio medio de adquisición utilizado, es el resultante de considerar, según la Memoria, unas adquisiciones de 6.616.609 kWh hasta junio por un valor de 447.914 €.

¹⁵ El Artículo 14 de la Orden IET/2812/2012, también regula el régimen aplicable a los gases manufacturados en el archipiélago canario

De acuerdo con la Auditoría presentada por Gasificadora Regional Canaria a esta Comisión, las adquisiciones de GLP hasta junio de 2015 fueron de 11.532.805 kWh por un importe de 647.625,79 €. Por tanto, el precio medio de adquisición a considerar es de 0,056155 €/kWh, y el extracoste 0,021155.

En consecuencia, extracostes a considerar serían los determinados por esta Comisión (238.526,80 € para 2015 y 243.958,68 € para 2016)

Por lo demás, se ha de indicar que existen pequeñas diferencias (<100 €) en los valores a publicar en el BOE, cuyo origen radica principalmente en:

- Diferencias en los valores de entrada del modelo (nº Puntos de Suministro en redes de presión <4 bar a 31 de diciembre y las demandas en la red de presión <4 bar y en la red de presión entre 4 y 60 bar) de aquellos años que se actualizan (2014, 2015 y 2016) y del año 2013.
- Errores en el proceso de determinación de los desvíos de la retribución de los años 2014 y 2015 de las empresas distribuidoras.

No obstante lo anterior, se ha observado que¹⁶:

- En el cálculo de la retribución del año 2015, la retribución de Redexis Gas inicial (70.765.428 €), correspondiente al ejercicio 2014, contiene el extracoste pagado en 2014. Esto implica que se haya incrementado la retribución 2015 de esta empresa en 177.295 €. El valor de Redexis Gas sin extracoste sería de 70.588.134 €
- Al hacer el ajuste de la retribución del año 2015¹⁷ a Naturgas Energía Distribución y Redexis Gas con motivo de la operación de compra-venta de activos entre ellos, se ha imputado a Redexis Gas el 100% de la retribución 2015 de los activos traspasados, cuando debía haberse únicamente imputado la parte proporcional al periodo que son titulares (desde el 1 de junio y el 30 de junio respectivamente).

Además, hay que señalar que en los cálculos realizados no se ha tenido en cuenta que parte del crecimiento en 2015 en los activos traspasados

¹⁶ Se hace referencia a las cantidades calculadas que aparecen en la Memoria y no a las correctas resultantes de subsanar los errores indicados anteriormente

¹⁷ Adicionalmente se ha observado otro error que no ha tenido impacto al determinar la retribución 2015 de los activos. La retribución del año 2014 de Naturgas Energía Distribución utilizada para el reparto entre los activos que son vendidos a Redexis Gas y los que retiene la empresa (169.452.429 €), difiere de la retribución correcta calculada en el proceso general (169.444.208 €). Esta diferencia (8.221 €) viene motivada porque se ha considerado que en dicho año que el nº medio de Puntos de Suministro en municipios de gasificación reciente era 119 cuando en realidad había 1,5.

se ha realizado siendo titular de ellos Redexis Gas, y debería haberse tenido en cuenta en el reparto proporcional.

Cuadro 17. Reparto de la Retribución 2015 de Naturgas Energía entre activos traspasados y activos remanentes

	Total Retribución Año 2015	Reparto Correspondiente a	
		Naturgas Distribución	Redexis Gas
Activos Remanentes en Naturgas (1)	170.517.088,59	170.517.088,59	0,00
Activos Traspasados en Operación CV 1 junio 2015	3.655.191,37	2.143.043,71	1.512.147,66
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015 (1)	124.208,97	0,00	124.208,97
Activos Traspasados en Operación CV 30 junio 2015	782.058,13	458.521,75	323.536,38
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015 (1)	12.580,50	0,00	12.580,50
Naturgas Energía Distribución, S.A.	175.091.102,57	173.118.654,05	1.972.473,51
	Ajuste Anual	-4.574.013,98	4.574.038,97

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

4.9. Sobre la sostenibilidad económica prevista para 2016

En el Cuadro 18 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 2016. Se observa que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos resultantes previstos para 2016 ascienden a 2.947,3 M€, mientras que los costes ascienden a 2.920,4¹⁸ M€, por lo que se produciría un desajuste positivo en la liquidación de las actividades reguladas de 26,9 M€. De acuerdo con el escenario de previsión de esta Comisión de 2016, se producirá un desajuste positivo de 3,2 M€.

¹⁸ Se indica que el cuadro resumen de la página 64 no coincide con la suma de las distintas partidas de costes incluidas en la memoria, por lo que se ha tomado como previsión ésta última.

Cuadro 18. Costes, ingresos y déficit previstos para el ejercicio 2016, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, y según la CNMC

	Previsión 2016	
	Propuesta de Orden	CNMC
Costes regulados sin déficit de ejercicios anteriores (M€) (A)	2.947,3	2.923,5
Ingresos regulados (M€) (B)	2.920,4	2.920,4
Déficit (-)/Superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	26,9	3,2

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

4.10. Sobre los peajes y cánones de la propuesta de Orden

4.10.1. Sobre los peajes del Grupo 3

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.

Cabe señalar que, en aplicación de lo establecido en la Disposición transitoria segunda de la citada Orden, 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. Lo anterior determina que la recaudación en concepto de recargo prevista para 2015 sea de 712,6 miles de € inferior al coste a imputar de la amortización del principal

(32.758.000 €), según el escenario de previsión de la CNMC¹⁹ (véase Cuadro 19).

Cuadro 19. Estimación de los ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2015, 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)	Coefficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	67.620.003		32.020,1	87.060			25,3	32.045,4
3.1	11.143.002	0,047353	5.276,5	60.822	0,612	0,028980	17,6	5.294,2
3.2	29.840.414	0,047353	14.130,3	25.550	0,615	0,029122	7,4	14.137,8
3.3	1.498.555	0,047353	709,6	226	0,616	0,029169	0,1	709,7
3.4	20.791.463	0,047353	9.845,4	454	0,722	0,034189	0,2	9.845,5
3.5	4.346.569	0,047353	2.058,2	8	0,324	0,015342	0,0	2.058,2
Importe del Laudo (miles €)								32.758,0
Diferencia (miles €)								- 712,6

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Por otra parte, la disposición adicional cuarta de la Orden IET/3545/2014 establece 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 del año siguiente.

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 2016 debe incluir la correspondiente anualidad (amortización de principal e intereses), más los intereses de 2015 y el desvío del ejercicio 2015. Esto es, 37.011,4 miles de €: 34.331,7 miles de € correspondientes a la anualidad 2016, 1.967,1 miles de € por intereses de 2015 y 712,6 miles de € por el desvío de 2015.

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 del ejercicio 2015.

Esta Comisión 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 y, por otra, que se hace necesario recalculer el coste unitario correspondiente al Laudo en coherencia con el coste a recuperar y la demanda del grupo 3 previstos para 2016.

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

¹⁹ La memoria que acompaña a la propuesta de Orden no proporciona información sobre

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/3445/2014 por el importe del Laudo correspondiente al ejercicio 2015 (0,047353 c€/kWh).
- 2) Establecer el coste unitario del Laudo correspondiente al ejercicio 2016, teniendo en cuenta la anualidad del ejercicio 2016 más el desajuste y la demanda prevista para los consumidores del Grupo 3.
- 3) Incluir una nueva disposición transitoria en la Orden que finalmente se publique en la que se establezca que los peajes de las plantas satélites son el resultado de añadir al término de conducción del Grupo 3, descontado el Laudo, multiplicado los coeficientes C que corresponda el recargo asociado al Laudo.

Cuadro 20. Peajes del Grupo 3 para 2016

Anualidad del Laudo (miles €) (A)	34.331.694
Desvío ejercicio 2015 (B)	712.611
Ineterese ejercicio 2015 (C)	1.967.118
Coste a imputar término variable Grupo 3 (D) = (A) + (B) + (C)	37.011.423
Demanda Grupo 3 de la propuesta de Orden (MWh) (E)	67.926.322
Coste unitario del Laudo 2016 (c€/kWh) (D)/(E)	0,054488

	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 2016 (c€/kWh) [4]	Término variable 2016 (c€/kWh) [3] + [4]	Coeficiente aplicable [5]	Término variable 2016 (c€/kWh) [3] * [5] + [4]		
3.1	2,9287	0,047353	2,881347	2,881347	0,054488	2,936	2,9287	0,054488	0,612	1,847
3.2	2,2413	0,047353	2,193947	2,193947	0,054488	2,248	2,2413	0,054488	0,615	1,433
3.3	1,6117	0,047353	1,564347	1,564347	0,054488	1,619	1,6117	0,054488	0,616	1,047
3.4	1,3012	0,047353	1,253847	1,253847	0,054488	1,308	1,3012	0,054488	0,722	0,994
3.5	0,201	0,047353	0,153647	0,153647	0,054488	0,208	0,201	0,054488	0,324	0,120

Fuente: Orden IET/2446/2013, Orden IET/2445/2014 y CNMC

4.10.2. Sobre peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima

La Disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden mantiene la redacción de la Orden IET/2445/2014 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. La diferencia entre los peajes ordinarios y este peaje se reducirá anualmente de forma lineal hasta desaparecer el 31 de diciembre de 2018.

En el Cuadro 21 se comparan el peaje temporal de materia prima establecido en la propuesta de Orden con el establecido en la Orden IET/2445/2014. Se observa que los términos fijo y variable del peaje de materia prima de la propuesta de Orden son un 10,7% superiores a los peajes establecidos en la Orden IET/2445/2014.

Cuadro 21. Peaje temporal para usuarios de materia prima. Orden IET/2445/2014 vs Propuesta de Orden.

Peaje de Materia Prima	Término fijo (c€/kWh/día /mes)	Término variable (c€/kWh)
Orden ITC/2445/2014	3,5469	0,0561
Propuesta de Orden	3,9297	0,0621
Tasa de variación	10,8%	10,7%

Fuente: Orden ITC/2445/2014 y Propuesta de Orden

Al respecto, se indica que con la previsión de volumen y capacidad contratada de la CNMC (factor de carga del 69,3%) y manteniendo la metodología de cálculo de la propuesta de Orden se obtendría un término fijo de 3,904961 (c€/kWh/día /mes) y un término fijo de 0,061763, un 1% inferiores a los previstos en la propuesta de Orden. Cabe señalar que la propuesta de Orden ha considerado la previsión de demanda de la CNMC para el peaje de materia prima, si bien iguala la capacidad facturada a la capacidad contratada prevista por la CNMC 2016, no aportándose información relativa al factor de carga.

Se indica que, sobre la base del escenario de demanda y de las hipótesis de facturación considerados por esta Comisión, la aplicación del peaje de materia prima considerado en la propuesta de Orden supone un aumento de los ingresos, en términos anuales, de 0,63 M€.

Finalmente, esta Comisión, como ha puesto de manifiesto en sucesivos informes tarifarios, 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.

5. Consideraciones particulares sobre la Propuesta de Orden

5.1. Artículo 2. Revisión de la retribución de los años 2014 y 2015

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo establece dos medidas.

En primer lugar, indica que se incluirán en las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2014 y 2015 los ajustes en las retribuciones de los años 2014 y 2015 de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, recogidos en esta orden, por el cambio de la tasa de retribución financiera aplicable desde el 17 de octubre de 2014 (pasa de 4,59% a 5,09%) producido por la modificación realizada en la Ley 18/2014 por la Ley 8/2015.

En segundo lugar, establece el término R_{n-1} del apartado 6 del anexo X de la Ley 18/2014 actualizado, por la Orden IET/2445/2014, de acuerdo con los valores definitivos de puntos de suministro y gas vehiculado del año 2013, y las retribuciones de los ejercicios 2014 y 2015 correspondientes a las empresas segregadas Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Madrid SDG, S.A.

Consideraciones de la CNMC

En primer lugar, dado el distinto alcance de los apartados del artículo, se considera que podían haber sido dos artículos independientes.

En segundo lugar, se ha de señalar que la Propuesta introduce cambios de criterios con respecto a años anteriores en relación con la liquidación de los ajustes por cambio de Tr en las retribuciones de los años 2014 y 2015 de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo.

Desde el año 2002, los importes de los pagos a cuenta de nuevas instalaciones, los ajustes y/o correcciones de retribuciones de instalaciones que correspondían a años anteriores recogidos en una Orden por la que se establecen los peajes y cánones y la retribución de las actividades reguladas para el año siguiente, se liquidaban como pago único en la primera liquidación provisional del nuevo ejercicio. Es decir, si, por ejemplo, la Orden que establecía los peajes de 2011 recogía ajustes y/o correcciones en las retribuciones del año 2010 y/o anteriores, dichos importes eran liquidados como pago único en la Liquidación 1 del año 2011.

Con lo dispuesto en el Artículo 2 de la Propuesta, se cambia la citada práctica de liquidación de ajustes y/o correcciones de años anteriores. Así, los importes correspondientes al año 2014 y/o anteriores se liquidarán en la liquidación definitiva de 2014 y los del 2015 se liquidarán en la liquidación definitiva 2015.

En relación con el nuevo criterio liquidación de ajustes y/o correcciones de años anteriores, se considera necesario realizar las siguientes consideraciones:

1. Se introduce una asimetría con el tratamiento dado a la actividad de distribución, ya que la Propuesta mantiene el criterio que ha venido practicándose desde 2002 para los ajustes/correcciones de ejercicios anteriores (se liquidan a reparto junto a la retribución del año en curso, es decir, como si fueran retribuciones de dicho año).
2. Se aplaza innecesariamente hasta la liquidación definitiva del 2015, la liquidación de los ajustes por Tr correspondientes a 2015, puesto que a la publicación de la Orden existirán liquidaciones provisionales pendientes de realizar del ejercicio 2015. Por tanto se considera más correcto adicionar dichas cantidades a la retribución ya reconocida para el año 2015, para su inclusión en el procedimiento de liquidación en curso de 2015.
3. Se observan criterios diferentes entre lo recogido en este Artículo y lo que indican los cuadros del Anexo en relación con los ajustes por cambio de Tr. Según el Artículo, al no especificar nada, las correcciones en las retribuciones se liquidarían a reparto mientras en las tablas se indica que deben hacerse a pago único. El efecto de un método de liquidación u otro, es relevante para determinar el peso de déficit que soportaría cada empresa

En tercer lugar, se ha de señalar que el artículo intenta clarificar cómo proceder en la liquidación de los ajustes de retribución por disponibilidad de los ejercicios 2014 y 2015 de las actividades reguladas de transporte, regasificación y AASS por la corrección de la Tr, pero en ningún artículo se indica cómo proceder ante otro tipo de corrección de la retribución de disponibilidad (RD) ni en las correcciones de la retribución por continuidad de suministro (RCS), cuando, además estas últimas correcciones serán recurrentes a futuro.

Si atendemos, a lo que recogen las tablas del Anexo, se estaría introduciendo un nuevo criterio de liquidación por ajustes de RCS y RD se realizan como pagos únicos en la liquidación definitiva 2014 (retribuciones del 2014) y en la primera disponible 2015 (retribuciones 2015) cuando en los ajustes por Tr se realizaría el pago a reparto.

Se considera conveniente homogeneizar los criterios para la liquidación y por pago de los posibles ajustes por Tr, RCS y RD. Teniendo en cuenta todo lo anterior, se proponen los siguientes cambios en el artículo 2:

Artículo 2. *Revisión de la retribución de los años 2014 y 2015*

1. Con carácter general, la revisión de la retribución por disponibilidad y de la retribución por continuidad de suministro de los años 2014 y 2015 de las actividades reguladas de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo se incluirán en las liquidaciones de la siguiente forma:

- a) La retribución correspondiente a 2014, se incluirá en la liquidación definitiva del ejercicio 2014.
- b) La retribución correspondiente a 2015, se incluirá en la primera liquidación disponible del procedimiento de liquidación del ejercicio 2015 en curso.

2. En el Anexo, junto a la retribuciones para el año 2016, se recogen los ajustes de las retribuciones de los años 2014 y 2015 ~~contendidas en el anexo~~, en aplicación de lo dispuesto en la disposición final cuarta 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, así como las correcciones en la retribución por disponibilidad derivadas por correcciones en la información de las instalaciones incluidas en el régimen retributivo, y las correcciones de retribución por continuidad de suministro de los años 2014 y 2015 como consecuencia de la inclusión el régimen retributivo de nuevas instalaciones y de disponer de mejor información sobre la demanda, gas regasificado y nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos se incluirán en las liquidaciones definitivas del ejercicio del año 2014 y del año 2015 respectivamente.

32. Revisión de la retribución por traspaso de activos, fusiones y adquisiciones.
[...]

Adicionalmente, en las tablas de los anexo habrá que eliminar la referencia a pago único.

5.2. Artículo 3. Costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo establece, teniendo en cuenta el informe preceptivo realizado al respecto por esta Comisión el 9 de julio de 2015, la retribución definitiva de la planta de regasificación de El Musel por los costes de O&M de 2013 (5.205.681 €), así como las retribuciones provisionales por este concepto para el año 2014 y siguientes (80% de la cifra anterior).

Asimismo, establece cual será el procedimiento para reconocer la retribución definitiva por O&M y en qué ejercicio de liquidación deben ser abonadas las retribuciones establecidas.

Consideraciones de la CNMC

El procedimiento propuesto para el reconocimiento de la retribución definitiva por O&M difiere de la práctica general utilizada para el resto de instalaciones y conceptos retributivos, ya que, atendiendo al literal, no sería necesario ni propuesta, ni informe previo de esta Comisión.

Además del procedimiento establecido para las instalaciones “estándar” de transporte y regasificación²⁰, ha de recordarse que esta Comisión debe remitir, tras analizar las auditorías pertinentes, su propuesta de retribución de costes de O&M definitivos y provisionales de los AASS²¹ y, en el caso, de las instalaciones singulares de transporte y regasificación su reconocimiento debe ser aprobado por Orden Ministerial previo informe de la Comisión²². Tratamiento similar tienen otras instalaciones hibernadas como el AASS de Castor²³, donde la retribución definitiva por O&M también necesita informe previo de esta Comisión.

Por todo ello, se considera 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 de El Musel. 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, ya que los trabajos de análisis de la información aportada por las empresas no son interferidos por los tiempos ajustados para la información de propuestas normativas como esta Orden.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, así como las realizadas en el epígrafe 4.6, se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 4:

Artículo 3 *Retribución transitoria financiera y ~~de por~~ costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel.*

1. La retribución financiera de la retribución transitoria de la planta de regasificación de El Musel para el año 2016 será de 19.440.979,78 euros.

2. La retribución definitiva por costes de operación y mantenimiento durante el año 2013 de la planta de regasificación de El Musel, a percibir por ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. será de 5.205.681 euros, desglosada en las siguientes partidas:

²⁰ La retribución de los costes de O&M se establecen aplicando valores unitarios estándar por Resolución previo informe preceptivo de esta Comisión. que

²¹ 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

²² Artículo 5 Real Decreto 326/2008 y artículo 5 de la Orden ITC/3993/2006.

²³ Artículo 6 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.

Concepto reconocido	Euros
Aprovisionamientos	305.792
Arrendamientos técnicos	8.392
Reparación y conservación	517.948
Actividades de Soporte	77.078
Tributos y Seguros	3.495.210
Servicios Exteriores	291.003
Personal	510.258
TOTAL	5.205.681

23. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 8.6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, la retribución provisional a percibir por ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. en concepto de costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel para los años 2014 y sucesivos será un 80 por ciento de la cantidad incluida en el apartado 1 anterior: 4.164.545 euros.

34. 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.

45. La retribución en concepto de costes de operación y mantenimiento definitivas del año 2013 y provisional del año 2014 así como la corrección de la retribución financiera 2014 por el cambio de tasa serán abonadas en la liquidación definitiva del ejercicio 2014. La retribución de costes de operación y mantenimiento provisional del año 2015 y la corrección de la retribución financiera 2015 por el cambio de tasa se abonarán en la correspondiente liquidación del ejercicio 2015. La retribución financiera transitoria y de costes de operación y mantenimiento provisional del año 2016 se incluirá en las liquidaciones del ejercicio 2016.

5.3. Artículo 4. Reconocimiento 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. La retribución definitiva por los costes de O&M del AASS de Castor (4.561.868,37 €) por el periodo comprendido entre la entrada en vigor del Real Decreto-ley 13/2014 y el 30 de noviembre de 2014, una vez vista la propuesta realizada por esta Comisión el 26 de mayo de 2015.
2. El importe anual de 80.664.725 € en virtud del artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014,
3. La retribución provisional por costes de O&M (15.718.229) para 2016
4. La diferencia entre el importe provisional reconocido en la Orden IET/2445/2014 y el importe auditado justificado de los costes de O&M del año 2014 (-99.154 €), determinando así la retribución definitiva por este concepto para el año 2014

Consideraciones de la CNMC

El procedimiento propuesto para el reconocimiento de la retribución definitiva por O&M de 2014 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 Artículo) difiere de la práctica general utilizada para el resto de instalaciones y conceptos retributivos del sector gasista, tal y como se ha explicado en las consideraciones del artículo anterior.

De hecho, de todas las partidas recogidas en dicho artículo es la única que, o bien no ha sido informada previamente por esta Comisión, o bien no se ha determinado tras la elevación de una propuesta al respecto por esta Comisión.

Por tanto, se considera que el reconocimiento de dichos costes debería informarse, de forma separada y con tiempo suficiente para el análisis de los importes auditados declarados por la empresa. En consecuencia, se propone su eliminación del articulado de la Propuesta de Orden y tramitación por separado.

Asimismo, y en línea con lo indicado en el artículo anterior, se considera conveniente que se refleje claramente que, a futuro, esta Comisión participará con propuesta previa en la determinación de la retribución definitiva de los costes de O&M de la hibernación del AASS Castor.

Por otra parte, en relación con el importe anual de 80.664.725 € en virtud del artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014, se ha de señalar que en dicho artículo se establece que el derecho de cobro será libremente disponible por ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., o sus ulteriores titulares y, en consecuencia, podrá ser, total o parcialmente, cedido, transmitido, descontado, pignorado o gravado a favor de cualesquiera terceros, incluyendo fondos de titulización de activos u otros vehículos o sociedades de propósito especial, nacionales o extranjeros.

En fecha 17 de marzo de 2015, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ha aprobado las resoluciones sobre la cesión del derecho de cobro relativo a la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo de Castor y reconocido en el artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014, del titular inicial (ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.) a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Dichas entidades han abonado, por cuenta de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., el importe de 1.350.729 miles de euros a ESCAL UGS, S.L., y tienen la consideración de sujetos del sistema de liquidaciones de actividades reguladas de gas natural, de conformidad con lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014.

Por tanto, son estas entidades y no ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. quienes figuran inscritas en el registro de titulares del derecho de cobro que la CNMC

ha de mantener de conformidad con lo establecido en el artículo 5.6 del Real Decreto-ley 13/2014.

Por lo tanto, se considera necesario sustituir las referencias relativas a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. como titular del derecho de cobro, de la propuesta de Orden y de la Memoria, por una referencia general a los titulares del derecho de cobro, que podrán cambiar a lo largo de este ejercicio y siguientes teniendo en cuenta la posibilidad de cesión sucesiva que el Real Decreto-ley 13/2014 atribuye a este derecho de cobro.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y las realizadas en el epígrafe 4.5, se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 4:

Artículo 4 *Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.*

1. Se reconoce, una vez vista la propuesta realizada por la Comisión de los Mercados y la Competencia, un importe de 4.561.868,37 de euros a favor de ESCAL UGS, S.L. en concepto de costes de mantenimiento y operatividad de las instalaciones, incurridos en el periodo comprendido entre la entrada en vigor del 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 y el 30 de noviembre de 2014.

Este importe reconocido podrá ser minorado a tenor de lo dispuesto en la disposición adicional segunda. 2 segundo párrafo del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre y el montante de tal minoración será un ingreso liquidable del sistema gasista.

El importe reconocido se agregará al procedimiento de liquidación en curso y se abonará a ESCAL UGS, S.L. en un pago único. Por su parte, ESCAL UGS, S.L. constituirá las garantías a que hace referencia el artículo 14.4, último párrafo, del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

2. 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 ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U como titular a los titulares del derecho de cobro por parte del sistema gasista.

3. En aplicación de lo dispuesto en el artículo 6.1 y 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 ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. para el año 2016 por valor de 15.718.229 euros y se reconoce la diferencia entre el importe auditado justificado de dichos costes del año 2014 y el reconocido en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre contenida en la siguiente tabla:

	COM 2014 provisionales reconocidos en IET/2445/2014 (1)	COM 2014 Auditados excluido Costes gestión y Margen Industrial	Beneficio Industrial (5%)	Ingresos explotación auditados	Total reconocido (2)	Diferencia a reconocer (2)-(1) (se incluye en pago único 2014)
[Euros]						
Enagas Transporte, S.A.U.	1.592.873	1.541.764	77.088	125.133	1.493.719	-99.154

~~4. En aplicación de lo dispuesto en el artículo 6.1 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, los costes provisionales de mantenimiento, operatividad y los derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del citado Real Decreto-ley para el año 2016 a abonar a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., con cargo a los ingresos por peajes y cánones del sistema gasista, se incluyen en el anexo.~~

Los costes reales incurridos deberán justificarse con la correspondiente auditoría y se determinarán con carácter definitivo por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previa propuesta de la Comisión de los Mercados y la Competencia.

5.4. Artículo 5. Cuotas destinadas a fines específicos

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El artículo establece la cuota destinada al GTS y la tasa de la CNMC y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, asignando los valores de 0,778 y 0,140 respectivamente.

Consideraciones de la CNMC

La retribución del Gestor Técnico del Sistema de 22.825.000 euros coincide con la base de retribución 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 en fecha 1 de julio de 2015.

Cabe señalar que de conformidad con esta propuesta, esta cantidad podría variar en +/- 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.

Por lo tanto, se propone que la retribución para 2016 tenga carácter provisional, hasta que se apruebe la metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema a la que se refiere la disposición adicional sexta de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre.

Por todo lo cual se propone modificar el artículo 5.2, en los siguientes términos:

“Artículo 5. Cuotas destinadas a fines específicos

[...]

2. Sin perjuicio de lo anterior, la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema para el año 2016 será de 22.825.000 euros. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá en la liquidación 14 del año 2016 la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por el Gestor

Técnico del Sistema por la aplicación de la cuota anterior y la retribución reconocida anterior.

La cantidad prevista en la presente disposición podrá modificarse una vez sea aprobada la metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema a la que se refiere la disposición adicional sexta de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre”.

5.5. Artículo 7. Adquisición de gas de operación, gas talón y gas colchón

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El artículo 7 establece que las compras de gas de operación, gas colchón y gas talón se realicen en el Mercado Organizado de gas natural. Además, se encarga al Gestor Técnico del Sistema la compra del gas de operación de transporte y almacenamiento, así como la parte del gas de operación de las plantas de regasificación sufragado por el sistema gasista.

En el caso del gas talón para el nivel mínimo de llenado de los tanques de GNL y gasoductos, así como para el gas colchón, y el resto del gas de operación para autoconsumo de las plantas de regasificación, se permite a los transportistas que lo adquieran directamente o a través del GTS.

Las compras de gas se negociarán en el Mercado Organizado de Gas como un producto normalizado de transferencia de titularidad del gas en el Punto Virtual de Balance con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción, en las condiciones que se desarrolle por Resolución del Secretario de Estado de Energía.

Consideraciones de la CNMC

La Ley 8/2015 añadió a la Ley 34/1998 una Disposición adicional trigésimo cuarta, sobre liquidez del mercado de gas, en la que se indica *que El Gobierno y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo adoptarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones oportunas tendentes a garantizar la liquidez del mercado de gas.*

En esta misma disposición, se encarga a la CNMC la elaboración de un informe anual en el que analice y se incluyan recomendaciones en relación al nivel de liquidez, transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado de gas.

Igualmente, la Directiva europea 2009/73/CE, en su considerando 36, también hace hincapié en la necesidad de aumentar la liquidez de los mercados mayoristas, señalando que la falta de liquidez y transparencia obstaculiza la asignación eficiente de recursos, la atenuación del riesgo y la entrada de nuevos operadores.

Por tanto, se considera muy adecuado que se articulen medidas de apoyo que fomenten la participación de los agentes y generen una liquidez inicial, para poder romper la inercia actual del mercado español, con un importante mercado OTC y favorecer la utilización del mercado organizado.

Teniendo en cuenta que la regulación del sistema gasista en España ya tiene establecidos unos procedimientos específicos para la compra de gas para determinados usos (gas de operación, gas talón y gas colchón), la medida más sencilla para el fomento de la liquidez del mercado organizado es la modificación del mecanismo de compra de gas para los usos anteriores, sustituyendo la realización de una subasta por las compras de gas en el mercado organizado.

El Real Decreto 984/2015, 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 artículo 14 establece que, previa habilitación por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar 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.

La realización de las compras centralizada por parte del GTS evita a los transportistas todos los trámites necesarios para registrarse y operar en el mercado organizado, mientras que el GTS ya tendría que hacerlo para la realización del balance del sistema. Por otra parte, la centralización de la compra en un único operador facilita el diseño del procedimiento de compra de este gas.

También se considera adecuado que la compra de estas cantidades se realice a través de los productos normalizados de transferencia de titularidad estándares del Mercado Organizado de gas (artículo 14.1.a), para dar liquidez a dichos productos normalizados, y no a través de la creación de un producto específico. La utilización de un producto normalizado estándar justifica que no se conceda a la sociedad MIBGAS ninguna retribución adicional por la negociación de un nuevo producto, como indica el punto 6 de este artículo.

Por tanto, la disposición parece adecuada y se informa favorablemente.

Como mejoras puntuales, y para evitar dudas interpretativas, se considera recomendable incluir la siguiente aclaración al punto 5 del artículo 7:

Artículo 7. Adquisición de gas de operación, gas talón y gas colchón

[...]

~~5~~ Estos productos se negociarán en el Mercado Organizado de Gas como un producto normalizado. La adquisición de estas cantidades se realizará en el Mercado Organizado de Gas a través de alguno de los productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el Punto Virtual de Balance con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción indicados en el artículo 14.1.a del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, en las condiciones que se desarrolle por Resolución del Secretario de Estado de Energía.

[...]

En relación con el calendario de comunicaciones, se considera que debería adaptarse al resto de las programaciones anuales que se realizan en el sistema gasista. En particular, la programación de horizonte anual debería realizarse para el año natural, en coherencia con el resto de las programaciones anuales. Y en lo que se refiere al calendario de comunicaciones, podrían realizarse en el mes de septiembre de cada año para el año natural siguiente.

Alternativamente, podría ser preferible que los plazos de las comunicaciones se fijen en la normativa que desarrolle el procedimiento para la adquisición del gas natural necesario para la operación de las instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación y el gas colchón y el gas talón.

5.6. Artículo 8. Municipios de gasificación reciente

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

Con objeto de incentivar la mayor penetración del gas natural en el territorio, el anexo X de la Ley 18/2014 establece una retribución por distribución mayor durante un periodo de 5 años en los municipios de gasificación reciente respecto a los que ya tienen asignada los municipios que ya disponían de gas natural. El citado anexo indica que se entenderá por término municipal de gasificación reciente aquel cuya primera puesta en servicio de gas se haya producido menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución.

El artículo 8 de la Propuesta propone aclarar lo que se entiende por “puesta en servicio de gas” al indicar que ha de considerarse el suministro de los siguientes gases: gas natural, gas licuado por canalización, aire propanado, biogás o cualquier gas combustible a los efectos de determinar la fecha de primera puesta en servicio de gas en un municipio.

Consideraciones de la CNMC

Tradicionalmente se han reconvertido redes de distribución de gases licuados del petróleo (GLP) a gas natural, presumiblemente cuando esta modificación tenía sentido económico y era viable técnicamente (cercanía a la red de gas natural, mejor precio de materia prima...). Si bien el nivel de inversión necesario para la conversión de una red de GLP a GN es inferior que el

correspondiente a la extensión de una red completamente nueva, lo que podría justificar la aplicación de un nivel de incentivo inferior, otros factores deben ser tenidos en cuenta al respecto, en particular: la oportunidad que supone la transformación de incrementar rápidamente la gasificación, de extender el suministro a todo el municipio y por ende aumentar los ingresos por peajes del sistema gasista.

Adicionalmente, desde un punto de vista jurídico, esta Comisión entiende que el Anexo X de la Ley 18/2014 no incluía el gas licuado por canalización entre los gases a considerar a los efectos de determinar la fecha de primera puesta en servicio de gas en un municipio. El Anexo X de la Ley 18/2014 se refiere a la retribución de la actividad de distribución del gas natural, y, en su caso, a los denominados gases combustibles por canalización, definidos en el Título IV de la Ley 34/1998, entre los que no se encuentra el gas licuado por canalización.

El citado Título IV, de la Ley 34/1998, se refiere únicamente a los siguientes gases combustibles: el gas natural y sus especialidades gas natural licuado y gas natural comprimido; las mezclas de gas natural, de propano o de butano con aire; el biogás y/o cualquier otro gas obtenido a partir de la biomasa; y cualquier otro tipo de gas combustible manufacturado o sintético o mezcla de gas combustible con aire.

El artículo 55, de la Ley 34/1997, establece que en lo relativo a la autorización de instalación previa, las instalaciones relativas a los gases licuados del petróleo, se registrarán por lo dispuesto en el Título III, relativo a los productos derivados del petróleo. No obstante, el artículo 46 bis de la Ley 34/1998 prevé que el diseño de las redes de GLP canalizado sea compatible con las redes de gas natural e incluso su posterior transformación a redes de gas natural.

Si bien hay un aparente parecido entre las dos formas de realizar la gasificación canalizada de un municipio, con gas natural canalizado o con GLP canalizado, las actividades relativas a ambos combustibles tienen en la Ley 34/1998 una regulación diferenciada que, además, ha de ser llevada a cabo por sujetos diferentes.

En consecuencia, se considera que el gas licuado por canalización no se ha de incluir entre los gases cuya fecha de inicio de suministro determinan la fecha de primera puesta en servicio de gas en un municipio.

Sin embargo, dado que se aplicaría una retribución aumentada por cliente, la correspondiente a nuevos municipios durante cinco años, esta retribución se considera más que suficiente para que el distribuidor realice las inversiones necesarias en red de distribución, ramales, plantas satélites de GNL y acometidas sin necesidad de desarrollar ningún régimen retributivo especial para la transformación en bloque de un número importante de consumidores de GLP a gas natural.

Finalmente, cabe precisar que la medida prevista en este artículo se considera insuficiente para determinar cuáles son los municipios con gasificación reciente, tal y como se ha puesto de manifiesto por esta Comisión en el punto 5.3.2.4 de su “Informe sobre las previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016” aprobado el 29 de octubre de 2015, y remitido a la DGPEM, el 3 de noviembre de 2015, a la vista de las incidencias detectadas al comprobar las diferencias entre los municipios de gasificación reciente declarados por las empresas, con los municipios ya gasificados según la información disponible en esta Comisión.

Por ello, se estima necesario que, una vez realizadas las comprobaciones necesarias, se publique anualmente la relación de municipios de gasificación reciente junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.

Se propone que esta Comisión comunique a la Dirección General de Política y Energética y Minas la relación de municipios de gasificación reciente en su propuesta de retribución anual

En consecuencia, se propone las siguientes modificaciones en el redactado.

Artículo 8. *Municipios de gasificación reciente*

A los efectos de la aplicación de la definición de término municipal de gasificación reciente incluida en el apartado 2 del anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, para determinar la fecha de la primera puesta en servicio de gas, se considera el suministro por canalización de gas natural, ~~gas licuado por canalización, aire propanado, biogás o cualesquiera gas combustible y/o, en su caso, cualquier otro gas de los denominados combustibles gaseosos definidos en el artículo 54 de la Ley 34/1998.~~

La Comisión Nacional de Mercados y Competencia realizara las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014, propondrá a la Dirección General de Política y Energética y Minas en su propuesta de retribución de acuerdo con los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre del año anterior, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.

5.7. Disposición Adicional Tercera. Número de clientes en municipios de gasificación reciente.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

Esta Disposición establece que si como consecuencia de revisiones posteriores se detectasen errores en los valores de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente del año 2014 o posteriores, empleados en el cálculo de las retribuciones publicadas en la presente orden, las diferencias positivas o negativas en la retribución como consecuencia de dichas correcciones se podrán incorporar a la retribución reconocida de años posteriores.

Consideraciones de la CNMC

Esta Disposición viene motivada por lo recomendado por esta Comisión en el punto 5.3.2.4 de su “Informe sobre las previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016” aprobado el 29 de octubre de 2015, y remitido a la DGPEM, el 3 de noviembre de 2015, a la vista de las incidencias detectadas al comprobar diferencias entre los municipios de gasificación reciente declarados por las empresas, con la información disponible esta Comisión.

Se valora positivamente esta medida sobre los datos facilitados por las empresas, al objeto de permitir realizar las correcciones oportunas en la retribución como consecuencia de verificar que el municipio es de gasificación reciente.

Por otra parte, señalar que la denominación correcta de un consumidor final desde el punto de vista de la distribución es el punto de suministro. En consecuencia se proponen las siguientes modificaciones en su redactado

Disposición adicional tercera. Número de clientes puntos de suministro en municipios de gasificación reciente.

Si como consecuencia de revisiones posteriores se detectasen errores en los valores de clientes puntos de suministro en municipios de gasificación reciente del año 2014 o posteriores, empleados en el cálculo de las retribuciones publicadas en la presente orden, las diferencias positivas o negativas en la retribución como consecuencia de dichas correcciones se podrán incorporar a la retribución reconocida de años posteriores

5.8. Disposición Adicional Quinta. Acreditación de puesta en servicio de los proyectos con retribución específica pendiente de cobro

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La disposición establece un plazo para que se acredite la puesta en gas de la instalación de todos aquellos proyectos que obtuvieron retribución específica de acuerdo con la Resolución de 17 de abril de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas (6ª Convocatoria). En caso contrario, se considera automáticamente desistido el derecho de cobro de retribución específica del proyecto afectado

Consideraciones de la CNMC

Visto el tiempo transcurrido desde la publicación de esta convocatoria de retribución específica, se considera conveniente la medida adoptada, de hecho, la Orden IET/849/2012, que eliminó la convocatoria prevista por la Orden IET/3587/2011, ya estableció un proceso para indicar qué proyectos mantenían los derechos de cobro, y cuáles no, entre aquellos que superaron el plazo de finalización de construcción en convocatorias anteriores y no habían solicitado el pago de la retribución.

En el caso de los proyecto de la 6ª Convocatoria, señalar que han pasado más de dos años desde el plazo máximo dado para el inicio de construcción²⁴ (30 de junio de 2012), según D.A. 2ª de la Orden ITC/3587/2011, y existen 25 proyectos que no han solicitado el pago de la retribución.

Por otra parte, señalar que todavía existen 31 proyectos de las convocatorias 3ª, 4ª y 5ª cuya retribución específica está pendiente de pago por no haber sido aún solicitada. Esta circunstancia se da incluso después de que acreditaran durante el año 2012 que estaban puestos en servicio al objeto de que, en aplicación del artículo 14 de la Orden IET/3587/2011, no se considerara automáticamente desistido su derecho de cobro

5.9. Disposición Adicional Séptima. Propuesta de margen de comercialización.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La disposición adicional séptima, en realidad sexta, incluye un mandato a la CNMC para elaborar un informe con una propuesta sobre el margen comercial que corresponde aplicar a la actividad de comercialización para realizar el suministro de gas natural a tarifa de último recurso, donde se detallen cada uno de los costes de comercialización que incorpora.

Consideraciones de la CNMC

En primer lugar, cabe indicar que no resulta apropiado establecer mandatos a la CNMC por Orden Ministerial. Las funciones de la CNMC en materia de gas natural vienen recogidas en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En relación a la revisión del importe del margen comercial de la actividad de comercialización de último recurso se considera adecuada, ya que los costes de comercialización actuales²⁵ fueron fijados por la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, y no han sido revisados desde su aprobación.

²⁴ D.A. 2ª de la Orden ITC/3587/2011

²⁵ Los costes de comercialización actuales constan de un término fijo, de 1,42 €/mes y un término variable, establecido en 0,083 cent€/kWh, ambos válidos para los consumos de la tarifa TUR.1 y la TUR.2.

Además, la CNMC ya ha recibido un encargo similar tanto para el cálculo de los costes de comercialización de electricidad para el suministro a PVPC y para el cálculo de los costes de comercialización del GLP envasado y a granel.

Cabe señalar que este apartado, aunque se denomina “margen comercial”, en realidad debería constar de dos componentes: los costes razonables de la actividad de comercialización (excluidos los coste de los peajes y la materia prima, que se calculan por separado) y el margen o beneficio industrial de la actividad. Sería adecuado que esta distinción se hiciera también en la Orden ITC/1660/2009 y en el texto de la Disposición Adicional Séptima. Según se razona en los siguientes apartados, se propone también ampliar su alcance al análisis del riesgo de cantidad, a efectos de integrar este componente como parte del coste de la actividad de comercialización.

En relación con el último párrafo de la Disposición Adicional séptima, se considera que no corresponde al Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictar instrucciones a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia sobre la fecha de publicación de sus informes, por contradecir el principio de independencia de la CNMC en el ejercicio de sus funciones. Por ello, se propone la eliminación del segundo párrafo de este artículo:

Disposición Adicional Séptima Sexta. Propuesta de margen costes de comercialización.

La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia elaborará y enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un informe ~~sobre los el margen comercial que corresponde aplicar a la actividad de comercialización los costes de comercialización (excluidos los costes de peajes y materia prima)~~ para realizar el suministro de gas natural a tarifa de último recurso, donde se detallen cada uno de los costes de comercialización que incorpora, además de una propuesta de margen o beneficio industrial de la actividad, incluyendo el margen por el riesgo de cantidad.

Este informe, a salvo de la información que tenga carácter confidencial, será objeto de publicación en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia en el plazo máximo de 15 días desde su remisión.

5.10. Disposición Transitoria Primera. Precio del gas de operación a aplicar en los mecanismos de incentivos a la reducción de mermas.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El saldo de mermas se calcula como las mermas de gas reales menos las reconocidas administrativamente. Los propietarios de plantas de regasificación, transportistas y distribuidores tienen incentivos económicos a que las mermas reales sean menores que las reconocidas, dado que parte de este beneficio redunda en su retribución. La valoración económica del saldo de mermas se

cuantifica con el precio del gas de operación. Por consiguiente, puesto que el proyecto de Orden modifica el modo de adquisición del gas de operación, este hecho debe ser tenido en cuenta en la valoración de las mermas.

Así, el proyecto de Orden Ministerial diferencia dos periodos para el cálculo del precio del gas que se aplica como incentivo en el cálculo del saldo de mermas.

El primero, corresponde al periodo que comienza a partir del 1 de octubre de 2015 y que finalizará cuando se comience a adquirir el gas de operación en el mercado organizado. Para este periodo se mantiene el precio del gas de operación calculado según el procedimiento en vigor actualmente.²⁶

El segundo periodo comienza cuando el Gestor Técnico del Sistema proceda a realizar las adquisiciones de gas de operación en el mercado organizado de gas natural. Para este periodo se tomará como precio del gas de operación, a aplicar al saldo de mermas, la media ponderada de las adquisiciones del gas de operación realizadas en dicho mercado organizado.

Consideraciones de la CNMC

Conforme a lo indicado en el epígrafe previo, esta disposición viene a cubrir el transitorio que comprende el periodo desde el sistema actual hasta que entre en vigor el nuevo procedimiento de adquisición del gas de operación conforme al artículo 7 del proyecto de orden.

La propuesta parece adecuada y, en consecuencia, se informa positivamente.

Únicamente se propone una modificación menor. Ella es debida a que, aunque es cierto que existen incentivos en la reducción de mermas y que los saldos de mermas se valoran al precio del gas de operación, ni los incentivos en la reducción de mermas se tratan en este apartado, ni se cambia que el precio del gas de operación sea el que cuantifique económicamente los mismos. Por tanto, se propone modificar el título de la Disposición para hacerlo más claro.

Asimismo, se propone clarificar en el apartado segundo que las adquisiciones son las relativas al gas de operación y no a otras transacciones.

Disposición transitoria primera. ~~Precio del gas de operación a aplicar en los mecanismos de incentivos a la reducción de~~ para el cálculo económico del saldo de mermas.

[...]

²⁶ El precio del gas de operación es el resultante de la subasta al efecto, al que se incorpora la evolución del precio del crudo y del tipo de cambio dólar euro, junto con las posibles variaciones de los peajes asociados. Este precio se halla regulado en la Resolución de 8 de mayo de 2015 de la Dirección general de Política Energética y Minas, por la que se establecen las reglas operativas de la subasta para la adquisición del gas de operación y del gas talón para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.

2. A partir de la fecha en la que el Gestor Técnico del Sistema proceda a realizar las adquisiciones de gas de operación en el Mercado Organizado de gas natural, como precio medio de gas de operación, a los efectos mencionados en el apartado 1, se tomará la media ponderada de las adquisiciones de gas de operación realizadas en dicho mercado organizado.

5.11. Disposición Transitoria Tercera. Tipos de interés provisionales del sistema gasista.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La disposición transitoria tercera establece los tipos de interés provisionales para los siguientes derechos de cobro del sistema gasista: Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, Laudo de Sagane, y el potencial Desajuste temporal de 2015.

Consideraciones de la CNMC

A continuación se realizan comentarios específicos con respecto de cada derecho de cobro, en base a los cuales se proponen las siguientes modificaciones en la disposición transitoria tercera:

- Se propone eliminar el primer párrafo de la Disposición, relativo al interés aplicable al eventual desajuste temporal de 2015, porque de acuerdo con lo recogido en este informe no se espera desajuste y, en cualquier caso, no se podrá determinar hasta el último trimestre de 2016 con fiabilidad.
- Se propone sustituir el tipo de interés provisional para el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, del 2,381% al 1,700%.
- En el punto 3, el tipo de interés provisional reconocido al derecho de cobro relativo al Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010 de la propuesta de orden, que asciende al 1,201%, es el contenido en el informe de la CNMC “Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016”.

En relación al cálculo de la anualidad para 2016 de este derecho de cobro, en el apartado 15.2 (página 63) de la memoria de la propuesta de orden, se indica que se ha tenido en cuenta que los intereses se pagan en 2015. Sin embargo, el texto de la propuesta de orden no establece explícitamente el pago de los intereses de 2015 con cargo a las liquidaciones de 2015.

Por otra parte, la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, únicamente incorpora en 2015 la amortización de 32.758.000 €, pero no los

intereses, resultando por lo tanto que el término variable del peaje de conducción del grupo 3 de 2015, se calculó teniendo en cuenta únicamente la amortización. Por tanto, es necesario determinar los intereses de 2015 que deberán liquidarse en dicho año.

Adicionalmente, es necesario que la anualidad de 2016 a liquidar a SAGANE, S.A., se recoja explícitamente en el Anexo I de la propuesta de orden.

5.11.1. Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014

5.11.1.1. Cálculo del tipo de interés aplicable

En fecha 11 de diciembre de 2014, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el “Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista” (IPN/DE/0160/14)

Al no haberse publicado hasta el momento por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo la orden por la que se fijan los tipos de interés definitivos, en la propuesta de orden que se informa, y tal y como se señala en la memoria que la acompaña, se ha realizado el cálculo del tipo de interés siguiendo la metodología propuesta en dicho informe de la CNMC. En ésta, se propone el reconocimiento de un tipo de interés fijo durante el plazo establecido para la satisfacción del derecho de cobro (15 años), que puede estimarse como la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial.

La metodología considera el índice *Interest Rate Swap*²⁷ (IRS) como tipo de interés de referencia, al que se añade como diferencial el *Credit Default Swap*²⁸ (CDS) de cada empresa titular de derechos de cobro. El plazo de referencia se deberá adaptar a la duración del derecho de cobro²⁹ y su plazo de recuperación. En este caso, la duración del derecho de cobro es de 8 años y su plazo de recuperación de 15 años. Por ello, se consideran adecuadas las referencias disponibles a 8-10 años.

²⁷ IRS (Interest Rate Swap) es el tipo de la curva swap del euro, que intercambia un tipo de interés variable (Euribor), por un tipo fijo. Es una curva de tipos líquida utilizada por entidades financieras, que refleja el riesgo interbancario. Asimismo, es el tipo de interés de referencia en las emisiones a tipo fijo.

²⁸ CDS (Credit Default Swap) es un seguro de riesgo de crédito, utilizado como cobertura de riesgo de impago de la deuda emitida por un determinado emisor. Los CDS aportan información acerca de la percepción del riesgo crediticio de un emisor de deuda en un momento concreto. La evolución de los CDS de las empresas permite observar la percepción del riesgo de los mercados con sus consecuentes implicaciones en el coste de financiación de las mismas a corto plazo y de su estructura financiera a medio y largo plazo.

²⁹ La duración de un activo financiero compuesto de uno o varios flujos de caja es la media ponderada de los distintos vencimientos de los flujos de caja, ponderados por el valor actual de cada uno de esos flujos. La duración sería el plazo hasta el vencimiento de un bono de cupón cero equivalente, en que se devuelve el principal e intereses al vencimiento. La duración representa la longitud media del tiempo en el que se recupera el nominal.

En el sector gasista, únicamente los grupos GAS NATURAL y NATURGÁS (a través de su matriz última EDP) disponen de CDS cotizados a fecha actual (representando estos sujetos, según la estimación realizada, tan sólo un 26% de los tenedores de la deuda acumulada a 31 de diciembre de 2014 en el sistema gasista). Atendiendo a lo anterior, se considera necesario utilizar adicionalmente datos de emisiones de deuda de las empresas, tal y como se propone en el informe aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014.

Así, para aquellas sociedades de las que no se dispone de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, pero para las que sin embargo se dispone de datos de emisiones de deuda de plazo equivalente, se utiliza la TIR de la emisión como representativo del coste de financiación de la sociedad. Dado que el coste de la emisión de las empresas viene mostrando una alta volatilidad, es necesario acotar a los últimos meses con respecto a la fecha de cálculo. No obstante, en este caso no hay ninguna emisión que cumpla con estos criterios en los grupos de sociedades que financian el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014.

En los casos en los que no se dispone de CDS cotizados para un determinado grupo de sociedades ni emisiones de bonos de plazo equivalente cercanos a la fecha de cálculo, pero se dispone de datos de emisiones más antiguas, se toma como mejor aproximación del diferencial el valor de la diferencia entre la TIR de la emisión y el IRS a 10 años a la misma fecha, siempre y cuando esta emisión se haya realizado en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo. Dicho diferencial se adiciona al IRS a fecha de cálculo para obtener el coste de financiación, tal y como se aplica el diferencial cuando se calcula a partir de los CDS.

Posteriormente, el coste de financiación de los grupos de sociedades se pondera por los porcentajes estimados de financiación del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 de cada uno de ellos, para obtener un coste medio de financiación, que sería el tipo de interés aplicado en el cálculo de la anualidad, igual para todas las empresas financiadoras.

De este modo, en el Cuadro 22 se muestra la estimación del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 que financia cada empresa, según la mejor información disponible a fecha actual, y en el Cuadro 23, el importe total financiado por grupo empresarial, así como el porcentaje estimado de financiación del déficit acumulado que representa cada uno de ellos.

Cuadro 22 Estimación del Déficit Acumulado a 31/12/2014 financiado por empresa

Empresa	Estimación Déficit Acumulado a 31/12/2014 (€)	Grupo
Grupo ENAGAS, S.A.	352.976.365,40	
ENAGAS, S.A.	39.174,80	Enagas
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	347.407.295,50	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	5.529.895,10	
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	220.502.008,80	
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	120.583.863,30	Gas Natural
Gas Natural Cegas, S.A.	23.214.799,10	
Gas Natural Andalucía S.A.	14.034.310,30	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	8.244.947,00	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	14.416.298,20	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	4.916.383,90	
Gas Galicia SDG, S.A.	6.772.843,90	
Gas Navarra, S.A.	5.265.644,80	
Gas Natural Rioja, S.A.	2.665.614,10	
Gas Directo, S.A.	245.175,40	
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	20.142.128,80	
Grupo Redexis Gas, S.A.	31.656.591,50	
Redexis Gas, S.A.	22.928.008,20	Redexis Gas
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	5.251.532,20	
Redexis Gas Murcia, S.A.	3.477.051,10	
Grupo Naturgas	33.608.916,70	
Naturgas Energía Distribución, S.A.	33.448.543,80	Naturgas
Tolosa Gas, S.A.	160.372,90	
Grupo Gas Extremadura	3.615.582,90	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.384.321,30	Gas Extremadura
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	2.231.261,60	
ESCAL UGS, S.A.	300.147.682,00	Otros
Madrileña Red de Gas, S.A.	28.342.718,50	Madrileña Red de Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	22.177.455,80	Gas Natural (42,5%), Enagás (30%) y Otros (27,5%)
Regasificadora del Noroeste, S.A.	14.124.381,30	Gas Natural (11,55%) y Otros (88,45%)
Bahía de Bizkaia Gas	9.005.057,70	Enagas (50%) y Otros (50%)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	183.072,50	Otros
Iberdrola Distribución de Gas	200,30	Otros
TOTAL	1.016.340.033,40	-

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 23 Importe total estimado financiado por grupo empresarial y porcentaje de financiación del Déficit Acumulado a 31/12/2014

Grupo	Importe Financiado Estimado (€)	Porcentaje Financiación Déficit	Porcentaje Financiación Acumulado
Enagas	364.132.130,99	36%	36%
Gas Natural	231.558.793,56	23%	59%
Naturgas	33.608.916,70	3%	62%
Madriñeña Red de Gas	28.342.718,50	3%	65%
Redexis Gas	31.656.591,50	3%	68%
Gas Extremadura	3.615.582,90	0%	68%
Otros	323.425.299,25	32%	100%
TOTAL	1.016.340.033,40	100%	-

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, y dado que la Ley 8/2014, de 15 de octubre, únicamente establece que se reconoce el derecho a recuperar las anualidades correspondientes al déficit acumulado en los 15 años siguientes sin especificar la fecha exacta de devengo, la propuesta de orden establece en la Disposición transitoria tercera.2, que “*el tipo de interés reconocido a dicho déficit se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2014*”.

En la propuesta de orden, se ha supuesto como fecha de la liquidación definitiva de 2014, el 31 de octubre de 2016. Según la metodología propuesta por la CNMC, el cálculo del tipo de interés debería realizarse con los datos disponibles en los 3 meses anteriores a esta fecha de devengo, es decir, en los meses de agosto, septiembre y octubre de 2016. En ausencia de estos datos, se toma como mejor aproximación disponible a fecha actual, los datos de los últimos 3 meses (15 de agosto al 15 de noviembre de 2015).

Así, se toma como tipo de interés de referencia la media de los valores de IRS a 10 años entre el 15 de agosto y el 15 de noviembre de 2015.

En cuanto al diferencial, éste se ha calculado, para el caso de NATURGAS, como la media de sus valores de CDS a 10 años entre el 15 de agosto y el 15 de noviembre de 2015, mientras que para los grupos ENAGÁS y GAS NATURAL, se han considerado los diferenciales de sus emisiones de deuda con una antigüedad inferior a 12 meses desde el 15 de noviembre de 2015, a plazos de 8-10 años.

Finalmente, el coste de financiación de los grupos de sociedades considerados se ha ponderado por los porcentajes estimados de financiación del déficit acumulado a 31 de diciembre de cada uno de ellos con respecto del importe total de dicho déficit financiado por 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.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro 24, según el cual el coste de financiación de las empresas titulares del derecho de cobro sería del 1,700%, habiéndose calculado éste a partir de una muestra del 62% de los grupos de sociedades financiadoras. Este coste supone un diferencial de -20 y 8 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 15 de agosto y el 15 de noviembre de 2015 del bono español a 10 y 8 años, respectivamente.

Cuadro 24 Cálculo del coste de financiación

Grupo	IRS 10Y (%) (media 15/08- 15/11 2015)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,977	59,00	Diferencial Emisión	57,86%	1,567%
Gas Natural	0,977	75,00	Diferencial Emisión	36,80%	1,727%
Naturgas	0,977	198,49	CDS EDP	5,34%	2,962%
				100%	1,700%

Fuente: Bloomberg y Elaboración propia

El tipo de interés obtenido (1,700%) es inferior al incluido en la memoria de la propuesta de orden (2,381%), debido a que éste último se calculó a partir de los datos de IRS y CDS a 10 años correspondientes a los meses de agosto, septiembre y octubre de 2014, habiendo seguido los tipos de interés una tendencia decreciente durante el último año.

5.11.1.2. Estimación de la anualidad 2016 con cargo al sistema gasista correspondiente al derecho de cobro

El cálculo de la anualidad correspondiente al ejercicio 2016 del derecho de cobro se ha realizado considerando tomándose como estimación del valor del derecho de cobro el importe de 1.016.340.033,40 €, según la mejor información de esta Comisión disponible a fecha actual y el tipo de interés aplicado corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, calculado en el apartado anterior (1,700%).

Al considerarse como fecha de devengo el 01/11/2016 (día siguiente a la fecha estimada de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2014), se ha prorrateado la anualidad calculada teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2016. En todo caso, la fecha de devengo es estimada y dependerá de cuando se realice la liquidación definitiva (véase Cuadro 25).

Cuadro 25 Cálculo de la anualidad 2016 correspondiente al Déficit Acumulado a 31/12/2014 bajo el supuesto de amortización constante, considerándose un importe de 1.016 M€ como estimación del derecho de cobro a 31/10/2016 (Escenario 1)

ESCENARIO 1 Previsión Déficit Acumulado Liquidación Definitiva 1.016 M€ Amortización Constante

Tipo Interés	1,700%	
Fecha Devengo	01/11/2016	
Plazo (años)	15	
Importe Derecho (€)	1.016.340.033,40	31/10/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 31/10/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	1,700%	1.016.340.033,40	2.887.867,94	11.323.605,85	14.211.473,79

IPC: Importe pendiente de cobro

Fuente: Elaboración propia

5.11.2. Laudo de Sagane

El tipo de interés provisional reconocido al derecho de cobro relativo al Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010 de la propuesta de orden, que asciende al 1,201%, es el contenido en el informe de la CNMC “Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016”.

Cuadro 26 Cálculo del coste de financiación

Grupo	IRS 5Y (%) <i>(media oct, nov, dic 2014)</i>	CDS 5Y GAS NATURAL (p.b.) <i>(media oct, nov, dic 2014)</i>	IRS + CDS (%)
Gas Natural	0,427	77,47	1,201%

Fuente: Bloomberg y Elaboración propia

En relación al cálculo de la anualidad para 2016, en el apartado 15.2 (página 63) de la memoria de la propuesta de orden, se indica que se ha tenido en cuenta que los intereses se pagan en 2015.

Sin embargo, el texto de la propuesta de orden no establece explícitamente el pago de los intereses de 2015 con cargo a las liquidaciones de 2015.

Por otra parte, la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, únicamente incorpora en 2015 la amortización de 32.758.000 €, pero no los intereses, resultando por lo tanto que el término variable del peaje de conducción del grupo 3 de 2015, se calculó teniendo en cuenta únicamente la amortización. Por tanto, es necesario determinar los intereses de 2015 que deberán liquidarse en dicho año.

5.11.2.1. Estimación de la anualidad 2016 e intereses 2015 con cargo al sistema gasista correspondiente al derecho de cobro del Laudo

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro 27, según el cual la anualidad correspondiente al año 2016 (amortización principal e intereses) ascendería a un importe de 34.331.694,32 € y los intereses del ejercicio 2015, pendientes de satisfacer, que ascienden a 1.967.117,90 €.

Cuadro 27 Cálculo de la anualidad 2016 e intereses 2015 correspondiente al Laudo del Arbitraje de GAS NATURAL

Tipo Interés	1,201%
Fecha Devengo	01/01/2015
Plazo (años)	5
Importe Derecho (€)	163.790.000

31/12/2014

El pago de los intereses de 2015 se efectúa con cargo a las liquidaciones de 2015

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)	Anualidad Satisfecha (€)	Anualidad Pendiente (€)
2015	1,2010%	163.790.000	1.967.117,90	32.758.000	34.725.117,90 €	32.758.000	1.967.117,90 €
2016	1,2010%	131.032.000	1.573.694,32	32.758.000	34.331.694,32 €	0	34.331.694,32 €
Total							36.298.812,22 €

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, esta Comisión considera que la Orden debe incluir el importe relativo a la anualidad del año 2016 y los intereses de 2015 asociados a este derecho de cobro, así como a la sociedad titular de este derecho, SAGANE, S.A., para así poder proceder a liquidación del mismo.

En consecuencia, se propone incorporar una Disposición adicional séptima en la Propuesta de orden, que refleje la anualidad a liquidar a SAGANE, S.A., por el Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el 9 de agosto de 2010, con el siguiente contenido:

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

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se reconoce a la empresa propietaria del contrato de gas natural de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, SAGANE, S.A., al que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, las siguientes cantidades:

- a) Intereses 2015: 1.967.117,90 €. Esta cantidad se liquidará como pago en la primera liquidación provisional disponible del año 2015.
- b) Intereses 2016 1.573.694,32 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único.
- c) Amortización 2016: 32.758.000 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único.

Estas cantidades se repercuten en el término variable del peaje de conducción del grupo 3 de forma proporcional al volumen de ventas previsto en este grupo. Los desvíos de recaudación anual que sean consecuencia de valores diferentes entre las ventas reales y estimadas, se tendrán en cuenta en el cálculo del año siguiente.

5.12. Disposición Transitoria Cuarta. Almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte y distribución.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

En la disposición transitoria cuarta se establece que, a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 30 de septiembre de 2016, el almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte y distribución se fija en el 25 por ciento de la capacidad diaria contratada en la red de transporte. A partir del 1 de octubre de 2016 dicha capacidad de almacenamiento operativo será 0.

Consideraciones de la CNMC

La propuesta se considera coherente con la disposición adicional primera de la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, en la que se establece la desaparición gradual de la capacidad de almacenamiento en el punto virtual de balance, siendo 0 a partir del 1 de octubre de 2016.

Así, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de septiembre de 2016, la propuesta de Orden fija el almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte y distribución en el 25 por ciento de la capacidad contratada, correspondiéndose con la reducción del derecho de almacenamiento fijada por la Circular; esto es, el 50 por ciento del derecho actual de capacidad de almacenamiento, establecido en medio día de la capacidad contratada de transporte y distribución.

En consecuencia, la disposición propuesta parece adecuada y se informa positivamente.

5.13. Disposición Transitoria Quinta. Gas de maniobra.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición Transitoria Quinta dispone la disminución paulatina del gas de maniobra a partir del 1 de enero de 2016 hasta su total desaparición el 1 de octubre de 2016. Asimismo, establece que el exceso de mermas será destinado a gas de operación o a gas talón.

Consideraciones de la CNMC

Se valora positivamente la eliminación gradual del gas de maniobra en línea con lo establecido en la Disposición Adicional Segunda de la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

La eliminación gradual del gas de maniobra a disposición del Gestor hasta su total desaparición el 1 de octubre de 2016 facilitará la transición del modelo actual de balance del sistema a un nuevo modelo, en el que las acciones de balance llevadas a cabo por el Gestor se realizarán a través de la compra o venta de gas en la plataforma de comercio. En la actualidad, el gas de maniobra es usado por el Gestor para facilitar la operación del sistema de una manera colectiva. Con su desaparición se pretende individualizar las responsabilidades en la gestión del sistema, esto es, que las acciones del Gestor para equilibrar el sistema sean soportadas por los agentes que causen el desequilibrio.

Asimismo, se considera adecuado destinar el exceso de mermas a gas de operación o a gas talón en línea con lo que contempla la normativa vigente.

Por otro lado, el gas correspondiente a las mermas reconocidas puede o no ser coincidente con el gas correspondiente a las mermas reales. Esto es, se puede acumular o decrementar el gas del sistema (tanto en regasificación como en transporte) en función de si las mermas reales son menores o mayores, respectivamente, de las mermas reconocidas. Por consiguiente, parece necesario mantener una cuenta separada para el gas resultante del saldo de mermas.

En definitiva, se ha de modificar la Orden Ministerial IET/2446/2013, de 27 de diciembre, en su Disposición Final Tercera, sobre mermas en plantas de regasificación, y en su Disposición Final Cuarta³⁰, sobre mermas en la red de transporte.

Disposición transitoria quinta. Gas de maniobra.

A partir del 1 de enero de 2016 el gas de maniobra no podrá exceder la cantidad de 150 GWh. A partir del 1 de octubre de 2016 la cantidad de gas de maniobra deberá ser cero.

El exceso de mermas retenidas sobre las mermas reales que se generen, se destinará preferentemente a decrementar las necesidades de compra del gas de operación, o a gas talón para alcanzar el nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte.

³⁰ Ambas disposiciones modifican la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas; y la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural.

El defecto de mermas retenidas sobre las mermas reales incrementará las necesidades de compras de gas, adicionales al gas de operación.
A partir del 1 de octubre de 2016, el Gestor Técnico del Sistema llevará cuentas separadas de los saldos de mermas en transporte y plantas de regasificación.
Por Resolución de la Dirección General de Política Económica y Minas se establecerá el procedimiento de compras, ventas, repartos y liquidaciones asociadas al saldo de mermas.

Además, puesto que el gas de maniobra ha de desaparecer a partir del 1 de octubre de 2016, es preciso modificar el artículo 2 de la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural.

Por idéntica razón es preciso modificar el artículo 5 de la orden IET/3128/2011, de 17 de diciembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas.

Por consiguiente, se propone añadir las siguientes disposiciones finales.

Disposición final cuarta. *Modificación de la Orden IET/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural.*

Los apartados 4 y 10 del artículo 2 de la Orden IET/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural, quedan de la siguiente forma:

“4. Si la cantidad de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación de los coeficientes en vigor fuese inferior a las mermas reales (saldo de mermas positivo), la diferencia se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de gas de la cuenta del saldo de mermas de la planta de regasificación de maniobra. ~~El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.~~ El exceso de gas de maniobra que se determine de la cuenta del saldo de mermas de la planta se destinará a gas de operación o gas talón de la planta de regasificación.”

“10. Cuando el saldo de mermas anual de una planta de regasificación sea negativo, durante los 30 días posteriores a la publicación del saldo, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario de la planta, a cuenta del gas acumulado como saldo de mermas de la planta de regasificación de maniobra, un volumen de gas diario equivalente a la mitad del saldo de mermas anual del usuario repartida proporcionalmente en dichos 30 días, en la planta en cuestión. Además, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará económicamente la mitad del saldo de mermas de la planta, empleando para ello el precio medio del gas de operación del año al que corresponda el saldo. La cantidad resultante será adicionada a la retribución reconocida al titular

de la planta en el año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único.”

Disposición final quinta. *Modificación de la Orden IET/3128/2011, de 17 de diciembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas*

Los apartados 3 y 9 del artículo 5 de la Orden IET/3128/2011, de 17 de diciembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas, quedan de la siguiente forma:

“3. En caso de que el saldo de mensual de mermas de la red de transporte fuese negativo dicho saldo permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de la cuenta del saldo de mermas de transporte maniobra. Si fuera positivo, el saldo se cubrirá temporalmente mediante una disminución del volumen de la cuenta del saldo de mermas de transporte gas de maniobra. ~~El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones necesarias para lograr una ubicación adecuada de dicho saldo de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios. El exceso de gas de la cuenta del saldo de mermas de transporte de maniobra que se establezca se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón.~~”

“9. Cuando el saldo anual de mermas en el conjunto de las redes de transporte sea negativo (mermas reales inferiores a mermas reconocidas), el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario la mitad de su saldo ~~de mermas de la cuenta del saldo de mermas de transporte a cuenta del gas de maniobra~~, mediante la entrega en el PVB AOG de 1/30 parte de dicha cantidad durante 30 días consecutivos a contar desde el séptimo día en que dicho saldo haya sido comunicado a los usuarios.”

Estas disposiciones entrarán en vigor a partir del 1 de octubre de 2016, fecha en la que desaparece el gas de maniobra.

5.14. Disposición Transitoria Sexta. Retribución del Operador de Mercado de gas.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La disposición transitoria sexta de la propuesta de orden, establece que con carácter provisional y mientras que no se disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2014, de 21 de mayo, la retribución del Operador del Mercado de gas correspondiente al año 2016 se fija en 3.421.000 €.

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 esta retribución provisional, se reconocerá como pago único en la primera liquidación disponible.

Consideraciones de la CNMC

En relación con esta disposición, se realizan las siguientes consideraciones:

Importes distintos en la disposición con respecto a la memoria

La cifra de retribución provisional establecida en la disposición transitoria sexta de la propuesta de orden, de 3.421.000 €, es superior a la cifra de 3.300.000 € del apartado 17.15 de la memoria, que según lo indicado en dicho apartado, se corresponde con el siguiente desglose de costes enviado por la empresa (MIBGAS, S.A.).

Cuadro 28 Desglose Costes MIBGAS, S.A.

Concepto	Miles €
Sueldos, salarios, costes sociales e impuestos, retribución Consejo y otros	1.370
Alquileres, servicios exteriores	482
Coste prestación servicios OMIE	1.400
Amortizaciones	48
TOTAL	3.300

Consideraciones sobre los costes presupuestados

Como comentario general, se señala que el desglose de costes aportado por MIBGAS, S.A. y que se contiene en la memoria de la propuesta de orden, no está suficientemente detallado ni justificado.

Por otra parte, esta Comisión, no ha recibido ninguna información sobre la propuesta de retribución de MIBGAS. Cabe recordar que La Disposición Transitoria Segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, estableció que “*el Operador del mercado organizado de gas remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una propuesta de retribución (...)*”. Además indica que “*En el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor de esta Ley, La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología de retribución del Operador del mercado*”. Al no disponer de información sobre la previsión de costes futuros de MIBGAS, esta metodología todavía no ha sido propuesta, por lo que parecería oportuno que la Orden, que se informa, reconozca una retribución provisional a cuenta, a la espera de la existencia de esta metodología.

Por otra parte, ha de tenerse en cuenta que MIBGAS va a percibir en 2015 una retribución provisional a cuenta de 2.000.000 €, mientras que el coste de los servicios que se prevé recibirá de OMIE en 2015 (según la previsión de cierre de esta última) ascienden únicamente a 300.000 €, y la sociedad aún no disponía del personal que prevé contratar en 2016, lo que generará menores

gastos de personal de los contemplados en el escenario de 2016. En atención a lo cual, se concluye que la retribución a cuenta de 2015 de MIBGAS es holgada, con lo que los excedentes de tesorería permitirán adicionalmente a la sociedad hacer frente a los posibles imprevistos y desviaciones que puedan surgir durante 2016. Lo que supone asimismo un argumento adicional para rebajar la cuantía de 3.421.000 € que se señala en la propuesta de Orden.

A la vista de lo anterior, se propone que mientras no se disponga de un metodología de retribución del Operador del Mercado de gas y se justifiquen las partidas que engloben la retribución del año 2016, se fije la misma retribución provisional que el año anterior para el Operador de Mercado de gas, esto es 2.000.000 € de retribución provisional.

Por otra parte, con la redacción actual de la propuesta de orden, la retribución provisional del Operador del Mercado de gas se reconocería a lo largo de las 12 primeras liquidaciones del ejercicio 2016. Se propone que la liquidación de la retribución provisional se realice en doce pagos mensuales a liquidar en pago único.

Disposición transitoria sexta. Retribución del Operador de Mercado de gas.

Con carácter provisional y mientras que no se disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2014, de 21 de mayo, la retribución del Operador del Mercado de gas correspondiente al año 2016 se fija en ~~3.421.000~~ € 2.000.000 €, que se abonará por el sistema de liquidaciones en doce pagos mensuales a liquidar en pago único.

[...]

5.15. Disposición Final Primera. Modificación de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición Final Primera reduce el recargo económico a aplicar a los usuarios que se encuentren en desbalance por exceso de existencias en el AOC, ahora denominado Punto Virtual de Balance (PVB). Actualmente, la norma en vigor indica que se ha de aplicar un cargo económico equivalente al exceso de existencias multiplicado por el 10% del precio de referencia definido en el apartado 9.6.6 de la misma NGTS. La propuesta de orden Ministerial rebaja este porcentaje al 5%.

Consideraciones de la CNMC

En relación con el tratamiento de desbalances de los usuarios en la red de transporte del sistema gasista, debe indicarse que, con el objetivo de implementar el Reglamento (UE) Nº 321/2014 en la normativa nacional, en

fecha 22 de julio de 2015, la CNMC aprobó la Circular 2/2015, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

Dicha Circular, en su disposición adicional primera, prevé que, desde el 1 de enero de 2016, se reduzca a la mitad el derecho de los usuarios a almacenar gas en la red de transporte. Esta medida disminuye la flexibilidad de los usuarios para mantener su balance en equilibrio, por lo que se considera adecuado que vaya acompañada de una reducción en la penalización por desbalances.

No obstante, es necesario tener en cuenta también que la Circular 2/2015 de la CNMC, en cumplimiento del citado Reglamento europeo, establece un sistema de tratamiento de los desbalances en la red de transporte gasista donde el recargo económico por los mismos se calcula en base al precio del gas en el mercado organizado para el día en el que ocurre el desbalance. Este sistema entrará en vigor el 1 de octubre de 2016.³¹

En consecuencia, las penalizaciones que propone la Orden Ministerial tienen un periodo de vigencia limitado, que finalizaría el 30 de septiembre de 2016, y así se debería indicar en la propia Orden Ministerial.

“9.6.2 Desbalance por exceso de gas en el Almacenamiento para la Operación Comercial en la Red de Gasoductos (AOC).

Se considera que un usuario incurre en desbalance por exceso de gas en el almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos (AOC) cuando sus existencias en el AOC superen los derechos de capacidad de almacenamiento operativo incluidos en el peaje de transporte y distribución.

El balance en el AOC se realizará para el conjunto de contratos de reserva de capacidad de entrada al sistema de transporte y distribución del usuario.

Cuando un usuario se encuentre en situación de desbalance por exceso de gas en el AOC, se le facturará diariamente un cargo económico equivalente al exceso de existencias multiplicado por el 5% del precio de referencia para desbalances por defecto de existencias operativas definido en el apartado 9.6.6.

Los cargos económicos definidos en este apartado serán de aplicación hasta el 30 de septiembre de 2016 incluido este día.”

³¹ Es por ello por lo que el Gestor Técnico del Sistema, como Presidente del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS y sus Protocolos, ha creado un subgrupo de trabajo, cuya primera reunión tuvo lugar el 28 de noviembre de 2015. Este subgrupo está elaborando una nueva propuesta de modificación de la NGTS-09, con vista a adaptar la norma a lo dispuesto en la Circular de la CNMC.

5.16. Disposición Final Segunda. Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La propuesta modifica tres artículos de la Orden ITC/1660/2009, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

a) Se modifica el artículo 6, sobre la imputación de los costes de los peajes en el cálculo de la TUR.

La modificación afecta únicamente a la imputación de los costes de los peajes del almacenamiento subterráneo, considerando que aumenta la utilización de la capacidad de almacenamiento en 12 días³² (de 48 a 60), así como la utilización de la inyección y extracción en 2 días (de 38 a 40), en la fórmula de imputación del peaje de almacenamiento.

La memoria de la Orden indica que estos datos se obtienen del análisis de la estacionalidad de la demanda de los consumidores a TUR y la optimización de la utilización del almacenamiento.

La influencia de esta modificación en el cálculo de la TUR es muy pequeña. Se estima en un incremento sobre el término variable de la TUR de 0,016420 cent€/kWh.

Si esta propuesta se aplicase sobre la TUR vigente, sin más cambios, dicho incremento, supondría un aumento del 0,32% y del 0,37%, sobre el término variable de la TUR 1 y de la TUR 2 vigentes para el cuarto trimestre de 2015, respectivamente, y ninguna variación sobre el término fijo.

Cuadro 29. Efecto de la modificación propuesta en el término de coste de almacenamiento subterráneo sobre la TUR vigente (manteniendo el resto de parámetros actuales)

	Término Fijo (€/cliente)/mes	Término Variable cent€/kWh	
		TUR Vigente	Aplicando el cambio en el término del peaje de almacenamiento
TUR.1	4,36	5,125575	5,141995
TUR.2	8,84	4,438175	4,454595

Fuente: Elaboración propia

En paralelo a esta modificación, se considera que se debería aumentar los derechos de asignación preferente de la capacidad de almacenamiento

³² En este valor existe una discrepancia con la memoria de la Orden, que indica que la capacidad de almacenamiento se incrementa en 10 días.

subterráneo para los comercializadores con demanda del grupo 3, hasta los 60 días considerados para la imputación de peajes.

b) Se modifica el artículo 8, sobre el coste de la materia prima.

Las modificaciones de este apartado son muy significativas,

- i. Se modifica la ponderación del suministro del gas de base y del gas estacional, según se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro 30. Comparativa entre la ponderación del gas base y gas de invierno actual y la propuesta de Orden.

Trimestre	Fórmula actual		Fórmula propuesta	
	Ponderación gas base	Ponderación gas de invierno	Ponderación gas base	Ponderación gas estacional
T1	50 %	50 %	42,3 %	57,7% ³³
T2	50 %	50 %	100 %	0 %
T3	65 %	35 %	100 %	0 %
T4	65 %	35 %	53,3 %	46,7%

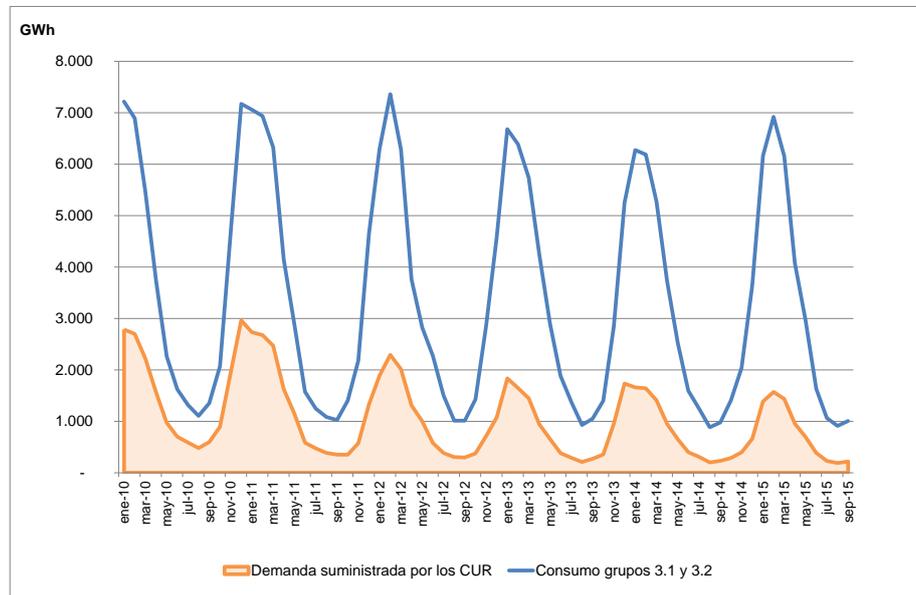
Fuente: Memoria de la Orden y elaboración propia

Según se muestra en el cuadro, en la propuesta el gas estacional se imputa únicamente en el primer y cuarto trimestre de cada año, mientras que anteriormente el gas de invierno se repartía a lo largo de todo el año.

El reparto propuesto se ajusta mejor a la estacionalidad real del consumo de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso, que es mucho mayor en los meses fríos del año, por el consumo en calefacción, como se puede ver en la siguiente figura donde se representa el consumo de todos los clientes con derecho a TUR y se detalla el consumo atendido por los comercializadores de último recurso.

³³ Existe una pequeña discrepancia entre los valores de la ponderación de la demanda de gas estacional entre la memoria (57,87%) y los valores recogidos en la orden (57,7%) para el primer trimestre.

Figura 1. Demanda de atendida por los comercializadores de último recurso.



Fuente: Elaboración propia

Por ello, se considera que esta modificación es adecuada.

Adicionalmente, puede observarse en la gráfica el descenso paulatino de la demanda suministrada por los CUR, que se explica por el aumento del número de consumidores que optan por ser suministrados a precio libre, reduciéndose así el número de consumidores acogidos a la TUR y por tanto el consumo suministrado por los CUR.

- ii. Se modifica la metodología de cálculo de los precios del gas de base y del gas de invierno o estacional.

La fórmula propuesta calcula el precio del gas de base mediante una fórmula referenciada a la cotización del Brent, y el precio de gas de invierno (ahora llamado estacional) a partir de las cotizaciones del NBP para las entregas en el trimestre considerado.

Así pues, los principales cambios en el cálculo del coste de la materia prima son:

- Se elimina la referencia al precio del HH para el cálculo del gas de invierno.
- Se elimina la referencia al precio obtenido en las subastas para la compra de gas para el suministro a TUR, tanto para el gas base como para el gas invierno.
- La referencia al precio del NBP pasa a calcularse a partir del precio de las entregas en el trimestre de referencia.

Las diferencias en la metodología se resumen en el cuadro siguiente:

Cuadro 31. Comparativa entre la fórmula de cálculo del base y gas de invierno actual y la propuesta en la Orden.

	Fórmula actual	Fórmula propuesta
Gas de base	<p>Referenciada a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Precio del producto de gas de invierno comprado en la subasta de la TUR, ponderado por el porcentaje de gas comprado en relación con la demanda prevista de gas de invierno. - Fórmula referenciada a la cotización del Brent: Media semestral, expresada en \$/barril, de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia "n", ponderado por el porcentaje de gas necesario para cubrir el resto de la demanda prevista de gas de invierno. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fórmula referenciada a la cotización del Brent. Media semestral expresada en \$/barril de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia "n", siendo $RB_n = \frac{(0,710093 + 0,027711 \times Brent_n)}{E_n}$ <p>E_n: Cambio medio \$/€</p> <p>(La fórmula referenciada al Brent no sufre ninguna modificación)</p>
Gas de invierno o estacional	<p>Referenciada a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Precio del producto de gas de invierno comprado en la subasta de la TUR (ponderado por el porcentaje de gas comprado en relación con la demanda prevista de gas de invierno). - El resto de la demanda se referencia: <ul style="list-style-type: none"> o 50% al HH: media de las cotizaciones del Henry Hub para entregas en los doce meses siguientes al inicio del trimestre "n", publicadas por el Nymex o 50 % al NBP: media de las cotizaciones del National Balancing Point (NBP) del Reino Unido para entregas en los doce meses siguientes al inicio del trimestre "n", publicadas por ICE. o A estos efectos, las cotizaciones del HH y NBP tienen distintas ponderaciones mensuales³⁴. 	<p>Promedio de las cotizaciones del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre "n", publicadas por ICE.</p> <p>(La fórmula del NBP cambia los precios de referencia de 12 meses a 3 meses, así como la ponderación de los mismos)</p>

Fuente: Elaboración propia

Consideraciones de la CNMC

Antes de realizar las consideraciones oportunas por parte de esta Comisión, cabría cuestionar la oportunidad de proponer un cambio muy relevante en la metodología de cálculo de la TUR con el escaso margen de tiempo concedido para las alegaciones, estudio e informe.

En términos generales, esta Sala comparte la necesidad de revisión de la fórmula del CMP, en particular para sustituir la referencia al precio del gas en el mercado americano (HH), ya que el incremento en la producción de gas no convencional ha hecho que el precio de este mercado se desacople del

³⁴ En la fórmula actual, las cotizaciones de los siguientes 12 meses del NBP y del HH se ponderan según los siguientes coeficientes:

	enero	febrero	marzo	abril a octubre	noviembre	diciembre
λ_k	0,2727	0,2727	0,1092	0	0,0727	0,2727

mercado internacional, y por tanto, haya dejado de ser una referencia válida para los precios de gas en Europa y en España.

Sin embargo, la modificación propuesta podría plantear problemas en el futuro, ya que al eliminar la referencia al precio de la subasta se pierden las referencias directas a los precios del mercado español, con lo que quedarían como únicas referencias para el cálculo del CMP la fórmula de precio de Brent (en el gas base) y el precio del mercado NBP (en el gas estacional). La nueva fórmula podría no reflejar correctamente posibles cambios en el mercado de gas en España, que podrían tener lugar por la evolución futura de los precios de los contratos de aprovisionamiento o por la evolución del mercado spot en España.

Por tanto, sería conveniente mantener en la fórmula una referencia directa a los precios de gas en el mercado español, lo cual podría hacerse, a corto-medio plazo, mediante la sustitución progresiva de las subastas de compra de gas para la TUR por compras de gas en el mercado organizado, una vez que este mercado se consolide y tenga la suficiente liquidez.

En caso de que aún así se decidiese eliminar la referencia al precio de las subastas de compra de la TUR, la eliminación parece prematura, teniendo en cuenta que ya se han celebrado las subastas de gas base hasta el 31 de junio de 2016, así como la subasta de gas de invierno 2015/2016, por lo que habría que prorrogar la fórmula actual hasta junio de 2016, momento en el que ya estará en funcionamiento el mercado spot español. En este periodo transitorio, podría sustituirse la referencia al HH por la referencia al mercado TTF, manteniendo constantes el resto de parámetros de la fórmula.

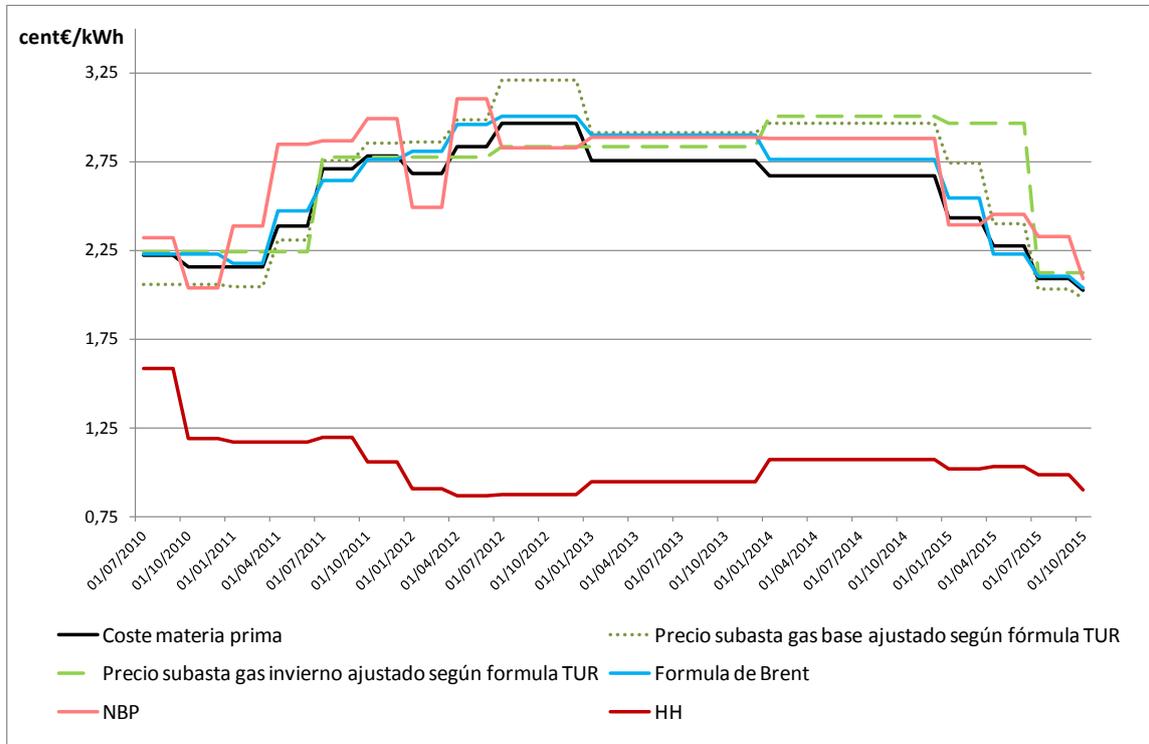
Sobre la idoneidad de la fórmula planteada

La metodología de cálculo de la TUR debe reflejar, de manera realista y correcta, los costes de todos sus componentes, de forma que no se ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado. En particular, el coste de materia prima es el componente de la TUR más difícil de calcular, ya que los comercializadores se aprovisionan a través de un mix diverso de contratos a largo plazo y compras spot. Adicionalmente, en el mercado español todavía no está en funcionamiento el Mercado Organizado de gas, que puede proporcionar una indicación clara del precio de gas en el mercado spot en España.

La actual metodología de cálculo del coste de la materia prima, desarrollada a través de la Orden ITC 1660/2009, utiliza una fórmula compuesta de distintos indicadores o referencias de precios: NBP, HH, Crudo Brent, subasta de gas base y subasta de gas de invierno.

La evolución histórica de cada uno de los componentes del Coste de materia prima para la TUR se muestra en la siguiente figura:

Figura 2. Comparativa de la evolución de los componentes de la fórmula de cálculo del coste de materia prima para la TUR de gas 2010-2015.



Fuente: Elaboración propia

En el periodo de 2010 a 2015, el coste de materia prima arroja un valor medio de 2,5784 cent€/kWh, variando entre un máximo de 2,9637 cent€/kWh alcanzado en el tercer y cuarto trimestre de 2012 y el valor mínimo actual de 2,0234 cent€/kWh. Desde el año 2012, todas las modificaciones en el coste de materia prima han sido a la baja, acumulando un descenso del 32% hasta la fecha.

Entre los componentes del coste de materia prima, destaca el precio y la evolución del Henry Hub, por ser completamente diferente a la del resto de los componentes de la TUR: desde 2010 el Henry Hub ha ido disminuyendo desde 1,5859 cent€/kWh hasta 0,8993 cent€/kWh, con un mínimo de 0,8690 cent€/kWh en el segundo trimestre de 2012.

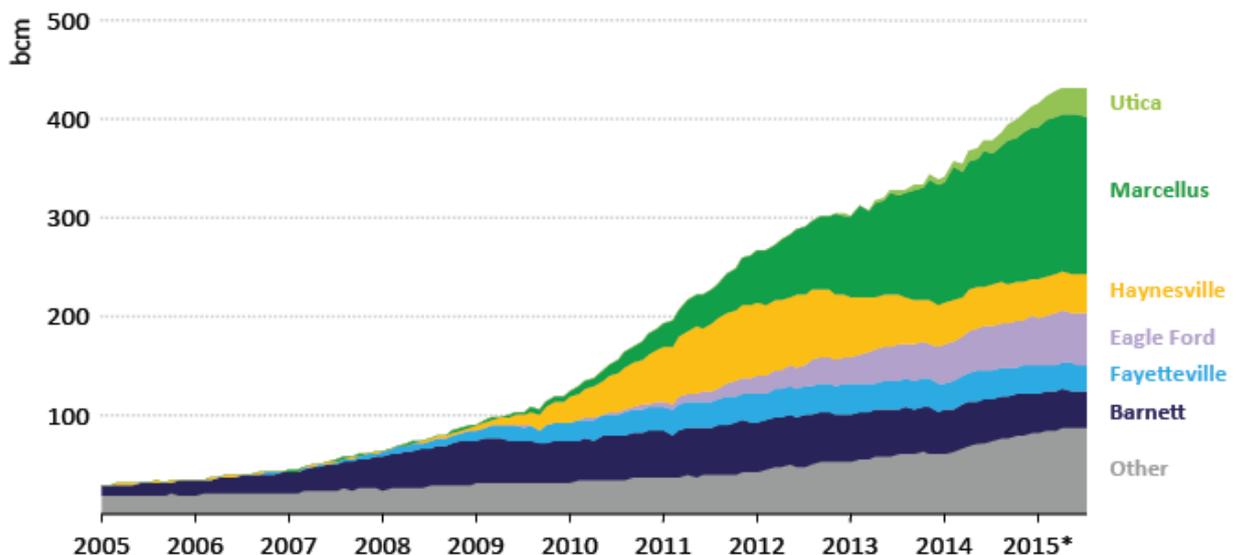
El resto de componentes siguen aproximadamente la misma evolución, que es también similar a la del coste de materia prima. La mayor diferencia se aprecia en el componente referenciado al precio de subasta de gas de invierno entre enero de 2014 y junio de 2015, periodo en el que se sitúa entre un 13% y un 31% sobre el valor del coste de materia prima. Esta diferencia se explica principalmente por los elevados precios del GNL en el mercado asiático, que afectan con más intensidad al mercado español (y por lo tanto a los precios obtenidos en la subasta) que a otros mercados europeos, como el NBP.

- Sobre la eliminación de la referencia al precio del Henry Hub para el cálculo del gas de invierno.

El precio de referencia para aprovisionamientos de gas de invierno (Rin) busca reflejar el precio de las compras de gas a corto plazo, necesarias para cubrir la demanda durante los meses de invierno. Para su cálculo, la orden vigente, emplea una fórmula que combina el precio obtenido en la compra del gas de invierno y el precio de los dos mercados internacionales más líquidos: el mercado de gas natural en Reino Unido (NBP – National Balancing Point) y el Henry Hub en EE.UU.

Sin embargo, desde el año 2010 el mercado de gas norteamericano ha sufrido una gran transformación, como consecuencia del enorme incremento de la producción de gas natural no convencional, y en particular el “shale” gas, cuya producción se ha multiplicado por cuatro, de 100 a 400 bcm, en los últimos cinco años.

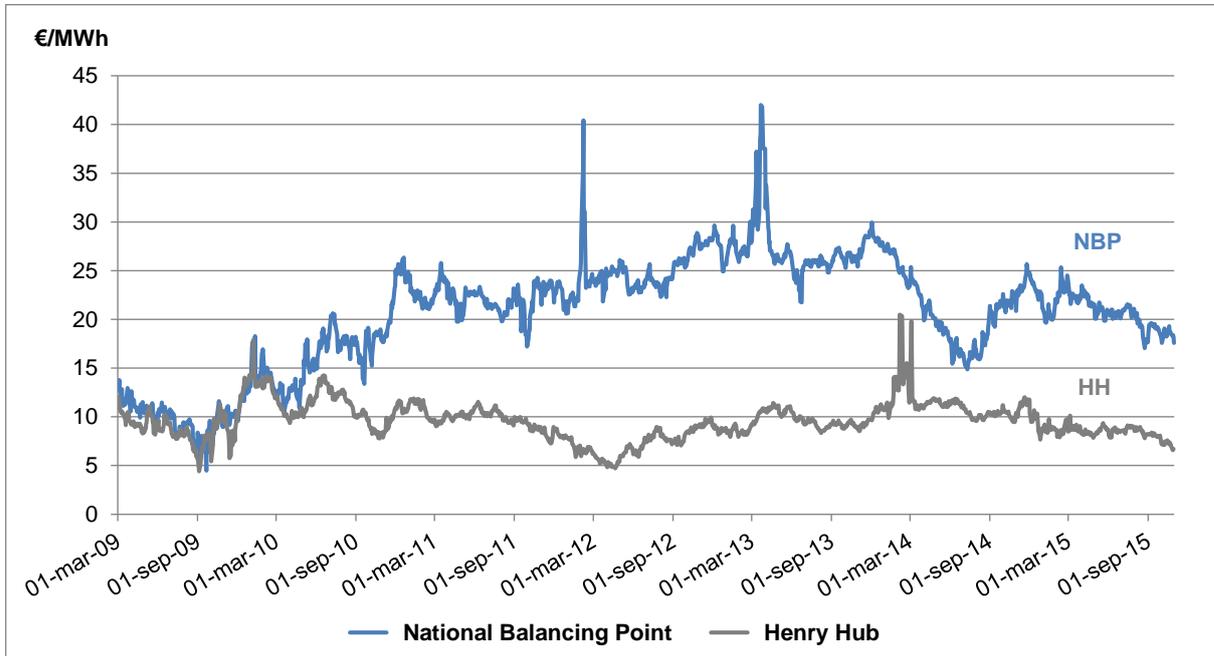
Figura 3. Evolución de la producción de shale gas en USA.



Fuente: IEA World Energy Outlook, 2015

Este enorme incremento de la producción de gas ha provocado la caída de los precios del gas en EEUU por debajo de 3\$/mmBtu, y su desacoplamiento de los precios del gas en los mercados europeos, como se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 4. Precio spot en Estados Unidos (HH) y en el Reino Unido (NBP)



Fuente: Platts y EIA

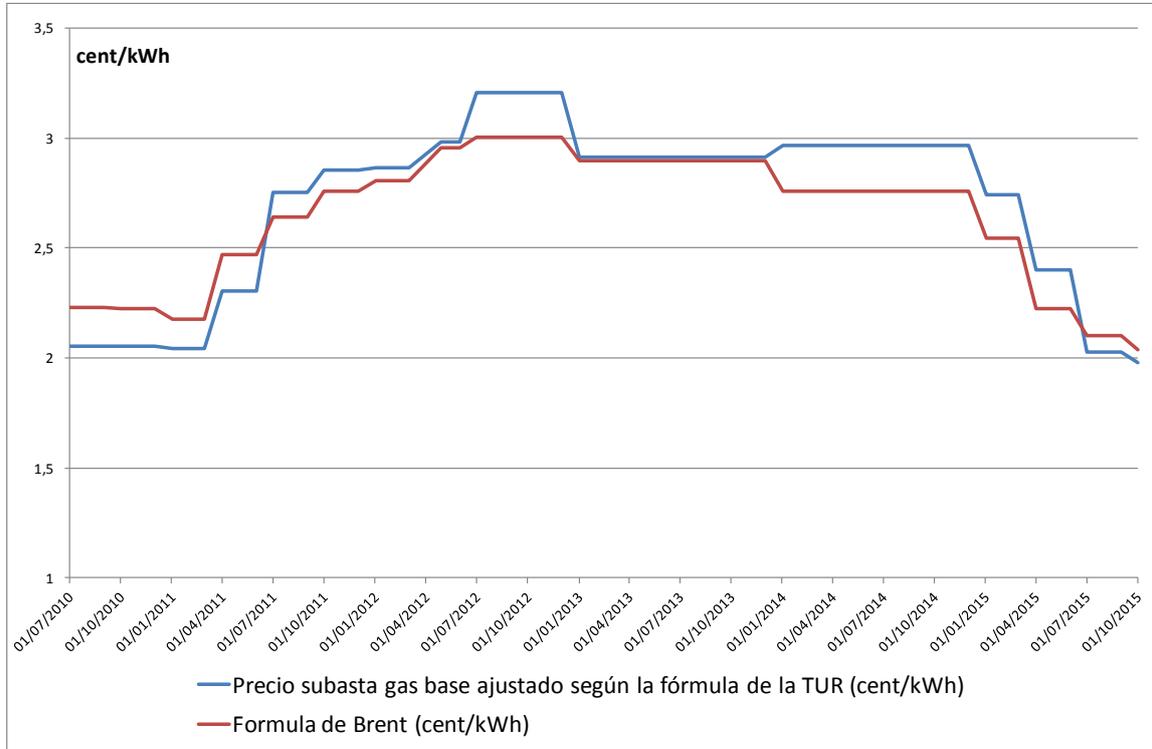
Por tanto, se considera adecuada la eliminación en la fórmula de cálculo de la TUR de la referencia al mercado americano (Henry Hub), que ha dejado de ser representativo de los precios actuales en los mercados de gas europeos.

- Sobre la modificación de los componentes del precio del gas de base.

La nueva fórmula elimina la referencia al precio de la subasta del gas de base, dejando únicamente la referencia al Brent para el cálculo del precio del gas de base.

Si se compara la evolución de los dos componentes del gas de base de la TUR en el periodo de 2010 a 2015, la evolución del precio del gas base obtenido en las subastas (ajustado según la fórmula de la TUR) ha sido muy similar a la evolución de la fórmula referenciada al Brent: a lo largo del periodo, la fórmula de Brent da un precio promedio de 2,6465 cent€/kWh, mientras que el precio del gas base promedia 2,7023 cent€/kWh, un 2,1% superior.

Figura 5. Evolución del precio de la subasta de gas base para la TUR (ajustado según la fórmula) y el precio de la fórmula referenciada al Brent en la TUR.

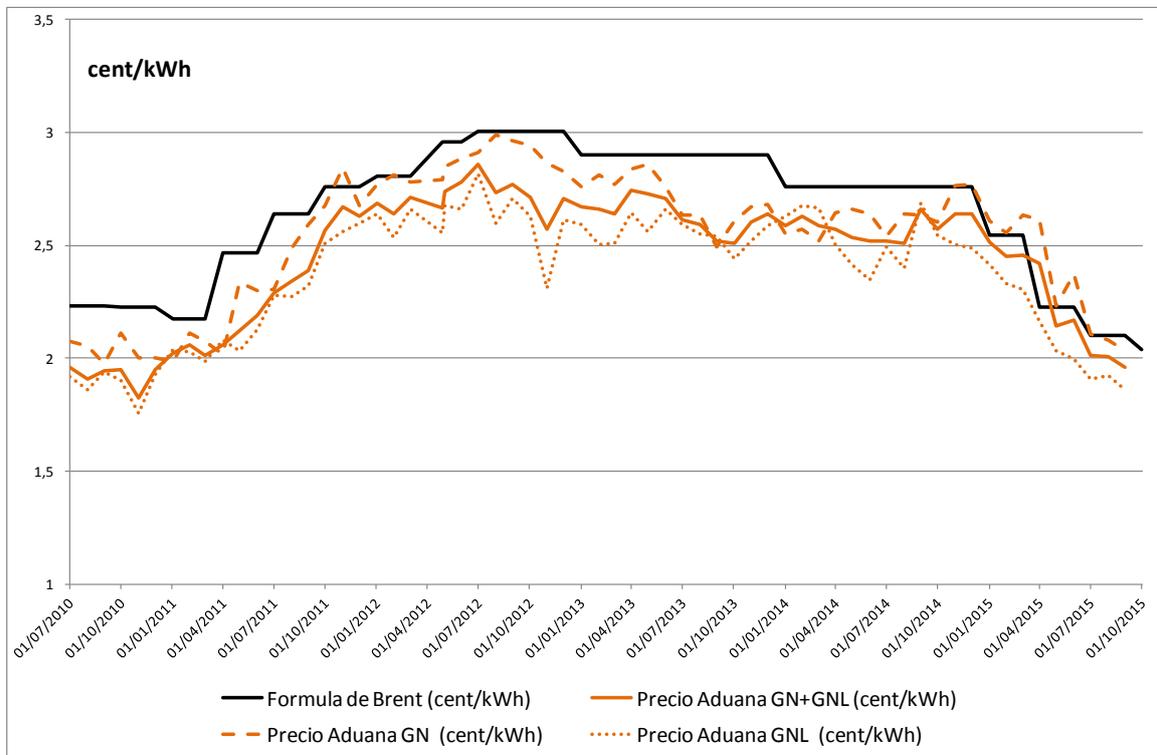


Fuente: Elaboración propia

Si se compara la fórmula referenciada al Brent en la TUR con el coste de gas en aduanas, calculado por la CNMC, también se observa una gran correlación. No obstante, en el periodo analizado, el coste de aprovisionamiento de gas declarado en la aduana española promedia 2,4471 cent€/kWh, un 7,5% inferior al precio resultante de aplicar la fórmula referenciada al Brent.

También resulta interesante observar que los costes de los aprovisionamientos de GNL han sido, en promedio, un 6,7% inferiores a los costes de aprovisionamiento por gasoducto (2,3727 y 2,5443 cent/kWh, respectivamente).

Figura 6. Comparativa entre el precio de la fórmula referenciada al Brent en la TUR y el coste de gas en aduanas (GN y GNL), calculado por la CNMC.



Fuente: Elaboración propia

A la vista de las gráficas anteriores, cabe concluir que la eliminación de la referencia al precio de la subasta del gas de base habría tenido, en un periodo largo (entre 2010 a 2015), un efecto pequeño, ya que la diferencia entre la fórmula referenciada al Brent y el precio del gas base (ajustado según la fórmula de la TUR) es tan solo del 2,1%.

No obstante, al eliminar la referencia a los precios de la subasta de gas base, la nueva metodología no recoge ninguna referencia directa a los precios del gas en España, por lo que no sería capaz de recoger los posibles cambios futuros que pudieran tener lugar en los contratos de aprovisionamiento de gas en España, lo que podría provocar diferencias tanto a corto como a largo plazo.

A título de ejemplo, en otros mercados europeos existe una tendencia a incluir en las renegociaciones de los contratos a largo plazo, además de la referencia al precio del Brent, alguna referencia al precio en los mercados spot de gas europeos, aunque con una ponderación baja.

Otro posible cambio puede llegar con las exportaciones de GNL del mercado de Estados Unidos, cuyo precio de referencia no estará ligado al Brent, sino al HH incrementado por los costes de licuación y transporte hasta los mercados a los que se destine el gas.

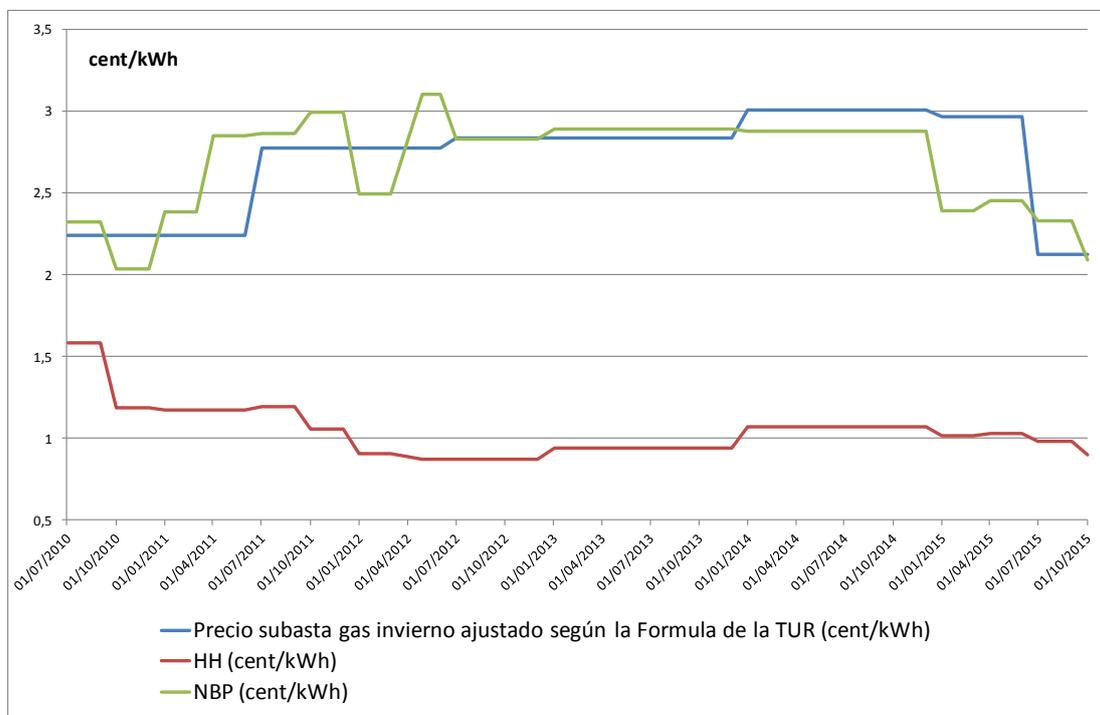
De acuerdo con el informe *Wholesale Gas Price Survey (2015)*, de la Unión Gasista Internacional, el volumen de contratos referenciados a la cotización del Brent en la Europa mediterránea, ha pasado del 100% en el año 2005 al 64% en 2014, habiendo aumentado hasta el 35% la negociación en los mercados spot y futuros, en los que el precio del gas se determina por el equilibrio entre la oferta y la demanda. Por ello, la fórmula del gas de base debería incluir alguna referencia directa de la situación del mercado spot de gas en España.

- Sobre la modificación de los componentes del precio de gas de invierno o estacional

La nueva fórmula elimina la referencia al precio de la subasta del gas de invierno y al precio del Henry Hub, dejando únicamente la referencia al NBP para el cálculo del precio del gas estacional.

Si se compara la evolución de los componentes del gas de invierno de la fórmula de la TUR actual en el periodo de 2010 a 2015, el precio del gas de invierno obtenido en las subastas (ajustado según la fórmula de la TUR) es, en promedio, de 2,7118 cent€/kWh, muy similar al precio de los futuros de NBP utilizados en el cálculo (2,7015 cent€/kWh).

Figura 7. Evolución del precio de los componentes utilizados en el cálculo del precio de gas de invierno en la tarifa TUR, según la metodología vigente.



Fuente: Elaboración propia

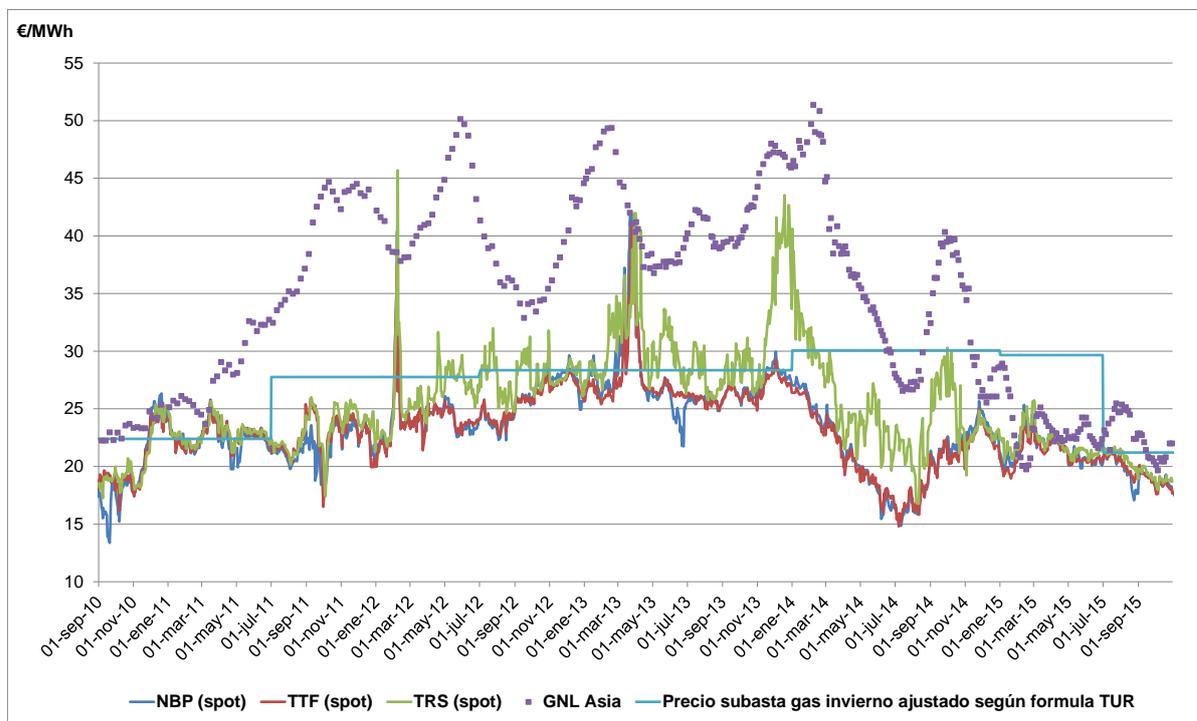
Sin embargo, la evolución de ambos índices no es paralela, y en varios momentos del periodo de 2010 a 2015, el diferencial de precios entre la subasta de gas de invierno y el NBP es superior a 0,5 cent€/kWh (o lo que es lo

mismo, 5 €/MWh). Estas diferencias se producen principalmente por la mayor influencia del precio del GNL internacional sobre el mercado español, que depende más de las importaciones de GNL que el mercado británico. Además, Inglaterra dispone de mucha capacidad de interconexión con los mercados de gas del noroeste europeo (Holanda, Bélgica), donde el peso del GNL es muy inferior. Por tanto, la evolución del NBP podría ser diferente de la evolución del mercado spot español.

Al eliminar la referencia a los precios de la subasta de gas de invierno, la nueva metodología no recoge ninguna referencia directa a los precios del gas en España, por lo que no sería capaz de recoger posibles desacoplamiento de precios entre ambos mercados.

Un ejemplo de estos posibles desacoplamiento se puede ver en la siguiente figura, en la que se compara la evolución del índice de precios de la zona sur de Francia (TRS), con la evolución del NBP (Gran Bretaña), el TTF (Holanda) y la evolución del precio del GNL en Asia.

Figura 8. Evolución del precio del mercado spot del sur de Francia, el NBP, el TTF y el precio del GNL en Asia, comparados con el precio de la subasta de gas de invierno (ajustado según la TUR).



Fuente: Elaboración propia

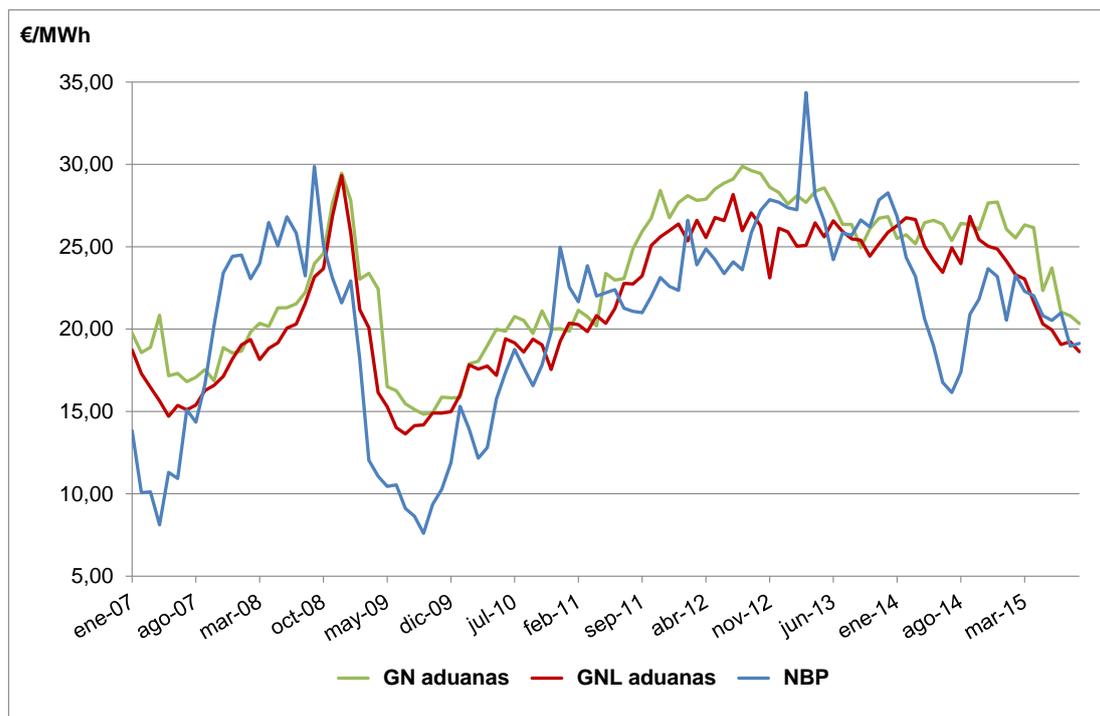
El mercado de gas de la zona sur de Francia (TRS) es posiblemente el mercado más similar al mercado spot español, por el elevado peso de los aprovisionamientos de GNL, por proximidad geográfica y por su limitada interconexión con el norte de Francia. En ausencia de congestiones en la interconexión entre España y Francia, el precio del gas spot en España no

debería ser superior al coste del peaje del transporte de gas entre ambos sistemas, que se sitúa en el entorno de 1 €/MWh.

En la gráfica anterior se observa que el precio del mercado TRS se desacopló del NBP durante el año 2014, influenciado por los precios del GNL en el mercado internacional³⁵, y la falta de capacidad entre las zonas norte y sur de Francia, que impedía el acoplamiento del precio del TRS con los demás mercados europeos. En estas mismas fechas, se observa que el precio de las subastas de gas de invierno en España es también muy superior al NBP y TTF.

Si se comparan los costes de aprovisionamiento de gas natural y de GNL en frontera española con la evolución del NBP, también se observan desacoplamientos de precios superiores a 5 €/MWh en varios periodos, entre ellos en el 2014.

Figura 9. Comparativa entre el precio del mercado spot del NBP y el coste de gas en aduanas (GN y GNL), calculado por la CNMC.



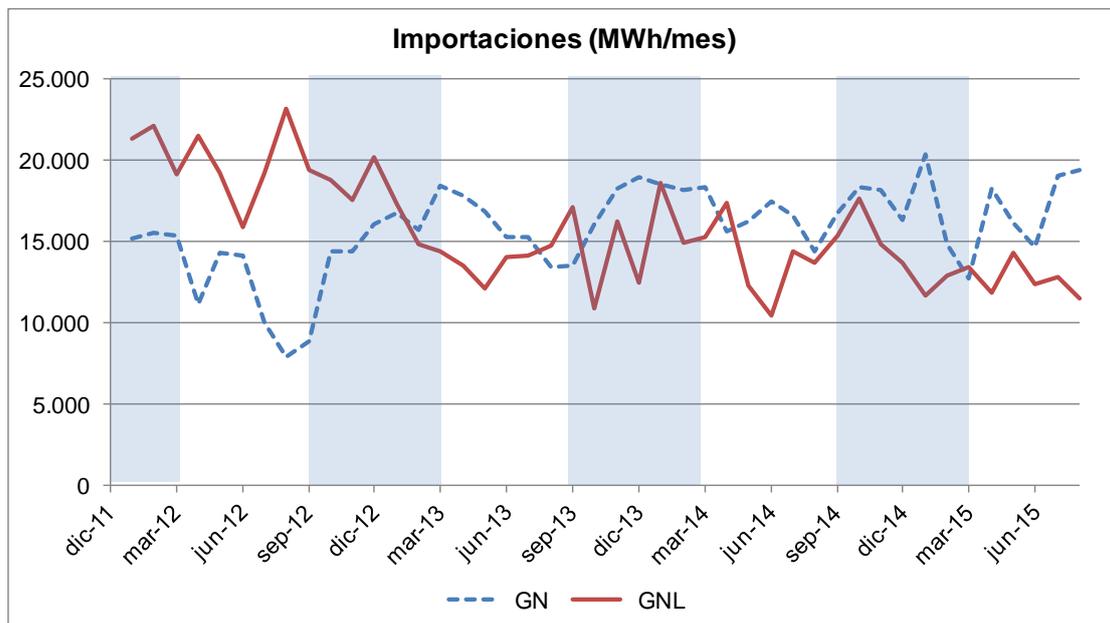
Fuente: Agencia Tributaria, Platts y elaboración propia.

En relación con la composición de los aprovisionamientos del gas de invierno, la memoria de la propuesta de Orden señala la necesidad de establecer una referencia al precio del GNL spot en España, que cubriría el suministro invernal para la tarifa de último recurso.

³⁵ El precio del GNL spot en los mercados internacionales ha sido tradicionalmente más volátil que el precio de los contratos a largo plazo o los precios de los mercados spot europeos.

Sin embargo, no está claro que el suministro de gas estacional tenga que cubrirse en su totalidad con importaciones de GNL, ni que todas ellas se realicen mediante compras spot. En la siguiente figura se muestra el porcentaje de GNL y GN en los aprovisionamientos mensuales de los últimos años, en donde no se aprecia la existencia de una marcada estacionalidad de las importaciones, que justificase referenciar el 100% del precio del gas invernal a compras de GNL spot en el mercado internacional.

Figura 10. Volumen de importaciones de gas en España.



Fuente: CNMC

Adicionalmente, el incremento de la capacidad de interconexión con Francia facilita también la realización de compras spot de gas a los mercados vecinos, lo cual podría producirse en contextos de altos precios del GNL.

En definitiva, al eliminar la referencia a los precios de la subasta de gas invierno, la nueva metodología no recoge ninguna referencia directa a los precios del gas spot en España en el periodo invernal, por lo que no sería capaz de recoger posibles desacoplamiento del mercado español en relación con el mercado del NBP.

En particular, en caso de que se produjesen tensiones en el mercado internacional de GNL, es muy probable que los efectos sobre el mercado español sean mayores que sobre el NBP, y una bajada del GNL spot también afectaría más al mercado español que a otros mercados europeos.

Por último, cabría mencionar que la mayoría de los aprovisionamientos de GNL del mercado español se realizan mediante contratos de aprovisionamiento a largo plazo, referenciados al Brent mediante fórmulas similares a la que se utiliza para el cálculo del gas de base.

Por ello, podría ser adecuado incluir en la fórmula de gas estacional, además de la referencia al NBP, una referencia al coste de los contratos de aprovisionamiento de GNL (referenciados al Brent), aproximando así las fórmulas de estimación del gas de base y el gas estacional, además de una referencia al precio del gas spot en el mercado organizado español. En este sentido, y a la espera de que el mercado organizado de gas se consolide y tenga la suficiente liquidez, el precio de las subastas de compra de gas de la TUR sigue siendo el mejor indicador público disponible de la situación de precios del mercado español, por lo que sería conveniente mantener esta referencia en el cálculo de la TUR.

También podría ser adecuado incluir la referencia al mercado holandés (TTF) como referencia adicional de los precios spot en Europa, puesto que ya tiene un grado de liquidez similar al NBP, y presenta la ventaja de que la negociación se realiza en €/MWh (en lugar de £/therm en las que se negocia el mercado inglés).

- Sobre la eliminación de la referencia al precio de las subastas de compra de la TUR a partir del 1 de enero de 2016.

En caso de que se decidiese eliminar la referencia al precio de las subastas de compra de la TUR, la eliminación parece prematura, teniendo en cuenta que ya se han celebrado las subastas de gas base para el periodo de 1 de enero de 2016 a 31 de junio de 2016, así como la subasta de gas de invierno 2015/2016:

- El pasado mes de junio se realizó la duodécima subasta para la adquisición de gas natural que se utilizará como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. Además del gas base hasta diciembre de 2015, en dicha subasta se adjudicaron 1.910 GWh de gas de invierno con un precio de cierre de la subasta de 23,67 €/MWh, con entregas entre el 1 de noviembre de 2015 y el 31 de marzo de 2016.
- El pasado mes de octubre se realizó la decimotercera subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2016. En dicha subasta se adjudicaron 1.200 GWh de gas de base (200 GWh/mes), con un precio de cierre de la subasta de 20,25 €/MWh y con entregas entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2016.

Los comercializadores de último recurso están obligados a adquirir una parte de sus necesidades de gas a los comercializadores que resultaron adjudicatarios de la subasta hasta que terminen estos periodos, por lo que la referencia al precio de las subastas debería seguir utilizándose, al menos de manera transitoria, hasta que finalicen estas compras.

Adicionalmente, como comentario de detalle sobre la redacción de la Disposición adicional primera, en relación con el precio del término RE_n , para mayor claridad, debe decir “*para entregas en los tres meses siguientes al inicio del trimestre “n”*”. También debe explicitarse que se trata de contratos de futuros mensuales, y que se considera, para cada día, la media aritmética de las tres cotizaciones (“*settlement prices*” publicados).

c) Se modifica el artículo 9, sobre la Prima por riesgo de cantidad

La metodología incluye un coeficiente, al que llama prima de riesgo de cantidad (PRQ), que refleja el sobrecoste que para los comercializadores de último recurso 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.

La prima por riesgo de cantidad actual se define con la fórmula $PQR = M * ID * IP$, donde:

- M: porcentaje de demanda a suministrar mediante un producto estacional, en relación con la demanda total. El valor de M será el mismo que el término α definido en el artículo 8.
- ID: porcentaje de incremento no predecible de la demanda invernal, igual a 0,3.
- IP: porcentaje de incremento de precio asociado al incremento de demanda no predecible, igual a 0,3.

Es decir, con la fórmula actual se cifra el riesgo de cantidad en un incremento del 30% de la demanda invernal y se estima que este exceso de demanda llevaba aparejado un incremento fijo del 30% del precio. La aplicación de la fórmula supone, aproximadamente, un margen adicional de un 3,6% sobre la fórmula del CMP

La fórmula propuesta modifica el valor de los posibles desvíos máximos de la demanda TUR frente a la demanda estimada, y valora dicho coste en función de la cotización del coste de las opciones call (para cubrir un hipotético desvío al alza de la demanda) y de las opciones put (para un desvío a la baja) sobre el precio de los futuros correspondientes a cada opción en el mercado NBP para el primer y cuarto trimestre del año.

De acuerdo con la estimación de la memoria, la prima de riesgo cantidad supone la aplicación de un margen adicional de un 2,01%. Para el segundo y tercer trimestre, la prima de riesgo toma un valor de 0.

Cuadro 32. Comparativa entre la fórmula de cálculo del PRQ actual y la Propuesta en la Orden.

Prima riesgo cantidad (PRQ)	
Fórmula actual	Fórmula propuesta
<p>Para todo el año:</p> $PQR = M * ID * IP$ <ul style="list-style-type: none"> M: porcentaje de demanda a suministrar mediante un producto estacional será el mismo que el término α definido en el artículo 8. Los valores de α son de 0,5 para el T1 y T2, y 0,35 para el T3 y T4. ID: porcentaje de incremento no predecible de la demanda invernal, igual a 0,3. IP: porcentaje de incremento de precio asociado al incremento de demanda no predecible, igual a 0,3. <p>La aplicación de la fórmula supone, aproximadamente, la prima de riesgo cantidad supone la aplicación de un margen adicional de un 3,6% sobre la fórmula del CMP.</p>	<p>Para el primer y cuarto trimestre:</p> $PRQ = (MD_p \times CO_c + MD_n \times CO_p) / F3$ <ul style="list-style-type: none"> MDp: Máximo desvío positivo histórico respecto a la demanda estimada. Tendrá el valor de 0,26. MDn: Máximo desvío negativo histórico respecto a la demanda estimada. Tendrá el valor de 0,34. COc: coste medio de la opción call del gas natural del NBP COp: coste medio de la opción put del gas natural del NBP F3: valor medio de los futuros del gas natural del NBP, calculados todos ellos para entregas en los tres meses siguientes al inicio del trimestre de referencia. <p>De acuerdo con la estimación de la memoria, la prima de riesgo cantidad supone la aplicación de un margen adicional de un 2,01%</p> <p>Para el segundo y tercer trimestre, la prima de riesgo cantidad será 0.</p>

Fuente: Memoria de la Orden y elaboración propia

Cuadro 33. Estimación del importe de la Prima de Riesgo Cantidad con la fórmula actual y la propuesta.

Trimestre	Fórmula actual PRQ		Fórmula actual con los cambios propuestos en los valores de α		Fórmula Propuesta del PRQ
	Valores de α (artículo 8)	Estimación del cálculo del PRQ	Valores de α de la propuesta	Estimación del cálculo del PRQ	Estimación del cálculo del PRQ (*)
T1	0,50	4,50%	0,577 ³⁶	5,19%	2,10%
T2	0,50	4,50%	0	0,00%	0,00%
T3	0,35	3,15%	0	0,00%	0,00%
T4	0,35	3,15%	0,467	4,20%	2,10%

Fuente: Memoria de la Orden y elaboración propia

(*) Son valores estimados en la Memoria de la Propuesta.

³⁶ Según la Memoria, 57,87%

Por tanto, de acuerdo con las estimaciones de la Memoria, la nueva fórmula propuesta supone una rebaja superior al 50% en los trimestres 1 y 4, y su supresión en el resto de trimestres.

Consideraciones de la CNMC

La actividad de comercialización de último recurso de gas natural, al igual que el resto de la actividad de comercialización, es una actividad sujeta a riesgo.

Sin embargo, el riesgo de cantidad que se contempla en este apartado, aparece en el caso de producirse errores en la predicción del consumo de los consumidores a TUR por parte de los comercializadores de último recurso, pero el riesgo es nulo si la predicción se efectúa correctamente.

Además, y en función del contexto de precios y de demanda, los errores en la predicción del consumo pueden producir beneficios o pérdidas que aumenten o disminuyan el margen de comercialización.

A título de ejemplo, desde el año 2008 la demanda de gas en el mercado español se ha situado por muy debajo de la mayoría de las previsiones. Sin embargo, la disminución de la demanda se ha producido en un contexto de precios internacionales del mercado de GNL muy elevados, lo que ha permitido a los comercializadores españoles vender los excedentes de GNL en el mercado internacional, a mejor precio que el que hubieran obtenido en el mercado español, durante parte del periodo considerado.

De la misma manera, si el incremento no previsto de la demanda de gas coincidiera en un periodo de precios spot bajos (o al menos inferiores al margen de comercialización establecido), redundaría en un mayor beneficio del comercializador, y si coincide con un periodo de precios spot alto (superior al margen de comercialización establecido), en una disminución de sus beneficios.

Sin embargo, la prima de riesgo cantidad incluida en el cálculo de la TUR pretende cubrir las posibles pérdidas en el peor de los escenarios, pero no contempla que este riesgo puede generar también beneficios a la actividad de comercialización.

En conclusión, la actividad de los comercializadores es una actividad sujeta a riesgo, ya que la demanda de gas de sus clientes puede experimentar variaciones, por lo que los comercializadores deben desarrollar métodos de estimación de la demanda de sus clientes, a efectos de ajustar sus aprovisionamientos de gas. Por otra parte, los errores en la estimación de la demanda de gas, no siempre se traducen en costes adicionales, ya que puede resultar en ganancias.

Por parte de la CNMC, se considera que este posible riesgo de cobertura debería incluirse como parte del coste de comercialización una vez realizado el estudio de estos costes como se propone en la Disposición Adicional Séptima

En **resumen**, dado que la propuesta de Orden encarga a la CNMC la elaboración de una propuesta del margen (coste) de comercialización (en la Disposición Adicional Séptima), se propone ampliar su alcance al análisis del riesgo de cantidad.

Como comentario de detalle, existen imprecisiones en la definición de los precios de referencia utilizados en el cálculo de la prima de riesgo por cantidad. Se debe indicar que se consideran precios de referencia (“*settlement prices*”) publicados en ICE para contratos de opciones sobre futuros mensuales (para el numerador) y para contratos de futuros mensuales (para el denominador), en unidades originales. Se debe indicar si se consideran en ambos casos medias aritméticas de tales *settlement prices* o si se considera alguna media ponderada y en ese caso, cómo se define la ponderación (por ejemplo, si se consideran todos los precios de ejercicio para cada caso o se limita la selección de los precios de ejercicio, en este último caso, debería precisarse cómo se realizaría esa selección). En especial, debe precisarse cómo se obtienen los costes medios de la adquisición de las opciones, dado que en la memoria se aprecia que dichos costes medios (medidos en porcentaje con respecto a los precios de referencia de los futuros) son muy similares entre cada Call (opción de compra) y cada Put (opción de venta).

Sin embargo, realizando una simulación para las opciones Call y Put sobre el contrato Futuro Mensual ICE NBP Enero 2016 (tomando todos los “*settlement prices*” disponibles del 1 al 25 de noviembre de 2015, tanto para las opciones como para el subyacente (futuro mensual)) y para las opciones Call y Put sobre el contrato Futuro Mensual ICE NBP Enero 2015 (tomando todos los “*settlement prices*” disponibles del 1 de octubre de 2014 al 31 de diciembre de 2014, tanto para las opciones como para el subyacente (futuro mensual)) se observa que las primas de los contratos Call son en promedio mucho menores que las de los contratos Put, no infiriéndose por lo tanto que los costes medios fueran muy similares en ambos casos. Por tanto, dado que en promedio, las primas para las opciones Call resultarían muy inferiores a las de las Put, se requiere que la Orden especifique cómo se obtienen los costes medios de ambas.

En el siguiente cuadro se observan los resultados de la simulación efectuada, obteniéndose porcentajes muy distintos a los proporcionados en la tabla de la página 79 de la Memoria, en la que tales porcentajes, resultaban similares para las opciones Put y Call, en un rango entre 2-4%.

	Periodo considerado	Catalogación	Media aritmética Opción (1)	Media aritmética Futuro (2)	(1)/(2) %
Put Jan16	1Nov15-25nov15	M+2	16,97	38,28	44,3%
Call Jan16			1,19	38,28	3,1%
Put Jan15	1Oct14-31Oct14	M+3	9,15	58,19	15,7%
Call Jan15			1,11	58,19	1,9%
Put Jan15	1Nov14-30Nov14	M+2	9,95	56,82	17,5%
Call Jan15			0,42	56,82	0,7%
Put Jan15	1Dic14-31Dic14	M+1	11,75	54,14	21,7%
Call Jan15			0,05	54,14	0,1%

Fuentes: ICE, datos históricos extraídos de Bloomberg Terminal

Pueden consultarse los precios de referencia ("Settlement Prices") de las últimas 7 sesiones de ICE en:

- End of day reports, Futures: <https://www.theice.com/marketdata/reports/10>
- End of day reports, Options: <https://www.theice.com/marketdata/reports/166>

5.17. Disposición Final Tercera. Modificación 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.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Propuesta de Orden retrasa dos meses las fechas relativas al cálculo de las mermas en las redes de distribución.

Por otra parte, se elimina la segunda parte del párrafo 6 en el que se dice que el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web el precio del gas talón y gas de operación empleado para valorar los saldos de mermas.

Por último, se incluye la opción de que antes de abril del segundo año posterior al del cálculo, los distribuidores envíen al Gestor Técnico del Sistema la información revisada de las mermas reales, reconocidas y el saldo de mermas así como el reparto de dicho saldo entre los usuarios; estableciendo que en un plazo de dos meses, el Gestor Técnico del Sistema elaborará un informe complementario que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Los usuarios tendrán 15 días para realizar alegaciones. Una vez comunicados por el Gestor Técnico del Sistema los saldos revisados a los distribuidores y usuarios, estos deberán realizar los abonos entre las partes en el plazo de un mes.

Consideraciones de la CNMC

El planteamiento de retrasar dos meses las fechas en las que los agentes del sector deben dar cumplimiento a los diferentes hitos en el proceso de cálculo, supervisión y valoración de las mermas definido en la Orden IET/2446/2013, de

27 de diciembre, no supone ningún cambio sustancial al objetivo subyacente en el modelo de balance planteado en la Circular de 2/2015, de 22 de julio, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, por lo que se considera coherente su modificación.

En relación a la eliminación de la obligación del Gestor Técnico del Sistema de publicar en su página web el precio del gas talón y gas de operación empleado en la valoración de los saldos de mermas, desde el regulador se aboga por dotar de la mayor transparencia posible al proceso de cálculo del saldo de mermas de distribución y se considera positivo el hecho de hacer pública y accesible una información que afecta a los agentes del sector. Por este motivo, se propone volver a incluir el párrafo eliminado en la Propuesta de Orden Ministerial.

Por último, se considera adecuada la opción de elaborar un informe de mermas revisado antes de abril del segundo año posterior al del cálculo al estar en línea con lo dispuesto en la Circular 2/2015, de 22 de julio, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, en donde se define un cálculo final definitivo en el mes $m+15$. En dicha Circular, se indica que en el mes $m+15$ el Gestor Técnico del Sistema calculará la cantidad de desbalance final definitivo para cada día de gas del mes m y cada usuario, una vez que se dispongan de los repartos diarios del usuario para cada día de gas del mes m .

Por tanto, es en el mes $m+15$ donde los distribuidores dispondrán de la última información revisada sobre mermas reales, mermas reconocidas y saldo de mermas así como el reparto entre los usuarios por lo que en el mes de abril del segundo año posterior al del cálculo se hace necesaria la elaboración por parte del Gestor Técnico del Sistema de un informe complementario y la correspondiente liquidación adicional entre las partes.

En consecuencia, la disposición final tercera debería tener la siguiente redacción:

Disposición final tercera. *Modificación 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.*

[...]

6. Antes del 1 de agosto de cada año, el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas del año anterior, valorará económicamente dichos saldos y comunicará a los usuarios y distribuidores operadores el saldo y la compensación económica que les corresponde. Estas compensaciones económicas se calcularán de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 7 de este artículo. En caso de discrepancia sobre la decisión del Gestor Técnico del Sistema se podrá presentar un conflicto de gestión del sistema ante la CNMC,

en los términos establecidos en el artículo 12.1.b.2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web el valor del precio medio del gas talón y gas de operación que se empleará para valorar los saldos de mermas.

[...]

12. Antes del 1 de abril del segundo año posterior al de cálculo, los distribuidores podrán enviar al Gestor Técnico del Sistema revisiones de la información remitida sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre los usuarios de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que corresponda.

Teniendo en cuenta la nueva información comunicada por los distribuidores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la revisión de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y calculará la revisión de las compensaciones económicas de usuarios y distribuidores, elaborando un informe complementario al definido en el punto 4 que remitirá a los usuarios, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de junio de dicho año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente y los usuarios dispondrán de un plazo de 15 días para realizar alegaciones. El Gestor Técnico del Sistema TTS comunicará a distribuidores y usuarios la revisión de sus saldos, debiéndose realizar los abonos correspondientes entre las partes en el plazo de un mes desde dicha comunicación“

5.18. Disposición final cuarta. Aplicación de la orden.

Esta disposición pasaría a ser la Disposición final sexta al haberse introducido sendas disposiciones finales adicionales tal como se ha indicado en el epígrafe sobre la Disposición Transitoria Primera.

5.19. Disposición final quinta. Entrada en vigor.

Por idéntica razón esta disposición pasaría a ser la Disposición final séptima.

Asimismo, se propone modificar la misma para que la entrada en vigor de las disposiciones finales relativas a las mermas de regasificación y transporte sean efectivas a partir de octubre de 2016, fecha en la que desaparece el gas de maniobra.

En consecuencia, la disposición final quinta debería tener la siguiente redacción:

Disposición final ~~quinta~~ séptima. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2016, excepto las disposiciones finales cuarta y quinta que entrarán en vigor al comienzo del día de gas de 1 de octubre de 2016.

6. Otras consideraciones

6.1. Sobre la actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso

De acuerdo el artículo 10.3 de la Orden IET/1559/2009, en la redacción dada por la Orden ITC/1506/2010, los parámetros $T_{m_{buque}}$, C_{mi} , f_c , %GNL, f_{conv} , E_{MAX} y GN_d se actualizarán con carácter anual, con anterioridad al 1 de diciembre, por lo que se recomienda la actualización de los parámetros establecidos en la Disposición transitoria primera de la Orden IET/2445/2014.

6.2. 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 anteriores³⁷, de armonizar los plazos establecidos a los distintos agentes en la diferente normativa para establecer los diferentes elementos que configuran un 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.

³⁷ 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.

ANEXO I - INFORME PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2015 Y 2016

ANEXO II. - ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS

[CONFIDENCIAL]

