



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE
ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS
PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL
ACCESO DE TERCEROS A LAS
INSTALACIONES GASISTAS Y LA
RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
REGULADAS DEL SECTOR GASISTA PARA
EL AÑO 2014**

19 de diciembre de 2013

www.cnmc.es

Índice

1. Antecedentes	8
2. Escenario de demanda previsto para el 2014	11
3. Consideraciones generales: análisis de suficiencia del escenario de ingresos 2014	18
4. Consideraciones particulares a los peajes y cánones de la propuesta de Orden	22
4.1. Peajes 2.bis	23
4.2. Coste de transporte imputado al gas en tránsito	24
4.3. Peajes aplicables a usuarios conectados a planta satélite	25
4.4. Peaje temporal para usuarios de materia prima	27
4.5. Periodicidad en la revisión de los peajes y cánones	28
5. Consideraciones particulares sobre los aspectos retributivos contenidos en la propuesta de Orden	29
5.1. Sobre los parámetros necesarios en las metodologías vigentes de cálculo de la retribución	30
5.2. Sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de O&M de las actividades reguladas	31
5.3. Sobre la retribución reconocida del sector gasista para 2014 considerada en la propuesta de orden	32
5.4. Sobre la retribución a cuenta de la “Transmisión titularidad del gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera” y las instalaciones asociadas	52
5.5. Sobre la retribución por puesta en frío de buque	54
5.6. Sobre la previsión de retribución transitoria de la planta de regasificación El Musel	56
6. Otras Consideraciones	56
7. Erratas	91
ANEXO I: Previsiones de demanda y facturación en el sector del gas natural para el 2014	92

INFORME SOBRE LA 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 2014

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 19 de diciembre de 2013, ha aprobado el presente 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 para el año 2014 (en adelante la Propuesta)

El día 11 de diciembre de 2013 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 2014, 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 día de su recepción al Consejo Consultivo de Hidrocarburos para alegaciones. Se considera que la propuesta normativa debería haberse trasladado con mayor antelación a esta Comisión para informe y a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos para la tramitación correspondiente.

Este informe se aprueba, en ejercicio de las competencias consultivas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

RESUMEN EJECUTIVO
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 DEL SECTOR GASISTA PARA
EL AÑO 2014

La Propuesta de Orden objeto de este informe establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas que entrarán en vigor el 1 de enero de 2014 y establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

En primer lugar se parte de una previsión de demanda que se emplea para calcular la retribución de las actividades reguladas. Con esa previsión de demanda, aplicada a los peajes actualmente en vigor, se obtiene una previsión de ingresos para el ejercicio 2014 que se sitúa por debajo de los costes previstos de las actividades reguladas para dicho año. En la memoria de la propuesta de Orden se hace referencia al análisis del marco regulatorio del sector gasista que está actualmente en proceso.

1. Previsión de demanda de gas natural para el ejercicio 2014

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se prevé que la demanda de gas natural para 2014 alcance los 337,6 TWh, de los cuales 282,6 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 55 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone un aumento del 0,3%, sobre la demanda prevista para el cierre de 2013 por el GTS. Se han detectado inconsistencias en algunas variables de facturación de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, por lo que esta Comisión se remite al escenario de demanda de gas natural que se recoge en el *Informe sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2014* remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/3520/2009.

2. Previsión de ingresos para el ejercicio 2014

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden

(en términos generales se mantienen los vigentes) a las variables de facturación previstas para 2014 ascienden a 2.983 M€ (+4% respecto a la previsión de cierre de 2013).

3. Costes regulados del sistema 2014

De acuerdo con la Memoria de la propuesta de Orden, las necesidades de financiación para el ejercicio 2014 se sitúan en 3.396 millones de euros (+3,8% respecto a 2013 a pesar de la moratoria en la construcción de instalaciones establecida en el RD-I 13/2012, la contención de los indicadores de precios y los menores costes variables en regasificación por la disminución de la demanda). A dicha cantidad hay que adicionar el desvío previsto a 31 de diciembre de 2013 por esta Comisión (399,6 millones de euros), totalizándose unas necesidades de financiación para 2014 de 3.796 millones de euros.

4. Suficiencia de ingresos

El déficit del ejercicio previsto para 2014, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, ascendería a 813 M€, cifra que representa el 27% de los ingresos por peajes y cánones previstos para el ejercicio 2014.

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el mantenimiento de los peajes se justifica por la incertidumbre que existe en la previsión de déficit y por haberse iniciado un proceso de revisión del marco regulatorio, posponiendo la actualización de los mismos a una revisión posterior, en caso de que fuera necesaria.

Esta Comisión puso de manifiesto en su informe sobre el Sector Energético Español, de marzo de 2012, el desequilibrio económico detectado en el sistema gasista, advirtiendo de la necesidad de adoptar medidas regulatorias. Además de las medidas destinadas al control de los costes, en el citado informe se señalaba la necesidad de incrementar los peajes a efectos de la eliminación total del déficit.

En consecuencia, teniendo en cuenta que los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2014 únicamente cubrirán el 88% de los costes previstos para el ejercicio 2014 sin considerar el déficit de años anteriores y el 79%¹ de los costes previstos (incluyendo el déficit de años anteriores) y, en tanto no se disponga de la reforma regulatoria prevista, de mantenerse los peajes y

¹ Cabe señalar que, en el sector eléctrico, que registra un déficit estructural, los ingresos procedentes de los peajes de acceso cubren el 72% de los costes previstos para el ejercicio 2013, según la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes a partir de agosto.

cánones de la propuesta de Orden, el sistema estaría asumiendo la financiación de dicho desvío, que podría considerarse estructural.

5. Otras consideraciones

- *Se considera necesario que la regulación establezca una metodología explícita de retribución de la actividad del GTS.*
- *En relación con la retribución por puesta en frío de buques, se propone eliminar el límite inferior de 35.000 € de la retribución por costes de O&M variable de regasificación por no haber sido justificado.*
- *Se propone revisar los valores unitarios de inversión y de O&M de transporte y regasificación dado el tiempo transcurrido desde la última revisión.*
- *Peajes del Grupo 2.bis: entendiéndose que se ha alcanzado la convergencia para el consumidor medio, se propone la eliminación de estos peajes.*
- *Coste del gas natural imputado al tránsito: se propone denominarlo “Peaje de exportación por conexiones internacionales” (de forma consistente con la Orden IET/2812/2012) y se considera necesario justificar el que no aplique un término variable por la utilización de la red de transporte.*
- *Peaje temporal de materia prima, se considera necesaria la supresión de este peaje debido a que los suministros deben sufragar los costes que hacen incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente.*
- *Periodicidad en la revisión de los peajes y cánones: se considera que no resulta preciso reiterar en la propuesta de Orden lo ya establecido en el Real Decreto 949/2001, por cuanto ya existe una habilitación flexible de revisión intra-anual de peajes y cánones, supeditada a la concurrencia de causas incidentes en el sistema gasista que, en un momento cualquiera considerado, así lo aconsejase.*
- *En relación a la Contratación de capacidad de carga de GNL con destino a plantas satélites para usuarios que estén ubicados a una distancia inferior a 2.000 metros de una red de transporte o de distribución de gas, esta Comisión considera que el artículo 5 de la propuesta de Orden podría limitar la libre elección del consumidor, por lo que se propone la eliminación de los artículos 4.7 y 5 de la propuesta de Orden.*

- *Adquisición de gas talón y de gas de operación:* esta Comisión considera necesario que se realice a través de un mercado organizado, una vez que esté disponible la correspondiente plataforma de mercado.
- *Metodología de cálculo del saldo de mermas:* Se valora positivamente la modificación en el cálculo del saldo de mermas de las actividades de regasificación, transporte y distribución y se propone introducir algunas puntualizaciones para clarificar el proceso de cálculo y la función de la CNMC.
- *Penalización por almacenamiento de GNL:* Se considera adecuado aumentar de 13 a 15 días el límite de almacenamiento a partir del cual comienza a aplicar el cargo adicional del canon de GNL.
- *Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso:* se considera que se debería haber incluido explícitamente una mayor justificación del procedimiento de cálculo utilizado, con objeto de que el procedimiento de actualización del mismo fuera transparente y replicable.
- Se considera que en la Orden que finalmente se publique debe incorporar una disposición adicional en la que se determine el *Precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro*.
- *Previsiones de demanda eléctrica:* se propone incorporar en la Orden una disposición que recoja el mandato al GTS y al OS de remitir a la DGPEM y la CNMC un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica para el año siguiente.

1. Antecedentes

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 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.

La Comisión teniendo en cuenta la relevancia de la función encomendada y entendiendo que el establecimiento y revisión de la citada metodología debe ser un proceso transparente, en el que los agentes puedan participar activamente en su desarrollo, decidió solicitar la opinión de los agentes del sector sobre las decisiones metodológicas que se deberían tomar para elaborar la propuesta de metodología de cálculo de peajes y cánones, que sirviera de base para el desarrollo, en una fase posterior, de la propuesta de Circular.

Por ello, el 26 de noviembre de 2012 fue lanzada una consulta pública² en la que se definían los principios generales y las restricciones de partida que debe cumplir la metodología, y que emanan de la normativa europea y nacional, y se presentaban propuestas sobre los criterios de asignación de cada actividad y las variables de facturación más adecuados para la determinación de los peajes y cánones de regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte, distribución, así como sobre el procedimiento de actualización de los peajes y el periodo transitorio.

Con objeto de asegurar la transparencia en el proceso de elaboración de la citada metodología, una vez analizadas las respuestas de los agentes, se ha realizado un resumen de los comentarios recibidos, sin identificación del nombre del agente, que ha sido publicado en la web junto con las respuestas no confidenciales recibidas a la consulta pública³.

² Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/CP_GN2012.pdf.pdf

³ Disponible en: http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/RESUMEN_RESPUESTAS%20consultas%2012_2013.pdf

Los comentarios recibidos de los agentes a la consulta pública se han tenido en cuenta en la elaboración de la propuesta de Circular sobre la metodología de asignación de costes para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, que en breve será sometida a trámite de audiencia, conforme al artículo 30 de la Ley 3/2013. La propuesta de Circular estará acompañada de la correspondiente memoria económica en la que se recogen todas las variables de cálculo empleadas en la determinación de los correspondientes peajes y cánones, según la metodología asignativa de costes propuesta.

Por lo tanto, en el momento de emisión del presente informe 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, 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, 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 nuevas estructuras de tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural.

En el apartado 3 del artículo 25 del RD 949/2001 se señala que, para la determinación conjunta de las tarifas, peajes y cánones, se seguirán los siguientes objetivos:

- Retribuir las actividades reguladas.
- Asignar, de forma equitativa, los costes imputables a cada tipo de suministro en función del rango de presión, nivel de consumo y factor de carga.
- Incentivar a los consumidores un consumo eficiente de gas natural.
- No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

Por otra parte, en los apartados 1 y 3 del artículo 26 del Real Decreto 949/2001 se describen los conceptos de coste recogidos en los diferentes peajes y cánones de gas natural. Dichos costes son los de conducción (regasificación, transporte, distribución y almacenamiento), la tasa sobre hidrocarburos gaseosos, la cuota del Gestor Técnico del Sistema (GTS) y las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

En la normativa aplicable para determinar la retribución de las actividades reguladas, se han registrado diversas modificaciones, entre las que cabe destacar las siguientes:

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución, suministro a tarifa y el coste de compra venta de gas, la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de la actividad de regasificación y la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo, modificaron sustancialmente el sistema de retribución para las actividades de regasificación y almacenamiento hasta entonces aplicado.

La Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, y la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, aprobaron las retribuciones de las instalaciones de regasificación y almacenamiento subterráneo de la red básica, determinando los valores de los costes de explotación fijos y variables, junto con las fórmulas de actualización para años sucesivos.

El Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, reguló un nuevo sistema de retribución de la actividad de transporte de gas natural para estas instalaciones. En particular, su artículo 6 dispone que se devengará una retribución a cuenta a partir del 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio de las instalaciones.

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, introdujo modificaciones sobre los coeficientes de mermas del sistema y sobre el procedimiento de cálculo de la retribución de las actividades reguladas.

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 regulada, introdujo diversas modificaciones en la determinación de diferentes aspectos relativos al

acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor, la retribución de las actividades reguladas de las actividades gasistas y la actualización de la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico.

El Real Decreto-ley 13/2012, establece la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, la suspensión de la tramitación de la autorización administrativa de nuevos gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida incluidos en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, y la modificación de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural.

La Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista, introdujo diversas modificaciones en el procedimiento de determinación de la retribución de los AA.SS, suprimió el mecanismo de asignación y cobro de la retribución específica a las instalaciones de conexión de distribución para los proyectos de gasificación iniciados en los años 2012 y 2013.

Por último, la Orden IET/2805/2012, de 27 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica introduce diversas modificaciones entre las que cabe señalar la aplicación de un coeficiente de actualización del 2,5% al valor neto de la inversión tanto en infraestructuras como en gas colchón. Asimismo, se extiende la posibilidad de renuncia a la concesión de explotación más allá de los cinco años establecidos en la redacción anterior y se realizan otras modificaciones con el objeto de garantizar la coherencia con el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

2. Escenario de demanda previsto para el 2014

Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se prevé que la demanda de gas natural para 2014 alcance los 337,6 TWh, de los cuales 282,6 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 55 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone un incremento del 0,5% y una reducción del 0,6%, respectivamente, sobre la demanda de ambos colectivos prevista para el cierre de 2013 por el GTS (véase Cuadro 1).

Cuadro 1. Demanda de gas natural prevista para 2014 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, previsión de cierre de 2013 según el GTS y cierre real de 2012, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica

	GWh			Tasa de variación s/ año anterior		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014
	REAL	GTS	MIET			
Convencional (1)	278.024	281.245	282.579	5,7%	1,2%	0,5%
Sector Eléctrico	84.611	55.333	55.021	-23,0%	-34,6%	-0,6%
TOTAL	362.635	336.577	337.600	-2,8%	-7,2%	0,3%

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

(1) Incluye el GNL a cliente final

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, dicho escenario de demanda para el año 2014 se ha elaborado con base en la información proporcionada por el GTS, corrigiendo la demanda de los ciclos combinados, así como los caudales de los consumidores de los Grupos 1 y 2, suponiendo un factor de carga del 0,7%. Todo ello justificado por haberse detectado incoherencias en la información proporcionada por el GTS.

En relación con lo anterior, cabe señalar que, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se hace referencia al *Informe sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2014* (en adelante, Informe de previsión CNMC) (véase Anexo I del presente informe) que fue remitido al Ministerio en cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/3520/2009.

En el citado informe, una vez analizados los escenarios de previsión remitidos por los distintos agentes y las variables que influyen en su determinación, se confeccionó un escenario de demanda para el ejercicio 2014. Se indica que para cada uno de los escenarios proporcionados por los agentes se contrastaron las variables de facturación 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. Se indica que, el GTS no modificó su escenario de previsión tras la comunicación de las incoherencias en la información detectadas por la Comisión.

En el Cuadro 2 se comparan, para el ejercicio 2014, las previsiones de demanda de la propuesta de Orden y del escenario de la CNMC. Se observa que, tanto la demanda destinada a la generación eléctrica como la demanda convencional de gas consideradas en la propuesta de Orden son inferiores a la prevista por la CNMC. En particular, la demanda convencional prevista en la propuesta de Orden es un 0,3% (991 GWh) inferior a la prevista por la CNMC y la demanda destinada a la generación eléctrica es un 3,9% (2.333 GWh) inferior a la prevista por la CNMC para este colectivo. Asimismo, cabe señalar que la demanda destinada a la generación eléctrica de la propuesta de Orden es un 12% (7.485 GWh) inferior a la prevista por el GTS (62.506 GWh), un 2% (979 GWh) inferior a la prevista por el OS (56.000 GWh)) y un 3,4% inferior a la demanda destinada a generación eléctrica registrada en los últimos 12 meses (56.960 GWh).

Por tanto, el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden es más conservador que el previsto por la CNMC.

Cuadro 2. Escenarios de demanda previsto para 2014, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica. MIET vs CNMC (GWh)

	2013 (GTS)	2014		Tasa de variación 2014 vs 2013	
		Propuesta de Orden	CNMC	Propuesta de Orden	CNMC
<i>Demanda convencional</i>	281.245	282.579	283.570	0,5%	0,8%
<i>Demanda destinada a generación Eléctrica</i>	55.333	55.021	57.254	-0,6%	3,5%
TOTAL T & D	336.577	337.600	340.824	0,3%	1,3%

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

En el Cuadro 3 se compara las variables de facturación por grupo tarifario previstas en la propuesta de Orden y las previstas por la CNMC en el Informe de previsión. Se observan diferencias en las previsiones de consumo y capacidad contratada en todos los grupos tarifarios y en el número de clientes del Grupo 3.

Cuadro 3. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2014, por el MIET y por la CNMC.

	Propuesta de Orden				CNMC				Propuesta de Orden - CNMC		
	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)
Grupo 1	119.792	101	468.852	70%	119.216	102	750.970	43%	575	-1	-282.118
Grupo 2	125.558	4.209	491.420	70%	135.179	4.187	547.705	68%	-9.621	22	-56.286
Firme	124.564	3.789	487.529	70%	134.157	3.768	542.245	68%	-9.593	21	-54.716
Art. 9 ECO/32/2004	994	420	3.891	70%	1.022	420	5.461	51%	-27	0	-1.570
Grupo 3	71.943	7.850.928	131.088	150%	69.512	7.505.797	487.737	39%	2.430	345.131	-356.648
Grupo 4 (Interrumpible)	2.510	3	16.500	42%	29	0	575	14%	2.480	3	15.925
Materia Prima	6.620	3	15.471	117%	6.256	2	15.278	112%	364	1	192
Total T&D	326.422	7.855.244	1.123.331	50%	330.193	7.510.088	1.802.265	50%	-3.771	345.156	-678.935
Suministro GNL directo a cliente final	11.179				10.632				547		
Total Demanda	337.600				340.824				-3.224		

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

Al respecto cabe señalar los siguientes aspectos:

– Caudal contratado

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se ha corregido el caudal contratado de los Grupos 1 y 2, al haberse detectado incoherencias en el escenario de previsión del GTS, imponiendo un factor de carga del 70%.

No obstante, se indica que la facturación por el término fijo de conducción del Grupo 1, se ha calculado suponiendo que se factura el 85% de la capacidad contratada que figura en el epígrafe 14.1 de la Memoria, lo que implica un factor de carga del 43%.

Al respecto se indica, por una parte, que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se justifica el valor del 70% y, por otra parte, el caudal previsto por la CNMC es coherente con la evolución del factor de carga de cada grupo tarifario observada en la base de datos de liquidaciones gasistas, aspecto recogido en el citado Informe de previsión de la CNMC.

Adicionalmente, se indica que también se han detectado incoherencias en el caudal contratado de los peajes del Grupo 3, registrándose un factor de carga del 228,5% en el peaje de acceso 3.5⁴, muy superior al registrado

⁴ El resto de peajes de acceso del Grupo 3 consta de un término fijo por cliente, en lugar de un término fijo por caudal contratado, por lo que el error de previsión no es relevante a efectos de la facturación del término de conducción.

para este colectivo de consumidores (54%, tanto en el ejercicio 2012, como en el periodo comprendido entre agosto 2012-julio 2013).

– *Demanda interrumpible*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima en 2.509,8 GWh la demanda interrumpible para el ejercicio 2014, resultado de considerar las previsiones del GTS.

En el Informe de previsión de la CNMC se indicó que la demanda interrumpible prevista por el GTS para el ejercicio 2014 no había tenido en cuenta la puesta en servicio del gasoducto Bilbao-Treto ni la del gasoducto Zarza de Tajo-Yela, prevista ambas para diciembre 2013⁵, según la información presentada por el GTS en la 48ª reunión del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista⁶. La previsión de la demanda interrumpible de la CNMC tiene en cuenta tanto la entrada en funcionamiento de los gasoductos Zarza de Tajo-Yela y Bilbao-Treto, como las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad⁷ en las temporadas octubre 2012–septiembre 2013 y octubre 2013–septiembre 2014, lo que justifica las diferencias de previsión.

– *Demanda firme*

Respecto de la demanda de consumidores no interrumpibles, cabe resaltar las diferencias de previsión del Grupo 2 y del Grupo 3. En particular, la demanda del Grupo 2 prevista en la propuesta de Orden es 9.593 GWh inferior a la prevista por la CNMC, mientras que la demanda del Grupo 3 prevista en la propuesta de Orden supera en 2.480 GWh a la prevista por la CNMC.

Al respecto se indica que las diferencias de previsión del Grupo 2 se justifican por la diferente previsión de los ciclos combinados, mientras que las diferencias en el Grupo 3 se deben a que el escenario de previsión de la CNMC para este colectivo ha sido más conservador, en línea con las previsiones de las empresas.

⁵ Se indica que a la fecha de emisión del presente informe se dispone de las actas de puesta en servicio del gasoducto de Zarza de Tajo-Yela y parte de gasoducto Bilbao-Treto.

⁶ Véase:
<http://www.enagas.es/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146261920893&ssbinary=true>

⁷ Si bien el GTS ha ofertado capacidad para la red de distribución de Avilés-Gijón, Valle de Arratia, Zaldibia-Amezketta y Pamplona para las temporadas octubre 2012–septiembre 2013 y octubre 2013–septiembre 2014, únicamente se ha asignado capacidad en la red de distribución de Avilés-Gijón.

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

En el Cuadro 4 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, incluidas en el informe remitido al MIET el pasado 5 de diciembre.

Cuadro 4. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2013. 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 (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)
Entrada al Sistema	1.307.000	n.d	n.d	1.309.531	351.687	74%	0,0%	n.d	n.d
GN	n.d	n.d	n.d	665.814	197.756	81%	n.d	n.d	n.d
GNL	n.d	n.d	n.d	643.716	153.932	66%	n.d	n.d	n.d
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 (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)
Regasificación	579.189	152.035	72%	643.716	153.932	66%	-10%	-1%	34%
	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)
Descarga de buques	278	205.500	109.028	253	194.639	113.520	10%	6%	-4%
	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 (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)
Carga en cisternas	n.d	11.963	n.d	43.186	11.406	72%	n.d	5%	n.d
	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)
Trasvase de GNL a buques	63	40.327	94.412	63	40.327	94.035	0%	0%	0%
	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	
Almacenamiento de GNL	14,01	8.113.429		11,97	7.706.448		17,0%	5,3%	
Almacenamiento Subterráneo									
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	
Almacenamiento de GN	n.d	n.d		26.135	16.178		n.d	n.d	

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

En relación con la previsión de dichas variables para el ejercicio 2014 se realizan las siguientes consideraciones.

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 del sector gasista para el año 2014

En primer lugar, la memoria que acompaña a la propuesta de Orden no incluye información sobre las previsiones de algunas de las variables de facturación necesarias para estimar los ingresos por peajes y cánones para 2014. En particular, únicamente detalla la previsión de la capacidad contratada de reserva de capacidad.

No obstante, dado que la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden detalla la facturación por término fijo y variable de regasificación, es posible estimar la previsión de la capacidad contratada de regasificación y del volumen de gas regasificado para 2014.

Por otra parte, en el punto 6.3 (Previsión de retribución variable) de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se incluye la previsión para 2014 de las operaciones de trasvase de GNL a buque (nº de operaciones y volumen a trasvasar), de la descarga de GNL (nº de barcos y volumen descargado), del almacenamiento de GNL, y del volumen a regasificar y a cargar en cisternas para 2014.

Por tanto, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se aporta información sobre la utilización estimada de los almacenamientos subterráneos y sobre la capacidad contratada de carga en cisternas.

Adicionalmente se advierte de las incoherencias existentes en el volumen a regasificar. En particular, el volumen a regasificar considerado para calcular la retribución variable, de acuerdo con lo considerado en el punto 6.3 de la memoria es de 127.570 GWh, sin embargo a la hora de facturar el peaje de regasificación se ha considerado 152.035 GWh.

Se considera necesaria más transparencia en la información que acompaña a la propuesta de Orden, de forma que se incluyan todas las variables de facturación implicadas en la determinación de los peajes de la actividad de regasificación y almacenamiento con objeto de que se pueda analizar el contenido de la propuesta de Orden.

En segundo lugar, la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no aporta información suficiente para contrastar si las variables de facturación de la actividad de regasificación, almacenamiento de GN y almacenamiento de GNL son coherentes con el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden.

Se considera fundamental que se garantice la coherencia del escenario de demanda, regasificación y almacenamiento subterráneo. En este sentido, el escenario de regasificación previsto para 2014 por la CNMC es coherente con el de demanda previsto para dicho año.

En relación con lo anterior, se señala que el volumen a descargar en las plantas de GNL para 2014 (205.500 GWh) coincide con la previsión de dicha variable realizada por el GTS para 2014.

No obstante, de acuerdo a lo establecido en la disposición transitoria primera, el peaje temporal de materia prima incluye el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación, por lo que a la hora de facturar dichos peajes se debería de haber descontado el consumo previsto para 2014 por los consumidores acogidos al peaje de materia prima, dado que en caso contrario se estarían contabilizando dos veces dicha cantidad.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, esta Comisión se remite al escenario de demanda de gas natural del Informe de previsión remitido al Ministerio en cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/3520/2009.

3. Consideraciones generales: análisis de suficiencia del escenario de ingresos 2014

La Propuesta de Orden mantiene los peajes establecidos en la Orden IET/2812/2012, con la excepción de los peajes del Grupo 2.bis⁸ que aumentan un 10% y del peaje temporal para antiguos usuarios del peaje de materia prima que aumenta un 44%.

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden⁹ a las variables de facturación previstas para 2014 ascienden a 2.982,8 M€. En consecuencia, el déficit previsto para el ejercicio 2014 asciende a 413,5 M€, ello sin considerar el déficit previsto para el cierre del ejercicio 2013 por la CNMC en cumplimiento del mandato establecido en el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002, que asciende a 399,6 M€. En caso de considerar ambas partidas, el déficit del ejercicio previsto para 2014, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, ascendería a 813 M€, cifra que representa el 27% de los ingresos previstos para el ejercicio 2014 (véase Cuadro 5).

⁸ Peajes de aplicación a los consumidores con un consumo anual superior a 500 MWh/año que a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002 estuviesen conectados a gasoductos de presión de diseño igual o inferior a 4 bar.

⁹ Si bien en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se indica los precios que se han aplicado para obtener la facturación prevista para el ejercicio 2014, se deduce que se han aplicado los precios de la propuesta de Orden por el resultado del cociente de la facturación correspondiente al término de energía por el volumen de energía correspondiente al peaje de materia prima. No es posible la misma deducción para los peajes del Grupo 2.bis.

Cuadro 5. Costes, ingresos y déficit previstos para el ejercicio 2014, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Propuesta OM

Costes regulados sin déficit de ejercicios anteriores (M€) (A)	3.396,2
Déficit ejercicios anteriores (M€) (B)	399,6
Costes regulados incluyendo déficit de ejercicios anteriores (M€) (C) = (A) + (B)	3.795,8
Ingresos regulados (M€) (D)	2.982,8
% sobre los costes (D)/(C)	79%
Déficit ejercicio 2014 (M€) (E) = (D) - (C)	- 813,0
% sobre los costes (E)/(C)	21%

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

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el mantenimiento de los peajes se justifica por la incertidumbre que existe en la previsión de déficit y por haberse iniciado un proceso de revisión del marco regulatorio, posponiendo la actualización de los mismos a una revisión posterior, en caso de que fuera necesaria.

Esta Comisión puso de manifiesto en su informe sobre el Sector Energético Español¹⁰, de marzo de 2012, el desequilibrio económico detectado en el sistema gasista, consecuencia, por una parte, al significativo crecimiento de los costes regulados por la puesta en servicio de un número importante de las infraestructuras previstas en las sucesivas planificaciones y, por otra parte, por la contracción de la demanda. En el citado informe se realizaba un análisis sobre la evolución de los ingresos y los costes en los próximos años y se señalaba que si en los próximos años únicamente se produjeran subidas de peajes y cánones en línea con la inflación, el sistema económico del gas natural sería deficitario en el periodo analizado.

¹⁰ Disponible en http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=3026&id_nodo=32

En este sentido, en el informe se advertía de la necesidad de adoptar medidas regulatorias de control adicional de los costes e ingresos del sistema, con el objeto de alcanzar lo antes posible la sostenibilidad económica del sector del gas natural, sin que ello supusiera repercutir sobre los consumidores la totalidad de los desequilibrios económicos.

No obstante, además de las medidas destinadas al control de los costes, en el citado informe se señalaba la necesidad de incrementar los peajes a efectos de la eliminación total del déficit.

En consecuencia, teniendo en cuenta que los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2014 únicamente cubrirán el 88% de los costes previstos para el ejercicio 2014 sin considerar el déficit de años anteriores y el 79%¹¹ de los costes previstos (incluyendo el déficit de años anteriores) y, en tanto no se disponga de la reforma regulatoria prevista, de mantenerse los peajes y cánones de la propuesta de Orden, el sistema estaría asumiendo la financiación de dicho desvío, que podría considerarse estructural.

En el Cuadro 6 se comparan los costes previstos en la propuesta de Orden con los ingresos previstos en la Memoria y los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden al escenario de demanda previsto por la CNMC.

¹¹ Cabe señalar que, en el sector eléctrico, en el que se registra un déficit estructural, los ingresos procedentes de los peajes de acceso cubren el 72% de los costes previstos para el ejercicio 2013, según la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes a partir del 1 de julio.

**Cuadro 6. Ingresos previstos de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden
Escenario de facturación MIET vs CNMC, escenario de costes del MIET. Año 2014**

Facturación (Millones de €)		Diferencias : MIET vs CNMC		
Propuesta OM	CNMC	Miles de €	%	
I. Contratos de Largo Plazo				
(A). Actividad de Regasificación	315,02	340,81	- 25,8	-7,6%
Peaje de descarga de buques	18,36	15,99	2,4	14,8%
Peaje de carga en cisternas	13,95	15,67	- 1,7	-11,0%
Peaje de regasificación	121,11	147,51	- 26,4	-17,9%
Almacenamiento GNL	89,09	89,09	0,0	0,0%
Trasvase de GNL a buques	72,51	72,55	- 0,0	-0,1%
(B). Almacenamiento Subterráneo	134,91	132,05	2,9	2,2%
(C). Transporte y Distribución	2.517,19	2.518,08	- 0,9	0,0%
Reserva de Capacidad	141,38	144,24	- 2,9	-2,0%
Término de conducción	2.375,81	2.373,83	2,0	0,1%
Grupo 1	290,47	311,74	- 21,3	-6,8%
Grupo 2	359,82	380,06	- 20,2	-5,3%
Grupo 2bis	17,37	16,30	1,1	6,6%
Grupo 3	1.692,26	1.655,02	37,2	2,3%
Grupo 4 (interrumpible)	5,05	0,20	4,8	2386,2%
Materia Prima	10,84	10,51	0,3	3,2%
(D). Total Ingresos por contratos Largo Plazo (A) + (B) + (C)	2.967,1	2.990,9	- 23,8	-0,8%
II. Contratos de Corto Plazo				
(E). Total Corto Plazo	- 15,0	- 16,6	1,6	-9,5%
(F). Total Ingresos (D) + (E)	2.952,1	2.974,4	- 22,2	-0,7%
(G). Otros Ingresos	30,72	18,73	12,0	64,0%
Peajes de Tránsito Internacional	17,50	17,44	0,1	0,4%
Suministros directos GNL	12,22		12,2	
Venta de Condesados	1,00	1,29	- 0,3	-22,6%
Desbalances			-	
(H). Ingresos de actividades reguladas (F) + (G)	2.982,8	2.993,1	- 10,3	-0,3%
(I). Costes de actividades reguladas sin déficit de ejercicios anteriores	3.396,2	3.396,2		
(J). Costes de actividades reguladas incluyendo déficit de ejercicios anteriores	3.795,8	3.795,8		
(I) - (J)	- 813,0	- 802,7		

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

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 del sector gasista para el año 2014

Se observa que los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden a las variables de facturación previstas por la CNMC para el ejercicio 2014 superan en 10,3 M€ a los previstos en la Memoria. Las principales diferencias se registran en los peajes correspondientes a la actividad de regasificación y en los ingresos previstos por la facturación de suministros directos de GNL.

Al respecto se indica que, por una parte, no es posible analizar en detalle las diferencias de facturación ya que en la información que acompaña a la propuesta de Orden no se especifican las variables de facturación. En este sentido se insiste en la necesidad, puesta de manifiesto en sucesivos informes, de que en la información que acompaña a la propuesta de Orden se incluyan tanto las variables de facturación implicadas en la determinación de los ingresos por la aplicación de los peajes y cánones, así como las hipótesis de facturación. Todo ello con el objetivo de que pueda ser replicable el escenario de ingresos de la propuesta de Orden, a efectos de su valoración.

Por otra parte, cabe señalar que, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, entre los ingresos previstos para 2014, se incluye la cantidad de 12,2 M€ en concepto de facturación por GNL directo a cliente final. Esta Comisión, como ya ha indicado en informes anteriores¹² considera que no se deberían incluir dichos ingresos, debido a que, por un parte, los consumidores suministrados a través de plantas satélites unicliente no pagan el peaje de transporte y distribución y, por otra parte, la facturación de los peajes de carga en cisternas y descarga de buques incluye la demanda de dichos suministros.

Finalmente, se indica que, teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural, en el Anexo I del presente informe se realiza un análisis de la sensibilidad del escenario de ingresos a las variaciones de la demanda.

Según dicho análisis (véase gráfico 10 del Anexo 1) un error del $\pm 1\%$ en la demanda del grupo 3 supone una variación en los ingresos previstos de $\pm 13,8$ M€. Asimismo, se indica que en el escenario más desfavorable de consumo de ciclos combinados (33 TWh, escenario inferior del OS) los ingresos del sistema se reducirían en 59 M€, mientras que en el caso más favorable de consumo de ciclos combinados (119,2 TWh, escenario superior previsto por el GTS) los ingresos del sistema aumentarían en 171 M€.

4. Consideraciones particulares a los peajes y cánones de la propuesta de Orden

¹² Véase informes 34/2009, 40/2010, 40/2011 y 36/2012.

A continuación se recogen los comentarios de detalle sobre los peajes y cánones incluidos en la propuesta de Orden.

4.1. Peajes 2.bis

Los peajes del Grupo 2.bis son de aplicación a los consumidores que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual superior a 500.000 kWh/año e igual o inferior a 30.000.000 kWh/año, que no hubieran optado por acogerse a los peajes del Grupo 3.

La Orden ITC/3802/2008 establece que los peajes del grupo 2.bis convergerán de forma lineal con los correspondientes del grupo 3 en el periodo que finaliza el 1 de enero de 2015.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, como resultado de facturar a los consumidores acogidos a los peajes 2.2 bis y 2.3 bis al peaje 3.4, sería necesario un incremento del 8,88% del peaje 2.2 bis y del 29,14% del peaje 2.3 bis para alcanzar la convergencia en 2015. Sin embargo, la propuesta de Orden incrementa un 10% los términos establecidos en la Orden IET/2812/2012¹³.

Al respecto se realizan las siguientes observaciones.

1. Los términos de facturación del peaje 3.4 en el procedimiento de cálculo recogido en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no coinciden con los términos de facturación del peaje 3.4 establecidos en la propuesta de Orden.

En caso de aplicar los términos fijo y variable del peaje 3.4 de la propuesta de Orden a las variables de facturación previstas en la Memoria para los consumidores acogidos a los peajes 2.2 bis y 2.3 bis, el incremento necesario para alcanzar la convergencia en 2015 serían del 15% y del 32,1%, respectivamente.

2. Teniendo en cuenta las consideraciones realizadas en el epígrafe 2 sobre el caudal contratado, se ha calculado el incremento que debería aplicarse a los peajes 2.2 bis y 2.3 bis respecto a los establecidos en la propuesta de

¹³ Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, en dicho cálculo se ha considerado un factor de carga del 70%, al haberse detectado incoherencias en el escenario de previsión remitido por el GTS.

Orden, considerando las variables de facturación previstas por la CNMC. En el Cuadro 7 se detalla el procedimiento de cálculo.

Se observa que, según el escenario de demanda de la CNMC, sería necesario un incremento del peaje 2.2 bis del 0,6% y una reducción del peaje 2.3 bis del 3,3% para alcanzar la convergencia en 2015.

Cuadro 7. Cálculo de los peajes 2.2bis y 2.3 bis para 2014

Tarifa/Peaje	Volumen	Previsión Empresas			Factor de carga (%)	Término			Propuesta de Orden					Diferencia (%)	Incremento a aplicar
		Volumen	Cientes	Capacidad contratada		Término fijo	Término fijo	Término variable	Término fijo por consumidor	Término fijo por capacidad	Término variable	Facturación total	Precio medio		
		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		(€/Consumidor/mes)	(€/kWh/día a /mes)	(€/kWh)	€	€	€	€	(cent€/kWh)		
Tarifas 2.bis						Orden IET/2812/2012									
2.2.bis	<5.000	MWh	598.904	349	2.839.193	58%	16,01	0,3631	0	5.454.657	2.174.620	7.629.277	1,274		
2.3.bis	<30.000		422.638	71	2.621.743	44%	12,55	0,3504	0	3.948.345	1.480.922	5.429.267	1,285		
Tarifa 3.4						Propuesta de Orden									
3.4	≤ 30.000	MWh	598.904	349	2.839.193	58%	79,15	1,2256	331.074	0	7.340.166	7.671.240	1,281	0,6%	0,6%
3.4	≤ 30.000		422.638	71	2.621.743	44%	79,15	1,2256	67.658	0	5.179.846	5.247.503	1,242	-3,3%	-3,3%

Fuente: Orden IET/2812/2012 y Propuesta de Orden.

En consecuencia, se propone la eliminación de los peajes del Grupo 2.bis y que a los consumidores acogidos a los mismos se les aplique el correspondiente peaje del grupo 3, al haberse alcanzado la convergencia para el consumidor medio.

4.2. Coste de transporte imputado al gas en tránsito

El artículo 13 de la propuesta de Orden reproduce el artículo 12 de la Orden IET/2812/2012, con la excepción del título que pasa a denominarse "Coste de transporte imputado al gas en tránsito", redacción similar a la recogida en la propuesta de Orden correspondiente al ejercicio 2013.

Al respecto, esta Comisión propuso en su Informe 36/2012¹⁴ modificar el título por "Peaje de exportación por conexiones internacionales", aspecto que finalmente fue incorporado en la Orden IET/2812/2012. Se propone mantener el título del artículo recogido en la citada Orden IET/2812/2012.

¹⁴ Informe 36/2012 de la CNE 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 del sector gasista para el año 2013, disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne50_12.pdf

Adicionalmente, en relación con la estructura del peaje esta Comisión se remite a los comentarios del citado Informe 36/2012. En particular, en el citado Informe se indicó la necesidad de justificar adecuadamente los motivos que determinan que un consumidor nacional debe pagar un término variable por la utilización de la red de transporte¹⁵, mientras que un comercializador que utiliza las mismas infraestructuras para abastecer a consumidores no nacionales no debe sufragar dicho coste variable

4.3. Peajes aplicables a usuarios conectados a planta satélite

El artículo 92.5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por el punto treinta y tres del artículo único de la Ley 12/2007, de 2 de julio, sobre criterios para la determinación de peajes y cánones, establece que, en el caso de los suministros realizados desde una red de distribución alimentada desde una planta satélite de GNL, se tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de dichos suministros.

Teniendo en cuenta lo anterior, a partir de 2008 las sucesivas Órdenes por las que se establecen los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas han establecido un coeficiente reductor del 0,8 aplicable al término de conducción del peaje de transporte y distribución para los usuarios suministrados mediante planta satélite.

Las sentencias del Tribunal Supremo de 21 de marzo, 28 de marzo, 6 de mayo de 2011 y 25 de enero de 2013 declaran nulo el factor de 0,8 a aplicar al término de conducción de los consumidores suministrados mediante planta satélite establecido en las órdenes ITC/3863/2007, ITC/3802/2008, ITC/3250/2009 e ITC/3354/2010, debiendo ser sustituido por otro factor ajustado a lo dispuesto en el artículo 92.5 de la Ley 34/1998.

La Orden ITC/3128/2011 estableció en su artículo 9 el procedimiento de cálculo a utilizar para establecer los términos de conducción aplicables a las redes de distribución alimentadas por planta satélite, con objeto de dar cumplimiento a las citadas sentencias.

El Tribunal Supremo en su sentencia 40/2012 acuerda anular, por su disconformidad a Derecho, el artículo 9 de la referida Orden ITC/3128/2011,

¹⁵ Cabe señalar que, el artículo 13 del Reglamento CE/715/2009 establece: “Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas, al mismo tiempo que evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red y proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte.”

que regula el término de conducción aplicable a las redes de distribución alimentadas por planta satélite, por considerar que no garantiza que los consumidores conectados a plantas satélites únicamente estén pagando por el coste de la red de distribución de 4 bar y que los tarifas aplicables a este tipo de consumidores deben ser parte de una metodología global para el establecimiento de peajes y cánones de acceso. Asimismo, la sentencia del Tribunal Supremo 315/2012 anula, por su disconformidad a Derecho, los párrafos primero y segundo del artículo 13 de Orden IET /3587/2011 utilizando los mismos razonamientos.

La propuesta sometida a informe no contempla en el texto de su articulado un precepto equivalente al contenido del artículo 13 de la Orden IET 2812/2012, de 27 de diciembre (disposición reguladora de los peajes de gas para 2013), que establecía el peaje aplicable a los usuarios conectados a redes de distribución que se alimentan desde plantas satélite, y que por tal razón, solo han de soportar en su peaje el coste de la red que usan (art 92.5 LH).

Ello como consecuencia, sin duda, de la existencia de los pronunciamientos contenidos en Sentencias del Tribunal Supremo, anteriormente referidos. Así resulta de las explicaciones que ofrece la Memoria (página 64) que se acompaña a la propuesta, y en las que se explican los criterios seguidos para la regulación temporal de este peaje específico, que se califica como regulación temporal, aplicable hasta que la CNMC, en ejercicio de su competencia para la aprobación de la metodología para el cálculo de los peajes de gas natural, defina los criterios correspondientes a los costes en que incurren unos y otros consumidores.

La solución por la que opta la propuesta es la inclusión en **su Disposición transitoria cuarta “Termino de conducción aplicable a las redes de distribución alimentadas por planta satélite”** de unos Coeficientes aplicables al término de conducción del peaje aplicable estos usuarios.

Tal solución se considera poco adecuada desde el punto de vista técnico-jurídico por las siguientes razones:

1. Su contenido no es propio de una disposición transitoria ya que su objetivo no es facilitar el tránsito hacia una nueva regulación contenida en la norma nueva. Su objetivo es establecer una norma para 2014 para determinados consumidores, con criterios que se consideran provisionales hasta que la CNMC establezca los criterios definitivos en ejercicios de su competencia para aprobar la metodología de cálculo de peajes de gas natural.

2. Su texto puede inducir a confusión. Por una parte, no hace mención expresa de que está estableciendo una regla para 2014. Por otra parte, la expresión “*En cumplimiento de la Sentencia del Tribunal Supremo 315/2012*” parece sugerir que a través de esta disposición transitoria se está ejecutando un fallo jurisdiccional, (lo que no es cierto ya que la Sentencia mencionada está referida a 2012). Cuestión distinta es que la norma se atenga a criterios fijados por Sentencia, lo que no es preciso explicitar en el texto (sí en la memoria o en la Exposición de Motivos)

Por todo ello, y atendiendo a criterios de seguridad jurídica y técnica normativa se sugiere suprimir la Disposición transitoria cuarta, e introducir en su lugar una nueva disposición adicional que, bajo el mismo título, y con el mismo contenido de fondo adoptase la redacción siguiente:

“A partir de la entrada en vigor de esta Orden, y hasta que la CNMC apruebe la metodología para el cálculo de los peajes de gas natural, los coeficientes “C” aplicables al término de conducción del peaje de transporte y distribución aplicables a los usuarios conectados a redes de distribución alimentadas desde plata satélite son los siguientes:”

4.4. Peaje temporal para usuarios de materia prima

La Disposición transitoria primera de la propuesta de Orden, objeto del presente informe, regula el peaje temporal para antiguos usuarios de materia prima, con las mismas condiciones de aplicación que las establecidas en la Orden ITC/2812/2012, aplicando un incremento de los términos fijo y variable el 44% respecto a los establecidos en la citada Orden.

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden señala que sería necesario incrementar el peaje de materia prima un 86% para alcanzar la recaudación prevista por el peaje ordinario.

En relación con dicho cálculo se señala que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se compara el peaje temporal de materia prima establecido en la Orden IET/2812/2012 con el resultado de adicionar los peajes de regasificación, reserva de capacidad y término de conducción. Se considera que en la comparación se debería incluir el peaje de descarga (que de acuerdo la Orden IET/2812/2012 está incluido en el peaje temporal de materia prima) y el canon de almacenamiento de GNL.

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 un hacen incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares

de consumo o abastecimiento, y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente.

Finalmente, 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 una reducción de los ingresos, en términos anuales, de 11,8 M€.

4.5. Periodicidad en la revisión de los peajes y cánones

La Propuesta de Orden establece en su disposición final primera que los peajes y cánones podrán ser revisados trimestralmente para su entrada en vigor el primer día de los meses de abril, julio y octubre, esto es, cuando se procede a revisar la tarifa de último recurso.

El artículo 25.1 del Real Decreto 949/2001 dispone que: *“Las Órdenes Ministeriales establecerán los valores concretos de dichas tarifas y precios, o un sistema de determinación y actualización automático de los mismos. Asimismo, para los peajes y cánones, se establecerán los valores concretos o un sistema de determinación de los mismos y se modificarán anualmente o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen.”*

Partiendo de ello, la revisión de peajes y cánones contenida en la propuesta de Orden implica, a juicio de esta Comisión, la introducción de un criterio de rigidez temporal que podría llegar a resultar contrario a la flexibilidad de la habilitación contenida en el artículo 25.1 del Real Decreto 949/2001. Ello, por cuanto la fijación normativa de revisiones cuya entrada en vigor quedase limitada exclusivamente al *“primer día de los meses de abril, julio y octubre”* podría enervar la posibilidad de modificación de peajes y cánones en aquel momento circunstancial *“en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen”*.

Se considera que no resulta preciso reiterar en la propuesta de Orden lo ya establecido en el Real Decreto 949/2001, por cuanto ya existe una habilitación flexible de revisión intra-anual de peajes y cánones, supeditada a la concurrencia de causas incidentes en el sistema gasista que, en un momento cualquiera considerado, así lo aconsejase.

5. Consideraciones particulares sobre los aspectos retributivos contenidos en la propuesta de Orden

A continuación se realiza un análisis detallado de la Propuesta del MINETUR, comparándola con la Propuesta de la CNMC de Retribución para el año 2014 de las actividades reguladas, recientemente remitida al MINETUR, actualizada con la mejor información disponible.

Señalar que sin considerar el déficit acumulado de años anteriores, las necesidades financieras para 2014 de la Propuesta (3.396,0 millones de €) suponen un incremento del 3,8% sobre las del año anterior (3.272,5 millones de €), a pesar de la moratoria en la construcción de instalaciones establecida en el Real Decreto-Ley 13/2012, la contención de los indicadores de precios (IPC e IPRI)¹⁶ y de los menores costes variables por disminución de las entradas de gas en las plantas de regasificación, consecuencia a su vez de la disminución de la demanda.

La previsión de ingresos en 2014 por peajes y cánones de la Propuesta del MINETUR (2.982,8 Millones) sería suficiente únicamente para cubrir los pagos de la retribución fija a publicar en el B.O.E. (2.879,7 Millones de €) más la retribución variable y el coste del gas de operación previstos (101,1 Millones de €).

	Presupuesto 2013	Presupuesto 2014								
	Memoria OM IET/2812/2012	Retribución Fija a Publicar OM	Retribución Variable	Pendiente de Reconocer a Instalaciones	TOTAL 2014	Retribución con Devengo 2002-2013	Total Devengo (1)	Criterio de Caja CNMC (2)	Propuesta MITyC (3)	
Actividad de Regasificación	570,7	421,9	45,7	66,6	534,2	82,0	616,2	606,907	585,5	-9,3
Actividad de AASS	227,1	45,3	30,9	290,1	366,3	444,2	810,6	217,100	218,6	-593,5
Actividad de Transporte	982,8	898,6	24,5	60,8	984,0	122,0	1.106,0	926,675	1.067,1	-179,3
Actividad de Distribución	1.467,1	1.502,2	0,0	0,0	1.502,2	0,0	1.502,2	1.502,238	1.501,7	0,0
Retribución Específica	8,1	0,0	0,0	65,2	65,2	0,0	65,2	7,436	7,3	-57,8
Gestión Técnica del Sistema	11,8	11,5	0,0	0,0	11,5	0,0	11,5	11,560	11,6	0,0
TASA MINETUR/CNMC	4,8	0,0	0,0	4,2	4,2	0,0	4,2	4,176	4,1	0,0
Otros (Suministro a Tarifa, Coste Subastas Gas Operación/Gas Talón)	0,1	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,3	0,335	0,1	0,0
Retribución del Ejercicio (sin desvíos años anteriores)	3.272,5	2.879,7	101,1	487,2	3.468,0	648,2	4.116,3	3.276,4	3.396,0	-839,9
Desvío Liquidaciones años anteriores	298,4	0,0	0,0	0,0	0,0	399,6	399,6	399,6	399,6	0,0
Retribución Total Sector Gasista	3.570,9	2.879,7	101,1	487,2	3.468,0	1.047,8	4.515,9	3.676,0	3.795,6	-839,9

En consecuencia, y para no caer en una situación económica similar a la del Sector Eléctrico, se recomienda que se adopten, con urgencia y sin demora, los cambios necesarios en la regulación que afecta al sistema económico del gas natural: retribución, peajes y cánones; tal y como anuncia el punto 15 de la Memoria de la Propuesta, de que “... *está en marcha un proceso de análisis del marco regulatorio*”.

¹⁶ Las referencias a los índices de precios que se recogen en este informe se efectúan sin perjuicio de lo que establezca la futura Ley de Desindexación de la Economía Española.

En los siguientes epígrafes se realiza un análisis detallado de la Propuesta del MINETUR, comparándola con la Propuesta de la CNMC de Retribución para el año 2014 de las actividades reguladas, recientemente remitida al MINETUR, actualizada con la mejor información disponible.

5.1. Sobre los parámetros necesarios en las metodologías vigentes de cálculo de la retribución

La retribución de las actividades reguladas depende de una serie de parámetros que han sido determinados previamente en las fórmulas de cálculo de sus respectivos regímenes retributivos.

Entre el momento de cálculo de la Propuesta de Retribución de la CNMC y el cálculo de la Propuesta de la Orden Ministerial, se han publicado nuevos valores de IPC, IPRI, $IPRI_{\text{Bienes de Equipo y Bonos del Estado}_{10 \text{ años}}}$, correspondientes a octubre de 2013, que condicionan el valor final a considerar en el cálculo de la retribución, como por ejemplo el IPH, los Factores de Actualización de la Retribución de la Actividad de Distribución y de los Activos de Transporte puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008, de la Tasa de Retribución Financiera (Tr) y de los Índices de Actualización de los Valores Unitarios de Referencia.

En el siguiente cuadro, se muestran los valores IPC, IPRI, $IPRI_{\text{Bienes de Equipo y Bonos del Estado}_{10 \text{ años}}}$, Factores de Actualización y Tr considerados en la Propuesta de la CNMC y los que se consideran en la Propuesta de la Orden Ministerial.

Se indica que las referencias a los índices de precios que se recogen en este informe se efectúan sin perjuicio de lo que establezca la futura Ley de Desindexación de la Economía Española.

Cuadro 8. Comparación de parámetros utilizados en la Propuesta de la CNMC y los que se deben considerar en la Propuesta de Orden Ministerial

	Propuesta CNMC				
	Datos Sept13 (A)	Datos Oct13 (A)	Prop OM (B)	Diferencias (B) s/ (A)	
				abs	%
Valores a utilizar para cálculo Retribución 2014					
IPC ₂₀₁₄ = IPC _{Oct2013}	0,34%	-0,10%	-0,10%	0,00%	0,00%
IPRI ₂₀₁₄ = IPRI _{Oct2013}	0,14%	-0,23%	-0,23%	0,00%	0,00%
IPH ₂₀₁₄	0,24%	-0,17%	-0,17%	0,00%	0,00%
IPRI Bienes de equipo	-0,22%	-0,07%	-0,07%	0,00%	0,00%
ICE ⁽¹⁾	-1,48%	-1,48%	-1,48%	0,00%	0,00%
Factor f _i					
para actualización valores unitarios inversión y O&M	0,85	0,85	0,85	0,00	0,00%
para actualización Retribución Distribución y Transporte Pem antes 2008	0,85	0,85	0,85	0,00	0,00%
Obligaciones del Estado a 10 años					
Media Ultimos 12 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas ⁽²⁾	5,01%	4,96%	4,96%	0,00%	0,00%
Media Ultimos 24 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas ⁽³⁾	5,48%	5,44%	n.i.		n.a.
Índices de Actualización para 2014					
Actividades reguladas (1+0,85*IPH)	1,002040	0,998598	0,998598	0,00	0,00%
Valores Unitarios Inversión ⁽⁴⁾	0,992800	0,994300	0,994300	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Transporte ⁽⁵⁾	0,993280	0,990060	0,990060	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Fijos Reg/AASS ⁽⁶⁾	0,993280	0,990060	0,990060	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Variables Reg/AASS ⁽⁷⁾	0,982688	0,982988	0,982988	0,00	0,00%
Valores O&M Directos/Indirectos de AASS ⁽⁸⁾	0,993340	0,989530	0,989530	0,00	0,00%
Tr a Aplicar a los Activos de					
Transporte ⁽⁹⁾	8,76%	8,71%	8,71%	0,00%	0,00%
Regasificación ⁽¹⁰⁾	8,98%	8,94%	n.i.		n.a.
AASS ⁽¹¹⁾	8,98%	8,94%	n.i.		n.a.

(1) Incrementos anuales en 2006 y 2007. Desde 2008, incremento del primer semestre

(2) El dato de Obligaciones del Estado a 10 años en 2013 es la media últimos 12 meses (Oct-Sept) de las Operaciones no segregadas. El dato de 2014 no será conocido

(3) Dato orientativo puesto que la metodología de cálculo de Retribución de las O. ITC 3994/2006 y 3995/2006, señala que la Tr se calcula con los 24 datos mensuales

(4) Calculado como $(1+0,75*IPH)$ en el periodo 2002-2006, y como $(IPRI_{Bienes\ de\ Equipo} - 0,5)$ a partir de 2007

(5) Calculado como $(1+0,85*IPH)$ en el periodo 2002-2006, y como $(0,2*(IPRI_{Bienes\ de\ Equipo} - 0,5) + 0,8*(IPC-1))$, a partir de 2007

(6) Calculado como $(1+0,85*IPH)$ en el periodo 2002-2006, y como $(0,2*(IPRI_{Bienes\ de\ Equipo} - 0,5) + 0,8*(IPC-1))$, a partir de 2007. También se utilizó entre 2007 y 2011 para

calcular los costes de O&M Fijos provisionales de AASS, cuya estructura, actualmente, diferencia entre costes de O&M directos e indirectos.

(7) Calculado como $(1+0,85*IPH)$ en el periodo 2002-2006, y como $(0,8*(ICE - 0,5) + 0,2*(IPRI_{Bienes\ de\ Equipo} - 0,5))$, a partir de 2007. También se utilizó entre 2007 y 2011 para

calcular los costes de O&M Variables provisionales de AASS, cuya estructura, actualmente, diferencia entre costes de O&M directos e indirectos.

(8) Desde la publicación de la O.ITC/3128/2011, calculado como $(0,1*(IPRI_{Bienes\ de\ Equipo} - 0,005) + 0,9*(IPC - 0,01) +)$ a partir de 2007.

(9) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2007, y de 375 pbb a partir de 2008

(10) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2006, y de 350 pbb a partir de 2007. No obstante, con el cambio de metodología de cálculo de la retribución con la O. ITC 3994/2006, se estableció para los activos con puesta en marcha ante del 1 de enero de 2007, una Tr del 7,21%

(11) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2006, y de 350 pbb a partir de 2007. No obstante, con el cambio de metodología de cálculo de la retribución con la O. ITC 3995/2006, se estableció para los activos con puesta en marcha ante del 1 de enero de 2007, una Tr del 7,21%

5.2. Sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de O&M de las actividades reguladas

Los valores unitarios de referencia de inversión y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento (también llamados de explotación) son necesarios para determinar la retribución de las actividades reguladas de regasificación y transporte, ya que permiten calcular el valor reconocido de la inversión y los costes de O&M asociados a cada una de las instalaciones autorizadas de forma directa, a partir de los cuales se determina la retribución anual.

Procede señalar que los valores recogidos en la Propuesta de Orden, son coincidentes con los valores obtenidos por esta Comisión una vez aplicados los nuevos valores de IPC, IPRI, $IPRI_{Bienes\ de\ Equipo}$ y Bonos del Estado_{10 años}, correspondientes a octubre de 2013.

Tan solo hay que advertir que dentro de los valores unitarios de O&M de las plantas se ha incluido un nuevo concepto retributivo por la puesta en frío de

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 del sector gasista para el año 2014

buques para el que se propone, de acuerdo con la Memoria Justificativa de la Orden, *“incluir una retribución mínima para estas operaciones equivalente al 50% del término fijo del peaje cargado (70.000 €), es decir, el pago mínimo de estas operaciones sería de 35.000 €”*.

Se recomienda, con independencia de lo que se indica en el apartado 5.6 de este informe, eliminar este concepto del Anexo VII de la Orden, sobre valores unitarios de inversión y de O&M de plantas de regasificación ya que por su naturaleza y por la forma de determinarse no puede catalogarse como valor unitario de O&M.

5.3. Sobre la retribución reconocida del sector gasista para 2014 considerada en la propuesta de orden

En los siguientes subapartados se analiza en detalle cada una de las partidas donde existen diferencias; así, como aquellas partidas que, sin tener diferencias, por su importancia así lo requieran.

5.3.1. Previsión de desvíos de cierre del ejercicio 2013

Mientras la Propuesta de la CNMC actualizada considera su mejor estimación de superávit/déficit para el año 2013¹⁷, consistente en un déficit para el año 2013 de 399.594.562 €, el MINETUR considera un valor nulo.

De acuerdo con la Memoria de la Orden, el MINETUR indica que *“en el momento de realizar este informe no se dispone de las cifras definitivas de déficit para el año 2013. La incertidumbre existente sobre la demanda en los últimos meses del año puede alterar significativamente el déficit final. En consecuencia no se incluye dicha cantidad, que de acuerdo a las estimaciones de la CNMC puede alcanzar la cifra de 399 millones €”, y más adelante añade que “en consideración a la incertidumbre existente en las previsiones de déficit y en la fecha de emisión de las resoluciones requeridas para el reconocimiento de las retribuciones pendientes, y habiéndose iniciado un proceso de análisis del marco regulatorio, se propone el mantenimiento de los peajes actuales a la espera de alcanzar mayor certeza sobre dichas cuestiones, momento en el que se actualizarían los peajes en el caso de que fuera necesario”*.

En relación con el carácter provisional de las cifras de déficit previsto para el año 2013, cabe señalar que desde el año 2002, y salvo los dos últimos años, el *modus operandi* utilizado para confeccionar el Presupuesto de necesidades económicas del Sector Gasista para determinar los peajes y cánones ha sido

¹⁷ Informe de la CNMC, aprobado el 6 de noviembre de 2013, sobre la previsión de desviación entre los ingresos liquidables y las retribuciones acreditadas para el sector gasista en el año 2013

tomar como valor de déficit la previsión de desviaciones que realiza esta Comisión.

Por tanto, no parece adecuado invocar que en este año haya una mayor incertidumbre que la habida en años anteriores, ni tampoco se debería desconocer la cantidad estimada por la CNMC, que responde a un procedimiento tasado, según determina el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002.

Además, cabe recordar que el artículo 26.1.d) del Real Decreto 949/2001 establece que para la determinación de los peajes y cánones del año se tendrán en cuenta las desviaciones resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

5.3.2. Retribución de la Actividad de Transporte a publicar en el BOE

La retribución fija a publicar en el BOE de la actividad de transporte está compuesta de cuatro conceptos: Retribución Definitiva de Activos, Retribución a Cuenta de Activos, Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado de los Tanques de GNL (o Gas Talón) y los ajustes de retribuciones de años pasados.

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2014 recoge la retribución de la actividad de transporte en el epígrafe 4.

En primer lugar, señalar que la retribuciones recogidas por el MINETUR en el apartado 4.4 de la Memoria, que son el desglose de los valores recogidos en el apartado 2 del Anexo IV de la Orden, son coincidentes con los cálculos realizados por esta Comisión para todas las empresas salvo en el caso de la retribución a cuenta, donde el MINETUR considera una cantidad de 7.160.813 € inferior a la de la CNMC.

Las principales razones para esta diferencia radican en:

- a) La Retribución a Cuenta Devengada en 2014 por activos que ya fueron incluidos en Órdenes anteriores, ha sido calculado con los valores unitarios de O&M resultantes de la actualización con índices de precios de septiembre de 2013 en vez de octubre de 2013¹⁸. El MINETUR reconoce por esta razón una cantidad de 712.258,83 € superior a la CNMC.

18 Señalar que, por el contrario, la tabla recogida en el apartado 4.3.1 si recoge la Retribución a Cuenta Devengada en 2014 correcta, salvo 3 pequeños errores materiales, tras haber sido calculada con los valores unitarios de O&M resultantes de la actualización con índices de precios de octubre de 2013

- b) La Retribución a Cuenta Devengada en 2014 por las nuevas instalaciones puestas en servicio durante 2013 (o en años anteriores) a incluir en el régimen retributivo considerada por el MINETUR y la CNMC.

En primer lugar, hay que indicar que la retribución recogida en la tabla del apartado 4.4 de la Memoria (que es la que se convierte después en la tabla del apartado 2 del Anexo IV que determina la retribución de las empresas por la actividad de transporte), no coinciden con los resultantes de sumar las retribuciones de los listados de instalaciones del apartado 5 del Anexo IV de la Propuesta de Orden, siendo la primera 5,8 Millones de € menor.

Cuadro 9. Comparación de las retribuciones a cuenta a incluir en el régimen retributivo recogidos en el Anexo IV de la Propuesta de de Orden Ministerial y en el apartado 4.4 de la Memoria justificativa

	Retribución 2014			Pago único		
	Memoria ⁽¹⁾ (A)	Anexo Orden (B)	diferencia (A)-(B)	Memoria (C)	Anexo Orden (D)	diferencia (C)-(D)
ENAGÁS TRANSPORTE S.A.	2.858.990,21	6.381.868,54	-3.522.878,33	2.774.737,93	2.774.737,91	0,02
GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA, S.L.	135.929,71	133.645,07	2.284,64	133.961,87	133.961,87	0,00
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	5.265.484,73	5.731.639,56	-466.154,83	80.103,29	80.103,30	-0,01
Gas Energía Distribución Murcia, S.A.	0	1.852.423,18	-1.852.423,18		0,00	0,00
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.A.	750.604,90	750.604,90	0,00	9.751,14	9.751,15	-0,01
TOTAL	9.011.009,55	14.850.181,25	-5.839.171,70	2.998.554,23	2.998.554,23	0,00

(1) Para determinar la retribución del año 2014 asociada a las nuevas instalaciones a incluir a cuenta, se ha deducido de la columna Retribución a cuenta devengada en 2014 del cuadro resumen del apartado 4,4, las cantidades de retribución a cuenta asociada a instalaciones ya incluidas en el régimen retributivo.

Asumiendo que la diferencia entre los valores de la memoria y el de los listados del Anexo de la Orden es un error material, y que son estos últimos los verdaderamente considerados por el MINETUR, al compararlos con los valores obtenidos por la CNMC, se observa que el MINETUR reconoce una cantidad 8.125.183 € inferior a la de la CNMC

La razón principal de esta diferencia radica en que el MINETUR, a diferencia con la CNMC, no incluye las siguientes instalaciones que han obtenido recientemente el acta de puesta en servicio:

- Gasoducto Zarza del Tajo – Yela Tramo de Prov. de Guadalajara, de 71,9 km de 30”, 5 posiciones y 1 ERM
- Gasoducto Planta de Bilbao-Treto Tramo de Prov. de Vizcaya, de 7,3 km de 26” y 1 posición

Otra diferencia significativa es la inclusión por parte del MINETUR en el régimen retributivo a cuenta de la “*Transmisión titularidad del gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera*” y las instalaciones asociadas de “*Nueva Posición V-45 en gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera*” y la “*Modificación Posición K-11 en el gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera*” con una retribución conjunta para 2014 de 464.074,73 €, y para 2013 de 63.981,68 €.

El resto de la diferencia se explicaría por las siguientes casuísticas que se han detectado, que de mayor a menor importancia económica, serían las siguientes:

- Errores en la imputación de características técnicas de las instalaciones, o aplicación incorrecta de los coeficientes correctores por tipo de instalación o en los valores unitarios de O&M aplicados.
- Criterios de redondeo y otras causas no detectadas por esta Comisión que explicarían el resto de diferencias de retribución.

Por último, se debe indicar que al objeto de facilitar la aplicación por el Sistema de Liquidaciones del Sector Gasista de lo dispuesto en el artículo 6.6 del Real Decreto 326/2008¹⁹, sobre cómputo y cobro de la retribución, se recomienda diferenciar la retribución de transporte en los siguientes conceptos:

- Retribución año 2013 correspondiente a activos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008
- Retribución año 2013 correspondiente a activos puestos en marcha desde el 1 de enero de 2008
- Pagos únicos asociados tanto a la retribución a cuenta devengada en 2011 y 2012, por las nuevas instalaciones que se proponen incluir este año en el Régimen Retributivo, como a los ajustes de retribución de ejercicios anteriores.

En consecuencia, se propone sustituir el cuadro resumen recogido en el Anexo IV bajo la denominación “2. *Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte (€)*” por el siguiente.

19 “Los pagos a cuenta y los pagos por retribución definitiva serán liquidados por la Comisión Nacional de Energía. Los pagos correspondientes al año de la liquidación en curso se ingresarán a lo largo del año, de conformidad con lo establecido en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas, aplicando los porcentajes que se recogen en el anexo III de este Real Decreto.”

Cuadro 10. Tabla Resumen a Incluir en el epígrafe 2 del Anexo IV de la Propuesta de OM

	Retribución Devengada en 2014			PAGO ÚNICO		TOTAL BOE
	Total para Aplicar Metodo Gral de la ECO/2692/2002	Total para Aplicar Metodo Art. 6.6 RD/326/2008	TOTAL	Retribución a Cuenta Devengada entre 2010 y 2013 por Instalaciones a Incluir en Reg Retributivo	Correcciones Retribución Años Anteriores	
ENAGAS, S.A.	456.088,56	0,00	456.088,56	0,00	0,00	456.088,56
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	463.413.517,36	295.330.387,03	758.743.904,39	2.325.974,13	0,00	761.069.878,52
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	18.979.124,12	10.948.373,52	29.927.497,64	0,00	0,00	29.927.497,64
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.525.000,13	6.256.297,19	27.781.297,32	0,00	0,00	27.781.297,32
CEGAS	1.175.245,73	2.125.068,28	3.300.314,01	0,00	-334,93	3.299.979,08
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.741.545,46	2.633.553,80	4.375.099,26	0,00	0,00	4.375.099,26
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	105.509,55	4.332.311,08	4.437.820,63	0,00	0,00	4.437.820,63
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.914.705,68	28.193.080,22	31.107.785,90	80.103,30	0,00	31.187.889,20
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.990.049,51	10.787.295,90	14.777.345,41	9.751,15	-7.154,44	14.779.942,12
Gas Aragón, S.A.	3.891.337,34	0,00	3.891.337,34	0,00	0,00	3.891.337,34
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.558.723,95	5.337.159,16	7.895.883,11	136.215,28	0,00	8.032.098,39
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	558.984,03	0,00	558.984,03	0,00	-446.465,95	112.518,04
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.688.914,10	3.158.799,00	8.847.713,10	0,00	446.465,95	9.294.179,09
Total Sector	526.998.745,51	369.102.325,18	896.101.070,69	2.552.043,86	-7.489,37	898.645.625,18

El cuadro siguiente recoge el desglose de los valores del cuadro anterior

Cuadro 11. Desglose de la Retribución 2014 de la actividad de transporte a publicar en B.O.E.

Retribución de los activos de la actividad de transporte de gas natural						
Retribución Devengada en 2014 a incluir en BOE						
Activos PEM antes el 1 de enero de 2008			Retribución Financiera Gas Talón asociada a Activos PEM antes el 1 de enero de 2008			Total para Aplicar Metodo Gral de la ECO/2692/2002 (A)=(1)+(2)
Retribución Definitiva (1.1)	Retribución Provisional (1.2)	Total (1)=(1.1)+(1.2)	Por Gas Talón Adquirido a		Total Reconocida (2)=(2.1)+(2.2)	
			CMP (2.1)	Subasta (2.2)		
ENAGAS, S.A. (1)	456.088,56	0,00	456.088,56	0,00	0,00	456.088,56
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	460.827.823,03	0,00	460.827.823,03	2.232.259,86	353.434,47	463.413.517,36
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	18.944.611,20	0,00	18.944.611,20	551,85	33.961,08	18.979.124,12
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.488.458,65	0,00	21.488.458,65	24.814,70	11.726,78	21.525.000,13
CEGAS	1.174.674,48	0,00	1.174.674,48	571,25	0,00	1.175.245,73
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.737.992,19	0,00	1.737.992,19	904,25	2.649,02	1.741.545,46
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	105.327,50	0,00	105.327,50	0,00	182,05	105.509,55
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.877.630,22	0,00	2.877.630,22	5.628,75	31.446,71	2.914.705,69
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.969.993,03	0,00	3.969.993,03	2.114,98	17.941,50	3.990.049,51
Gas Aragón, S.A.	3.891.337,34	0,00	3.891.337,34	0,00	0,00	3.891.337,34
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.549.405,79	0,00	2.549.405,79	632,33	8.685,83	2.558.723,95
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	554.908,93	0,00	554.908,93	4.075,10	0,00	558.984,03
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.688.914,10	0,00	5.688.914,10	0,00	0,00	5.688.914,10
Total Sector	524.267.165,02	0,00	524.267.165,02	2.271.553,07	460.027,42	526.998.745,51

(1) Retribución del CPC que en la segregación queda en esta sociedad, y que era percibida, antes de la segregación, en un 50% (228.840,02 €) de forma directa e identificada unívocamente por la actividad de Transporte, y en otro 50% implícitamente dentro de la retribución del GTS.

Activos PEM desde 1 de enero de 2008				Retribución Financiera Gas Talón Asociada a Activos PEM desde el 1 de enero de 2008 (4)	Total para Aplicar Metodo Art. 6.6 RD/326/2008 (B)=(3)+(4)	TOTAL RETRIBUCIÓN ANUAL RECONOCIDA (C)=(A)+(B)
Retribución Definitiva (3.1)	Retribución a Cuenta		Total (3)=(3.1)+(3.2)+(3.3)			
	Instalaciones ya Incluidas (3.2)	Nuevas Instalaciones a Incluir (3.3)				
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	456.088,56
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	2.065.401,01	290.654.798,07	2.610.187,15	295.330.387,03	295.330.387,03	758.743.904,39
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.241.675,07	706.698,45	10.948.373,52	0,00	10.948.373,52	29.927.497,64
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2.199.544,68	4.056.752,51	6.256.297,19	0,00	6.256.297,19	27.781.297,32
CEGAS	0,00	2.125.068,28	2.125.068,28	0,00	2.125.068,28	3.300.314,01
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	2.419.407,67	214.146,13	2.633.553,80	0,00	2.633.553,80	4.375.099,26
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	409.973,95	3.922.337,13	4.332.311,08	0,00	4.332.311,08	4.437.820,63
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	621.249,07	22.306.346,42	28.193.080,22	0,00	28.193.080,22	31.107.785,90
Transportista Regional del Gas, S.L.	0,00	10.036.691,00	10.787.295,90	0,00	10.787.295,90	14.777.345,41
Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.891.337,34
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.008.978,00	4.192.251,45	5.337.159,16	0,00	5.337.159,16	7.895.883,11
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	558.984,03
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.713.281,61	445.517,39	3.158.799,00	0,00	3.158.799,00	8.847.713,10
Total Sector	21.679.511,06	338.660.607,63	8.762.206,49	369.102.325,18	369.102.325,18	896.101.070,69

PAGO ÚNICO					TOTAL BOE (C)+(D)
Retribución a Cuenta Devengada entre 2010 y 2013 por Instalaciones a Incluir en Reg Retributivo (5)	Corrección Retribución Año 2013 de Activos Transporte (6)	Otras Correcciones Retribución Años Anteriores (7)	Total Pago Único (D)=(5)+(6)+(7)		
ENAGAS, S.A.	0,00		0,00		456.088,56
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	2.325.974,13		2.325.974,13		761.069.878,52
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00		0,00		29.927.497,64
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00		0,00		27.781.297,32
CEGAS	0,00	-334,93	-334,93		3.299.979,08
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	0,00		0,00		4.375.099,26
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00		0,00		4.437.820,63
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	80.103,30		80.103,30		31.187.889,20
Transportista Regional del Gas, S.L.	9.751,15	-7.154,44	2.596,71		14.779.942,12
Gas Aragón, S.A.	0,00		0,00		3.891.337,34
Gas Extremadura Transportista, S.L.	136.215,28		136.215,28		8.032.098,39
Naturgas Energía Distribución	0,00		0,00		0,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	-446.465,99	-446.465,99		112.518,04
Regasificadora del Noroeste, S.A.	0,00	446.465,99	446.465,99		9.294.179,09
Total Sector	2.552.043,86	-7.154,44	2.544.889,42		898.645.625,18

5.3.3. Retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo a publicar en el BOE

El punto 5 de la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial, recoge la retribución de los almacenamientos subterráneos.

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 del sector gasista para el año 2014

En el punto 5.1 de la Memoria se recoge la retribución definitiva reconocida a publicar en el BOE que debe percibir ENAGAS en concepto de costes de inversión de los AASS de Serrablo y Gaviota siendo coincidentes con los calculados por esta Comisión (19.875.449,44 €).

No obstante, hay que señalar dos errores materiales detectados:

- El apartado 4 del Anexo IV de la Orden no recoge el valor resultante de dichos cálculos, sino el valor publicado por la Orden IET/2818/2012
- La tabla resumen el epígrafe 5.2 de la Memoria tampoco recoge correctamente la cifra, siendo imposible deducir el origen del valor indicado.

En el punto 5.3 de la Memoria se recoge la retribución provisional a percibir por ENAGAS por concepto de costes de O&M de los AASS de Serrablo y Gaviota siendo coincidente con los calculados por esta Comisión (25.471.080,53 €).

Por tanto, los valores a publicar en BOE, y su desglose serían los siguientes

Cuadro 12. Retribución 2014 por Inversión para AASS a publicar en BOE

	Retribución Inversión
ENAGAS TRANSPORTE, S.A	19.875.449,44

Cuadro 13. Retribución Provisional 2014 por O&M para AASS a publicar en BOE

	Retribución Provisional O&M Devengada en
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	25.471.080,53
AASS de Serrablo	7.772.345,28
AASS de Gaviota	17.698.735,25

5.3.4. Retribución Fija de la Actividad de Regasificación a publicar en el BOE

La retribución fija a publicar en el BOE de la actividad de regasificación está compuesta de cuatro conceptos: Retribución Definitiva de Activos, Retribución Provisional de Activos, Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado de los Tanques de GNL (o Gas Talón) y los ajustes de retribuciones de años pasados.

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial recoge la retribución de la actividad de regasificación en el Epígrafe 6, siendo los subapartados 6.5, 6.6,

6.7 y 6.8 (resumen) los que desarrollan los conceptos de la retribución fija a publicar en el BOE.

La retribuciones calculadas por el MINETUR para todas las empresas son coincidentes con los realizadas por esta Comisión salvo en el caso de ENAGAS TRANSPORTE S.A.U. donde existe una diferencia de 47.740,41 €. El MINETUR indica una retribución de 239.355.270 € para ENAGAS TRANSPORTE S.A.U. mientras que la CNMC determina 239.307.530,41 €. Las razones para esta diferencia son:

- Una mayor retribución de 48.079,80 € (53.034.189,39 € vs 52.986.109,59 €) por determinar la retribución provisional con valores unitarios de O&M actualizados con índices de precios de septiembre 2013 en lugar de octubre 2013 (53.034.189,39 € vs 52.986.109,59 €)
- Una menor retribución de 341,35 € (124.590,65 € vs 124.932,00€) por considerar un año bisiesto (366 días) en el cálculo de la retribución por concepto de coste de extensión de vida útil en 2014 de la Ampliación hasta 900.000 m3(N)/h de la Planta Huelva (finaliza su vida útil retributiva el 19-dic-2014).

Además, hay que señalar que la tabla resumen del epígrafe 6.8 que recoge los valores que determinan la retribución del apartado 3 del Anexo IV de la Propuesta de Orden, es errónea ya que reproduce la tabla de la Propuesta de Orden de Retribución para 2013, en vez de recoger los valores que determinan la retribución para 2014.

Por tanto, los valores a publicar en BOE, y su desglose serían los siguientes

Cuadro 14. Retribución prevista para 2014 para la actividad de regasificación a publicar en BOE

		Retribución Reconocida a las Instalaciones				
		Definitiva	Provisional	Ajustes Retribución por Sentencia Audiencia Nacional	Total (1)	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.		184.586.542,27	52.986.109,59	0,00	237.572.651,86	
Bahía Bizkaia Gaz		37.709.881,64	0,00	0,00	37.709.881,64	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.		88.727.222,01	0,00	13.985.695,32	102.712.917,33	
Regasificadora del Noroeste, S.A.		44.117.611,84	0,00	0,00	44.117.611,84	
Total Sector		355.141.257,76	52.986.109,59	13.985.695,32	422.113.062,67	
		Retribución Financiera Gas Talón			Corrección Retribución Año 2013 Pago Único (3)	Total Reconocido a Publicar en BOE (1)+(2)+(3)
		Por Gas Talón Adquirido a		Total (2)		
		CMP	Subasta			
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.		1.295.198,46	162.418,25	1.457.616,71	277.261,84	239.307.530,41
Bahía Bizkaia Gaz		320.572,02	0,00	320.572,02	-	38.030.453,66
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.		146.934,72	62.101,46	209.036,17	-2.725.473,92	100.196.479,58
Regasificadora del Noroeste, S.A.		0,00	243.188,41	243.188,41	-	44.360.800,25
Total Sector		1.762.705,20	467.708,12	2.230.413,31	-2.448.212,08	421.895.263,90

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 del sector gasista para el año 2014

5.3.5. Previsión de Retribución Variable de la Actividad de Regasificación para 2013

La Memoria de la Orden Ministerial recoge la previsión de retribución variable de regasificación para 2014 en el subapartado 6.10 *“Previsión de retribución variable”* del Epígrafe 6. En dicho punto el MINETUR presupuesta la cantidad de 34.892.912 €.

Esta Comisión, en su Presupuesto para 2014 actualizado, obtiene un valor de 34.768.969 €. Por lo tanto, existe un diferencia de 123.943 €. Las razones para esta diferencia son:

- El MINETUR considera que se regasificarán 127.570.353 MWh, mientras que la CNMC considera que serán 152.004.353 MWh. El resto de variables son coincidentes (11.963.018 MWh cargados en cisternas de GNL y 40.327.000 MWh de GNL cargados en buques)
- EL MINETUR, a diferencia de la CNMC, no aplica el valor unitario correspondiente a los MWh regasificados (0,162 €/MWh) sino que aplica el valor unitario correspondiente a los MWh de GNL cargados en cisternas o buques (0,194 €/MWh)

5.3.6. Retribución Gas Operación

La Memoria de la Orden Ministerial recoge la previsión del coste del gas de operación de la actividad de transporte, regasificación y AASS para 2014 en el punto 10 *“Retribución de gas de operación”*. En dicho punto el MINETUR presupuesta la cantidad de 71.527.247 €.

Esta Comisión, en los cálculos de las necesidades económicas 2014 por el coste de gas de operación, obtiene un valor de 66.083.829 €. Por lo tanto, existe un diferencia en esta previsión de 5.443.418 €.

Dado que ambas previsiones utilizan el mismo precio (34,28 €/MW), la diferencia se explica por las siguientes razones asociadas al volumen de gas de operación previsto para 2014

- El MINETUR considera que será coincidente con las estimaciones de consumo 2012-2013 (2.086.559 MWh)²⁰, mientras que la CNMC considera que será coincidente con las estimaciones de consumo 2013-2014 (2.192.667 MWh)²¹

²⁰ De acuerdo con los valores de la Resolución de la DGPEyM de 9 de Mayo de 2012 que establece las reglas operativas para el desarrollo de la subasta del gas de operación y el gas talón de las instalaciones de transporte y regasificación para el periodo julio 2012 -junio 2013

²¹ De acuerdo con los valores de la Resolución de la DGPEyM de 10 de Mayo de 2013 que establece las reglas operativas para el desarrollo de la subasta del gas de operación y el gas talón de las instalaciones de transporte y regasificación para el periodo julio 2013 -junio 2014

- EL MINETUR, a diferencia de la CNMC, no minora las cantidades consideradas por el exceso gas de maniobra que se destina a consumos de gas de operación a coste cero (Para la estimación del MINETUR 185.218 MWh y para la estimación de la CNMC 265.089 MWh)

5.3.7. Retribución de la Actividad de Distribución a Publicar en BOE

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

En el siguiente cuadro se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la realizada por la CNMC actualizada, diferenciando entre la retribución del año 2014 y los desvíos que se generan en las retribuciones de 2013 y 2012.

Cuadro 15. Comparativo MINETUR-CNMC por Retribución en la Actividad de Distribución

	Propuesta CNMC Actualizada	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%
Retribución 2014	1.514.081.190	1.514.161.071	79.881	0,01%
Desvíos 2013/2012	-11.842.712	-12.566.946	-724.234	6,12%
Total BOE	1.502.238.478	1.501.594.125	-644.353	-0,04%

Las diferencias radican 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 (2012, 2013 y 2014)
- Errores en el proceso de determinación de la retribución 2014 y de los desvíos de la retribución de los años 2012 y 2013 de las empresas distribuidoras.

Al objeto de facilitar el análisis de las diferencias, en primer lugar, se analizan los valores de entrada del modelo (nº clientes 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 (2012, 2013 y 2014) y posteriormente los cálculos realizados.

Análisis de los valores de entrada del modelo

Consumidores que incrementan la presión de suministro a más de 4 bar:

Se ha observado que el MINETUR no ha tenido en cuenta todos los cambios de presión de suministros habidos en 2012, ya que ha omitido el consumo en P<4 bar asociada a un punto de suministro de Gas Natural Castilla y León.

De acuerdo con la información recibida en octubre de 2013, los cambios de presión de suministro, producidos en los años 2012 son los siguientes.

Cuadro 16. Cambios de consumidores a presión superior a 4 bar en 2012 y 2013

Codigo Punto Suministro	Año del Cambio de Red	Redes P< 4 bar		Redes P> 4 bar	
		Titular Red	Consumo kWh	Titular Red	Consumo kWh
ES0221901000001108AJ	2012	Gas Natural Castilla y León	6.836.480	Gas Natural Distribución SDG	950.964
ES0226901000001400KW	2012	Gas Navarra	3.438.105	Gas Natural Distribución SDG	6.633.690

Para el año 2013, a día de hoy, no se ha informado sobre ningún cambio de presión, y para el año 2014 no se ha considerado este efecto hasta disponer de datos reales.

En consecuencia, la demanda asociada a cambios de presión de suministro sería:

Cuadro 17. Cambios de consumidores a presión superior a 4 bar en 2012

Empresa Distribuidora	Año 2012			
	Puntos Suministro en Red P ≤ 4 bar	Puntos Suministro en Red P > 4 bar	Demanda Suministrada ≤ 4 bar (MWh)	Demanda Suministrada > 4 bar (MWh)
Gas Natural Castilla y León, S.A.	1	0	6.836	0
A redes Propias	0	0	0	0
A otras Redes	1	0	6.836	0
De otras Redes	0	0	0	0
Gas Navarra, S.A.	1	0	3.438	0
A redes Propias	0	0	0	0
A otras Redes	1	0	3.438	0
De otras Redes	0	0	0	0
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	0	2	0	7.585
A redes Propias	0	0	0	0
A otras Redes	0	0	0	0
De otras Redes	0	2	0	7.585
TOTAL	2	2	10.275	7.585

Hay que señalar que esta omisión ha sido parcial, ya que para el cálculo de la retribución de 2012 (cuando se considera que toda la demanda asociada al punto de suministro se suministró por redes de P< 4bar) se tuvieron en cuenta estos datos para la determinación de las demandas suministradas por Gas Natural Castilla y León, Gas Natural Navarra y Gas Natural Distribución (los valores finalmente utilizados en la pag 37 son los correctos, aunque no coincidan con los recogidos en el apartado 7.1 de la Memoria).

Por el contrario, para el cálculo de retribución del año 2013 (cuando toda la demanda asociada al punto de suministro se considera se suministró por redes de P> 4bar) esta información no ha sido considerada para determinar la demanda 2012, detectándose las siguientes discrepancias:

- La demanda 2012 en redes de $P < 4$ bar de Gas Natural Castilla y León a considerar sería 5.991.406 MWh en lugar de la utilizada por el MINETUR de 5.999.193 MWh²².
- La demanda 2012 en redes de $P > 4$ bar de Gas Natural Distribución a considerar sería 68.816.903 MWh en lugar de la utilizada por el MINETUR de 68.816.929 MWh.²³

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MINETUR reconozca aproximadamente 1.090,50 € menos a estas empresas.

Valores de entrada para la Revisión de la Retribución 2012:

El gas vehiculado por Madrileña Red de Gas II (MRG II) en el año 2011 en redes de $P < 4$ bar y en redes de $4 \text{ bar} < P < 60 \text{ bar}$ que utiliza el MINETUR es ligeramente inferior al que utiliza esta Comisión, que son las que se corresponden con la información del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) y que fueron utilizadas para determinar la retribución de 2011.

En concreto, parece que el MINETUR ha truncado el valor de SIFCO dejando de considerar 465 kWh en las redes de $P < 4$ bar y 251 kWh en las redes de $4 \text{ bar} < P < 60 \text{ bar}$.

Este error material justifica la única diferencia existente en los recálculos de la retribución 2012 realizados por el MINETUR y la CNMC (aprox. 1 € en la retribución de MRG II).

Valores de entrada para la Revisión de la Retribución 2013:

Además de los errores anteriores, que son arrastrados para este cálculo, se tiene lo siguiente:

- El número medio de Puntos de Suministro en el año 2012 en redes de $P < 4$ bar de Madrileña Red de Gas I (MRG I) que utiliza el MINETUR (524.103,5) no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida (524.554,0) ya que el MINETUR a la hora de calcularlos solo tiene en cuenta el nº de Puntos de Suministro en las

²² La demanda utilizada por el MINETUR se corresponde a la que hay que utilizar para el cálculo de la retribución 2012, es decir, se considera que todo el consumo asociado a los Puntos de Suministro que cambian de presión de suministro se realiza en redes de $P < 4$ bar.

En consecuencia, se debería minorarse la demanda utilizada por el incremento utilizado para el cálculo de la retribución de 2012 (950.964 MWh) y por el consumo realizado por el Punto de Suministro cuando estaba en la red de $P < 4$ bar (6.836.640 MWh).

²³ El valor utilizado por el MINETUR es ligeramente diferente al valor correcto, y la causa de la diferencia sea imputable a un error material, pues el cálculo es añadir a los 68.799.043 MWh suministrados a puntos de suministro que no cambiaron de presión, los consumos asociados a los puntos de suministro que sí cambiaron (10.274.585 MWh suministrados por redes de $P < 4$ bar y 7.585.654 MWh suministrados por redes de $P > 4$ bar).

redes adquiridas a Iberdrola Distribución de Gas a 31 de diciembre de 2012, cuando tendría que haber considerado también los existentes a 31 de diciembre de 2011.

Cuadro 18. Nº Puntos Suministro medios en Redes de P< 4 bar en 2012 de MRG I

Calculo Correcto				
Nº Puntos de Suministro ≤ 4 bar				Nº Medio
a 31/12/2011		a 31/12/2012		
Redes originales MRG I	520.767,0	526.381,0	523.574,0	
Redes adquiridas a IBD	901,0	1.059,0	980,0	
Total	521.668,0	527.440,0	524.554,0	
Calculo MINETUR				
Nº Puntos de Suministro ≤ 4 bar				Nº Medio
a 31/12/2011		a 31/12/2012		
Redes originales MRG I	520.767,0	526.381,0	523.574,0	
Redes adquiridas a IBD		1.059,0	1.059,0	
Total	520.767,0	527.440,0	524.103,5	

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MINETUR reconozca aproximadamente 77.789.59 € más a esta empresa.

El numero medio de Puntos de Suministro en el año 2012 en redes de P<4bar de CEGAS que utiliza el MINETUR (524.103,5) no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida (524.554,0) ya que el MINETUR a la hora de calcularlos solo tiene en cuenta el nº de Puntos de Suministro en las redes adquiridas a Iberdrola Distribución de Gas a 31 de diciembre de 2012, cuando tendría que haber considerado también los existentes a 31 de diciembre de 2011.

Cuadro 19. Nº Puntos Suministro medios en Redes de P< 4 bar en 2012 de CEGAS

Calculo Correcto			
	Nº Puntos de Suministro ≤ 4 bar		Nº Medio
	a 31/12/2011	a 31/12/2012	
Redes originales CEGAS	626.189,0	636.461,0	631.325,0
Redes adquiridas a IBD	8,0	9,0	8,5
Total	626.197,0	636.470,0	631.333,5
Calculo MINETUR			
	Nº Puntos de Suministro ≤ 4 bar		Nº Medio
	a 31/12/2011	a 31/12/2012	
Redes originales CEGAS	626.189,0	636.461,0	631.325,0
Redes adquiridas a IBD		9,0	9,0
Total	626.189,0	636.470,0	631.329,5

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MINETUR reconozca aproximadamente 690,70 € más a esta empresa.

El gas vehiculado por MRG I en el año 2012 en redes de P<4bar que utiliza el MINETUR (6.136.728 MWh) no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida (6.136.733 MWh) ya que no incluye la mejor información disponible sobre gas vehiculado por las redes adquiridas a Iberdrola Distribución de Gas (14.610,330 MWh)²⁴.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MINETUR reconozca aproximadamente 31,30 € menos a esta empresa.

El gas vehiculado por CEGAS en el año 2012 en redes de P<4bar que utiliza el MINETUR (2.863.882 MWh) no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida (2.863.877 MWh) ya que no incluye la mejor información disponible sobre gas vehiculado por las redes adquiridas a Iberdrola Distribución de Gas (507,459 MWh)²⁵.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MINETUR reconozca aproximadamente 31,30 € más a esta empresa.

- Se ha observado que el MINETUR ha considerado un número racional (con decimales) de Puntos de Suministro a 31 de diciembre de 2013 en redes de P<4bar para las empresas Gas Natural Castilla y León, Gas Natural Galicia, Gas Natural Navarra y Gas Natural Rioja, cuando esta variable deben ser números naturales, es decir, sin decimales.

Esto implica que el número de Puntos de Suministro Medios considerado para estas empresas tenga valores decimales diferente a 0,5 o 0,0.

Cuadro 20. Discrepancias en N° Puntos Suministro medios en Redes de P< 4 bar en 2013

	N° medio Puntos de Suministro ≤ 4 bar		Diferencia
	MINETUR	CNMC	
Gas Castilla y León, S.A.	407.503,1	407.503,0	0,1
Gas Galicia SDG, S.A.	230.512,6	230.512,5	0,1
Gas Navarra, S.A.	130.196,7	130.196,5	0,2
Gas Rioja, S.A.	75.123,9	75.124,0	-0,1
	843.336,3	843.336,0	0,3

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MINETUR reconozca aproximadamente 51,80 € más al conjunto de estas empresas.

Valores de entrada para la Retribución 2014:

Además de los errores anteriores, que son arrastrados para este cálculo, se tiene lo siguiente:

²⁴ El valor que ha utilizado el MINETUR fue 14.605,256 MWh

²⁵ El valor que ha utilizado el MINETUR fue 512,533 MWh

- Se ha observado que el MINETUR ha considerado un número racional (con decimales) de Puntos de Suministro a 31 de diciembre de 2014 en redes de P<4bar para las empresas Gas Natural Andalucía, Gas Natural Castilla-La Mancha, CEGAS, Gas Natural Navarra y Gas Natural Rioja, cuando esta variable deben ser números naturales, es decir, sin decimales.

Esto implica que el número de Puntos de Suministro Medios considerado tenga valores decimales diferente a 0,5

Cuadro 21. Discrepancias en N° Puntos Suministro medios en Redes de P< 4 bar en 2014

	N° medio Puntos de Suministro		Diferencia
	MINETUR	CNMC	
Gas Andalucía, S.A.	390.190,3	390.190,5	-0,2
Gas Castilla-La Mancha,	225.124,3	225.124,5	-0,2
Cegas, S.A.	645.805,3	645.805,5	-0,2
Gas Navarra, S.A.	131.211,3	131.211,0	0,3
Gas Rioja, S.A.	75.710,3	75.710,5	-0,2
	1.468.041,5	1.468.042,0	-0,5

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MINETUR reconozca aproximadamente 43,15 € menos al conjunto de estas empresas.

Análisis de los cálculos realizados por el MINETUR

La retribución de la actividad de distribución, de acuerdo con el artículo 18 de la Orden ITC/3993/2006, se determina de forma global para el conjunto de la actividad según un modelo paramétrico, a partir de la retribución definitiva del año 2006, en función de la evolución del IPH (semisuma de IPC e IPRI) y del crecimiento de la actividad de distribución en su conjunto, expresado por la variación del número de consumidores en redes de presión inferior o igual a 4 bar, y de la demanda en redes de distribución en presión inferior o igual a 4 bar, y entre 4 y 60 bar. Procede señalar que tanto el IPH como el crecimiento de la actividad de distribución, están afectados por factores de eficiencia.

A partir de la retribución de la actividad de distribución calculada, se obtiene la retribución media unitaria a percibir por cada nuevo punto de suministro conectado a presión inferior o igual a 4 bar, por cada nuevo kWh suministrado a presión inferior o igual a 4 bar, y por cada nuevo kWh suministrado a presión entre 4 y 60 bar. Con estos valores unitarios, iguales para todos los distribuidores, se calculan las variaciones de retribución de cada distribuidor

según el producto de estos valores unitarios – únicos para todo el sector – por las variaciones concretas de los consumidores y ventas en sus redes²⁶.

Finalmente, de forma adicional a este procedimiento general para el conjunto de distribuidoras, para aquellas empresas que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares, se les actualiza cada año el extracoste unitario reconocido en virtud del artículo 24 de la Orden ITC/3993/2006 de acuerdo con los valores reales auditados disponibles más actualizados.

El MINETUR realiza este proceso en dos fases. En la primera, calcula la retribución 2014 y las variaciones (o desvíos) de retribución de 2012 y 2013, como consecuencia de tener cifras más precisas de consumidores y demanda para dichos años, aplicado las fórmulas de actualización recogidas en la normativa utilizando valores provisionales de IPH para los años 2007, 2008, 2009 y 2010.

En la segunda fase, aplica a la retribución obtenida los factores correctores $IPH_{real}/IPH_{provisional}$ según corresponda.

Dentro de este proceso, se han observado los siguientes errores

- Determinación incorrecta de los desvíos de 2012 de Gas Natural Distribución y de Madrileña Red de Gas II

Analizado el cálculo de los desvíos respecto a la retribución determinada en 2012, se ha observado que los desvíos para Gas Natural Distribución y de Madrileña Red de Gas II se han calculado incorrectamente. Mientras que la CNMC obtiene un desvío de -3.673.725 y 278.997€, respectivamente; el MINETUR obtiene un desvío de -3.780.891€ para Natural Distribución y de -108.942€ para Madrileña Red de Gas II.

		Retribución 2012		Desvío Retribución 2012		Diferencia
		calculada en 2012	calculada en 2013	Valor CNMC	Valor indicado por MINETUR	
Gas Natural Distribución SDG		694.710.898	691.037.173	-3.673.725	-3.780.891	-107.166
Madrileña de Gas II		57.164.886	57.443.883	278.997	-108.942	-387.939

26 Adicionalmente, en aplicación del apartado 2 del art. 18 de la Orden ITC/3993/2006, a efectos del cálculo del incremento de clientes industriales suministrados a presión inferior o igual a 4 bar con anterioridad a la entrada en vigor de la orden ECO/32/2004 (consumidores de grupos 2.bis) que pasen a ser suministrados a una presión mayor de 4 bar, se sigue el siguiente procedimiento: en el año en que tenga lugar dicho cambio, el número de clientes en esta situación y sus ventas correspondientes se considerarán exclusivamente como si se hubiesen realizado a una presión menor a 4 bar, mientras que en años sucesivos se considerarán los incrementos de ventas de acuerdo con la presión a la que se esté realizando el suministro.

El impacto económico de esta discrepancia, una vez aplicado los factores correctores, produce que el MINETUR reconozca aproximadamente 478.119 € menos a estas empresas.

- Imputación incorrecta del desvío 2012 de Iberdrola Distribución de Gas
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN DE GAS, S.A. vendió a MADRILEÑA RED DE GAS, S.A.U., mediante un contrato de compraventa firmado el 13 de junio de 2012 y con efectos a partir de 1 de septiembre de 2012, las redes de distribución de gas y derechos de distribución en la Comunidad de Madrid. Asimismo, y de acuerdo con escritura de compraventa de 31 de octubre de 2012, h IBERDROLA DISTRIBUCIÓN DE GAS, S.A.U., transfirió a GAS NATURAL CEGAS, S.A., la totalidad de sus activos de distribución de gas y derechos de distribución en la Comunidad Valenciana.

En el siguiente cuadro se recogen los valores obtenidos por esta Comisión para la retribución base 2012 de los activos de Iberdrola Distribución Gas que son vendidos a MRG I y CEGAS Gas Natural Distribución SDG y Madrileña Red de Gas II y que necesaria para el cálculo de la retribución 2013 ya que deben incrementar la retribución base de las sociedades adquirientes.

Cuadro 22. Retribución Base de 2012 de los activos de Iberdrola Distribución Gas que son vendidos a MRG I y CEGAS necesaria para el cálculo de la retribución 2013

Retribución anual en 2012 (en €)		Iberdrola Distribución de Gas (Antes escisión)		Iberdrola Distribución de Gas (Después escisión) que son adquiridos por CEGAS		Activos Adquiridos por Madrileña Red de Gas I, S.A. (Después escisión)	
		Retribución	Magnitud física	Retribución	Magnitud física	Retribución	Magnitud física
Retribución por Reparto Histórico 60-20-20	Criterio de reparto retribución anual						
Ptos Suministro <4bar (clientes medios)	60%	91.309	988.500	785	8,50	90.524	980,00
Demanda < 4 bar (MWh)	40%	60.873	21.281,712	2.302	805	58.571	20.477
Demanda > 4 bar (MWh)		0	0	0	0	0	0
Totales		152.182		3.087		149.095	
Retribución Unitaria (en €/unidad)		Valor unitario resultante del reparto 60-20-20					
Retribución/Ptos Suministro <4bar		92,371 €/cliente		92,371 €/cliente		92,371 €/cliente	
Retribución/Demanda < 4 bar		2,860334 €/MWh		2,860334 €/MWh		2,860334 €/MWh	
Retribución/Demanda > 4 bar		0,000000 €/MWh		0,000000 €/MWh		0,000000 €/MWh	

En cuanto a las retribuciones de distribución a reconocer, cabe señalar que Iberdrola Distribución de Gas tiene derecho al cobro de la parte proporcional de los desvíos de 2012 ya que las operaciones de compra-venta se realizaron a lo largo de 2012. A este respecto, procede señalar que el MINETUR en su Propuesta de Orden no reconoce ninguna retribución a Iberdrola Distribución de Gas.

En el cuadro adjunto, se muestra la retribución anual y los desvíos del 2012 para el conjunto de activos de Iberdrola Distribución Gas, y los activos adquiridos por Madrileña Red de Gas II y CEGAS, una vez aplicados los factores correctores $IPH_{real}/IPH_{provisional}$, a reconocer teniendo en cuenta la venta de activos de Iberdrola Distribución Gas.

Cuadro 23. Cifras de la CNMC de los desvíos 2012 a reconocer de Iberdrola Distribución Gas, Madrileña Red de Gas II y CEGAS asociadas a los activos de Iberdrola Distribución Gas

En €	Iberdrola Distribución	MRG I	CEGAS	Total
Retribución por Activos en CCAA de Valencia	2.572,58		514,52	3.087,10
Retribución por en CCAA de Madrid	99.396,60	49.698,30		149.094,90
Retribución 2012 calculada en 2013	101.969,18	49.698,30	514,52	152.182,00
Retribución 2012 calculada en 2012	98.885,10	48.318,56	449,60	147.653,26
Desvío 2012	3.084,08	1.379,74	64,92	4.528,74

- Reparto incorrecto de la escisión de Gas Natural Madrid SDG**

Con fecha de 13 de septiembre de 2013 se ha recibido escrito de Gas Natural SDG, S.A. acerca de la constitución de la sociedad Gas Natural Madrid SDG, SA, propiedad al 100% del Grupo que iniciará su actividad el 1 de enero de 2014, integrando los activos de distribución de la Comunidad de Madrid. La escisión cuenta con la resolución favorable de la Dirección General de Industria de la Comunidad de Madrid de 17 de julio de 2013.

Analizado el reparto del MINETUR, utilizando sus propios datos, se ha observado diferencias en los resultados del reparto de la retribución 2013 que posteriormente son utilizados para determinar la retribución 2014 de las sociedades Gas Natural Distribución y Gas Natural Madrid SDG, habiendo un descuadre 1.521 € tal y como puede observarse en el cuadro adjunto.

Cuadro 24. Análisis reparto escisión Gas Natural Madrid SDG realizado por el MINETUR

Retribución anual en 2013 (en €)		Gas Natural Distribución, S.D.G., S.A. (Antes escisión)		Gas Natural Distribución, S.D.G., S.A. (Después escisión)		Gas Natural Madrid SDG (Después escisión)	
Retribución por Reparto Histórico 60-20-20	Criterio de reparto retribución anual	Retribución	Magnitud física	Retribución	Magnitud física	Retribución	Magnitud física
Ptos Suministro <4bar (clientes medios)	60%	420.824.610	3.046.056,00	299.867.390	2.170.531,00	120.957.220	875.525,00
Demanda < 4 bar (MWh)	20%	140.274.870	27.503.780	89.464.808	17.541.420	50.810.062	9.962.360
Demanda > 4 bar (MWh)	20%	140.274.870	71.210.568	135.567.221	68.820.729	4.707.649	2.389.839
Totales		701.374.350		524.899.419		176.474.931	
Reparto Realizado por el MINETUR		701.374.350		524.900.940		176.473.410	
Diferencia		0		1.521		-1.521	
Retribución Unitaria (en €/unidad)		Valor unitario resultante del reparto 60-20-20					
Retribución/Ptos Suministro <4bar		138,154 €/cliente		138,154 €/cliente		138,154 €/cliente	
Retribución/Demanda < 4 bar		5,100203 €/MWh		5,100203 €/MWh		5,100203 €/MWh	
Retribución/Demanda > 4 bar		1,969860 €/MWh		1,969860 €/MWh		1,969860 €/MWh	

- Aplicación incorrecta de los factores correctores $IPH_{real}/IPH_{provisional}$ en la retribución de las distribuidoras de territorios extrapeninsulares**

Se ha observado que en la determinación de los desvíos de 2012 y 2013 de la empresa Gasificadora Regional Canaria que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares, el MINETUR ha aplicado incorrectamente los factores correctores $IPH_{real}/IPH_{provisional}$.

El efecto económico de este error es una mayor retribución reconocida por el MINETUR de 572 €.

Cuadro 25. Comprobación cálculo de aplicación de los factores correctores en la retribución de las distribuidoras extrapeninsulares

		Retribución 2012			Actualización CNMC
		Calculo 2012	Calculo 2013	Desvio	
Retribución Gasificadora Canaria		443.861,00	388.657,01	-55.203,99	-55.058,83
Activos		29.970,00	25.739,00	-4.231,00	-4.085,84
Extracoste		413.891,00	362.918,01	-50.972,99	-50.972,99
		Retribución 2013			Actualización CNMC
		Calculo 2012	Calculo 2013	Desvio	
Retribución Gasificadora Canaria		738.836,00	711.458,54	-27.377,46	-27.339,89
Activos		49.171,00	48.076,00	-1.095,00	-1.057,43
Extracoste		689.665,00	663.382,54	-26.282,46	-26.282,46
Factor Corrector: 0,965691417		Total Desvíos Actualizados			-82.399
		Desvio Calculado MINETUR			-81.827
		Diferencia			572

5.3.8. Retribución GTS

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial expone las necesidades retributivas de la actividad de Gestión Técnica del Sistema en el Epígrafe 11.

La Propuesta de Orden Ministerial prevé un valor de Retribución mayor en 11.232 € a la Propuesta de la CNMC actualizada (11.549.828 €).

La razón se encuentra en que el MINETUR propone, para 2014, mantener la retribución establecida para 2013 de 11.561.060 €²⁷, mientras la CNMC proponía transitoriamente para 2013 actualizarla con el valor interanual de IPC.

En ambos caso se propone no incluir la retribución del 50% del CPC, que venía cobrando implícitamente desde 2002 a 2012, ya que dicho activo pasó a ser propiedad 100% de ENAGAS, S.A., quien poseería el derecho de cobro de la retribución asociada²⁸.

5.3.9. Coste de organización de Subastas

La Propuesta de Orden, a diferencia de la Propuesta de la CNMC, no recoge el posible coste liquidable asociado a la organización de las subastas para la

²⁷ La Memoria recoge el la retribución establecida para 2012 de 11.789.434 €, mientras que la Propuesta de Orden recoge el valor establecido para 2013

²⁸ En el proceso de segregación y constitución de las sociedades filiales ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., y ENAGAS GTS, S.A.U., de ENAGAS, S.A., entre los activos no segregados, y que por tanto permanecen en el balance de ENAGAS, S.A., se encontraba el CPC (Centro Principal de Control).

Dicho activo percibe una retribución desde 2002 que, hasta la segregación, el 50% era percibida de forma directa e unívocamente identificada por la Actividad de Transporte y el otro 50% implícitamente dentro de la retribución de la Actividad de Gestión Técnica del Sistema.

adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los gasoductos, tanques de GNL y almacenamientos subterráneos.

A la vista de los costes establecidos en 2013 por las Resoluciones que establecieron las reglas operativas para el desarrollo de las subastas ²⁹, la CNMC propuso establecer para 2014 una previsión de coste de 235.000 € por la organización de ambas subastas, si bien este tipo de costes deberían desaparecer una vez estuviera en funcionamiento un Mercado Organizado de gas, sin que ello fuera razón suficiente para impedir la aparición de otros costes de naturaleza similar como los asociados a la plataformas de asignación capacidad.

5.3.10. Previsión cuota tributaria a ingresar por Tasa MINETUR/CNMC

Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece, en su Disposición Adicional Decimocuarta, la Tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos (Tasa MINETUR/CNMC)³⁰.

Tal y como se ha indicado en apartados anteriores, la Propuesta de Orden Ministerial prevé un valor de Retribución inferior en 115.920 € a la Propuesta de la CNMC actualizada.

La razón principal de esta diferencia es un error material de la Propuesta al aplicar la citada tasa.

5.3.11. Sobre cantidades pendientes de incluir en el régimen retributivo

Las Propuestas tanto de la CNMC como del MINETUR tienen en cuenta que, por los procesos administrativos de reconocimiento de los costes regulados de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, existe un periodo de tiempo entre la fecha de la puesta en servicio de la instalación (fecha de devengo de los derechos retributivos) y la fecha de incorporación del coste reconocido en el sistema de liquidaciones que hace que los pagos efectivos a las empresas de los costes reconocidos por las nuevas instalaciones sean posteriores a las fechas de devengo de los citados costes.

²⁹ Se estableció un coste de 135.000 € para cada una de las dos subastas celebradas, si bien el coste de la subasta del gas de operación se hubiera reducido a 100.000 € en el caso de haberse quedado desierta

³⁰ La base imponible de la citada tasa viene constituida por la facturación total derivada de la aplicación de peajes y cánones a que se refiere el artículo 92 de la Ley 34/1998, y el tipo por el que se multiplicará la base imponible para determinar la cuota tributaria a ingresar en el Tesoro Público será de 0,140 por ciento

Por tanto, a la hora de determinar las necesidades económicas del sector para un año concreto, y su consideración en la determinación de los peajes de acceso, esta realidad administrativa, que se asemeja al denominado criterio de caja, se implementa aplicando sobre las cantidades devengadas pendientes de inclusión en el régimen retributivo un porcentaje que representa la mejor previsión de incorporación de los costes reconocidos al sistema de liquidaciones, en su voluntad de aflorarlas.

En el análisis de las necesidades de económicas de la Propuesta de Orden Ministerial se ha puesto de manifiesto un criterio de caja del MINETUR más restrictivo que el que plantea esta Comisión.

5.4. Sobre la retribución a cuenta de la “Transmisión titularidad del gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera” y las instalaciones asociadas

La propuesta de Orden incluye en el régimen retributivo a cuenta la *“Transmisión titularidad del gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera”* y las instalaciones asociadas de *“Nueva Posición V-45 en gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera”* y la *“Modificación Posición K-11 en el gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera”* con una retribución conjunta para 2014 de 464.074,73 €, y para 2013 de 63.981,68 €.

El gasoducto *a la CTCC de Arcos de la Frontera a la CTCC de Arcos de la Frontera*, puesto en servicio el 5 de mayo de 2005, fue construido por IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U., como una línea directa para conectar con su ciclo combinado de Arcos de la Frontera, el sistema de transporte y distribución.

Con fecha 15 de enero de 2013 el Director del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Andalucía extiende acta de transmisión de titularidad del gasoducto a la CTCC de Arcos de la Frontera

Comentarios

Con fecha 14 de junio de 2012 esta Comisión emitió informe sobre Propuesta de Resolución de la DGPEyM, por la que se autoriza la transmisión de la titularidad del gasoducto de alimentación a la CTCC de Arcos de la Frontera, propiedad de IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U., a ENAGAS, S.A.

En el punto 7.1 dicho informe se indicaba:

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 del sector gasista para el año 2014

que con el valor de la inversión a reconocer a la instalación a efectos del sistema retributivo, es adecuado indicar: que el suministro de gas natural a TERMESOL-50 y ARCOSOL-50, y eventualmente a los consumidores potenciales de los municipios colindantes podría efectuarse, de forma alternativa a la utilización de la instalación que se transmite, mediante la construcción de un gasoducto primario de ocho pulgadas de diámetro en un trazado paralelo con la actual línea directa, con una inversión estimada en aplicación de los valores unitarios de inversión aprobados en la Orden IET/3587/2011 de 1,46 millones de €. Que un gasoducto similar a la instalación a transmitir de 24" de diámetro actualmente tendría una inversión estimada en aplicación de los valores unitarios de inversión aprobados en la Orden IET/3587/2011 de 4,87 millones de €, según se indica en la figura adjunta.

Valor actual de la inversión mediante gasoductos de 8" y 24"

Inversión (en Millones €)	Gasoducto de 8"	Gasoducto de 24"	Diferencia (en M€)
Línea de 5989 m.	1,19	3,56	2,37
2 posiciones de seccionamiento	0,28	1,31	1,03
Total Inversión	1,46	4,87	3,40

Que por tanto, la inversión realmente necesaria efectuar para el suministro a TERMESOL-50 y ARCOSOL-50 representaría menos del 30% que un gasoducto similar a la actual línea directa. En el caso de que las necesidades de cobertura de demanda futura de la zona fueran mayores sería necesario un gasoducto de mayor diámetro y, en consecuencia, la diferencia de costes sería menor de la anteriormente indicada, lo que también tendría que ser tenido en consideración para el establecimiento de la retribución reconocida.

Que la línea directa objeto de la transmisión actualmente no supone un coste para el sistema gasista, puesto que es una instalación cuya inversión y mantenimiento corre por cuenta de IBERDROLA. Que se desconoce el valor de la inversión efectuada en su momento por IBERDROLA, así como, el valor en el momento actual de la instalación, una vez descontadas las amortizaciones efectuadas por IBERDROLA

Que el contrato privado entre IBERDROLA y ENAGÁS sobre la compra-venta del activo objeto de la transmisión, [...]

En definitiva, se considera adecuado poner en conocimiento estas circunstancias al MINETUR para que éste pueda establecer la retribución reconocida más adecuada a estos activos.

En consecuencia, esta Comisión considera que, dada la singularidad de la instalación por ser anteriormente una línea directa, junto con las dificultades para establecer un valor de inversión ajustado a las necesidades reales del sistema gasista, la instalación debe ser excluida de recibir una retribución en su modalidad “a cuenta”, debiendo ser retribuida una vez valorados adecuadamente todos los factores puesto de manifiesto en el informe de esta Comisión de 14 de junio de 2012

5.5. Sobre la retribución por puesta en frío de buque

La Memoria de la Propuesta recoge en su punto 19.7 la consideración de que en el diseño de la retribución de los costes de O&M variables por el GNL transvasado a buques, solo se tuvo en cuenta el volumen de la energía cargada, sin tener en cuenta otros factores que pudieran ser relevante a la hora de tener en cuenta los costes reales incurridos, como el propio tiempo empleado en la operación.

Así mismo, se indica que dicha retribución variable por el GNL transvasado a buques, se aplica tanto a la carga de GNL en buques como en el servicio de puesta en frío. Que la duración de ambas operaciones puede llegar a ser similar y por tanto el uso de recursos es similar. No obstante la cantidad de GNL transvasado en las operaciones de puesta en frío es muy inferior a la cantidad transvasada en las operaciones de carga de GNL, por lo que la remuneración al titular de la planta es muy diferente.

En consecuencia, la Memoria de la Propuesta indica que a la vista de la desproporción entre la retribución de ambas operaciones, y al objeto de no desanimar a los titulares de las instalaciones a realizar las operaciones de puesta en frío, propone incluir una retribución mínima de 35.000€, equivalente al 50% del término fijo del peajes de carga de GNL. Por ello, en el Anexo VII, sobre valores unitarios de inversión y O&M en regasificación, de la Propuesta se introduce el siguiente párrafo:

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 del sector gasista para el año 2014

En el caso de operaciones de puesta en frío la retribución por operación no podrá ser inferior a 35.000€

Los valores unitarios de inversión y O&M de las instalaciones de regasificación, fueron revisado y actualizados en la Orden ITC 3128/2011, como consecuencia de la revisión realizada por esta Comisión a results del mandato a la misma de la Disposición Adicional segunda del Real Decreto 326/2008.

En el informe de esta Comisión del 11 de noviembre de 2010, de “*Propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de O&M para instalaciones de regasificación*”, se analizaron los costes de O&M habidos en el periodo 2004-2008, se propusieron nuevos valores unitarios, fijos y variables, de O&M para retribuir adecuadamente estos costes, y se propuso su actualización anual mediante las correspondientes fórmulas.

Los valores unitarios de O&M fueron diseñados para retribuir globalmente los costes generados en cada año y en cada planta de regasificación, en función de sus instalaciones y de las operaciones que realiza, por lo que no se considera procedente, sin la correspondiente justificación cuantitativa y cualitativa, modificar el actual esquema de retribución de los costes de O&M.

La Memoria de la Propuesta no justifica que la retribución por costes de O&M para instalaciones de regasificación, globalmente considerada, sea insuficiente. Por lo que en caso contrario, la retribución mínima de 35.000€ por operación de puesta en frío, estaría sobre-retribuyendo la actividad de regasificación, en su conjunto.

En consecuencia, se propone eliminar del Anexo VII, sobre valores unitarios de inversión y O&M en regasificación, de la Propuesta el párrafo:

En el caso de operaciones de puesta en frío la retribución por operación no podrá ser inferior a 35.000€

A la vista del tiempo transcurrido, superior a los cuatro años establecidos en el artículo 15³¹ del Real Decreto 949/2001, se propone realizar la revisión de los valores unitarios de O&M y de inversión, tanto de las instalaciones de regasificación como de transporte, para establecer un nuevo periodo de cuatro años.

³¹ Los sistemas de actualización de las retribuciones se fijarán para periodos de cuatro años, procediéndose en el último año de vigencia a una revisión y adecuación, en su caso, a la situación prevista para el próximo periodo

5.6. Sobre la previsión de retribución transitoria de la planta de regasificación El Musel

La Memoria de la Propuesta recoge en su punto 6.2 calcula la cantidad a abonar en 2014 por la retribución transitoria, correspondiente a los años 2012, 2013 y 2014, de la planta de regasificación El Musel, por valor de 75,9 millones de euros, una vez incluidos los costes de O&M.

Con fecha 12 de diciembre de 2013 la Sala de Supervisión Regulatoria esta Comisión aprueba informe sobre la Propuesta de Resolución de DGPEyM, con fecha de entrada en esta Comisión el 29 de julio de 2012, por la que se reconoce una retribución financiera transitoria, de carácter provisional, para la planta de regasificación de El Musel.

A efectos de este informe, y sin perjuicio de lo indicado en el informe de esta Comisión de 12 de diciembre de 2013, indicar que, en tanto no se conozca el valor auditado de la inversión realizada, la retribución financiera transitoria, habría de tener el carácter provisional.

6. Otras Consideraciones

6.1. Artículo 3. Cuotas destinadas a fines específicos

Este artículo determina las cuotas destinadas a la retribución del GTS y tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos, que serían del 0,39% y del 0,14% respectivamente.

En la redacción de este artículo se modifica la denominación de años anteriores de *“tasa CNE”* por *“tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos”*.

Por otro lado, la cuota destinada a la retribución del GTS, sube del valor publicado de 0,38%, en la anterior Orden IET/2812/2013, al 0,39% para este año.

Por último, en este artículo se establece la retribución provisional del GTS para el año 2014, en 11.561.060 €, con el mismo valor que la contenida el año pasado en la Orden IET/2812/2012.

El cambio de denominación de la antigua tasa de la CNE es el propio de la adecuación formal a la creación de la nueva Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), donde se integra la antigua Comisión Nacional de Energía (CNE), de acuerdo con la Ley 3/2013.

En relación a la retribución del GTS, adicionalmente, cabe indicar que conforme lo dispuesto en la D. F. Sexta de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, relativa a la “Constitución de sociedades filiales de ENAGÁS, S.A., se ha constituido mediante escritura de segregación y constitución de sociedad anónima, de fecha 29 de mayo de 2012, la empresa ENAGAS GTS, S.A.U.

Que el artículo 23 del Real Decreto 949/2001 Retribución del gestor técnico del sistema establece que:

“El Gestor Técnico del sistema tendrá reconocida una retribución por el ejercicio de esta actividad dentro del sistema gasista. La determinación de esta retribución se realizará tomando en consideración los costes de operación, comunicación y control, así como otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad. El Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará, antes del 31 de enero de cada año, la retribución que corresponde percibir al gestor técnico del sistema por el ejercicio de esta actividad.”

Que en base a la citada disposición se ha ido estableciendo anualmente la correspondiente retribución anual a la actividad del GTS.

No obstante, teniendo en cuenta la pasada segregación del GTS en sujeto jurídico independiente, se considera necesario que la regulación establezca una metodología explícita de retribución de esta actividad, que permita la adecuada toma de decisiones de inversión y gasto por el GTS, en un marco supervisado y controlado ex ante por la autoridad regulatoria correspondiente.

6.2. Artículo 4. Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones

Se sugiere completar la redacción del artículo 4.6 a efectos de considerar su aplicación a los peajes de regasificación y carga en cisterna. En consecuencia se propone la siguiente redacción:

6. Cuando el período de facturación no coincida con un mes natural, ~~el~~ los términos fijos de los peajes de transporte y distribución T_{fij}, o el término de reserva de capacidad T_{fe}, regasificación T_{fr} o carga de cisternas T_{fc}, se calcularán multiplicando el valor mensual por el cociente entre el número de

días a facturar del mes que entren en el período de facturación y el número de días del mes. Cuando el período de facturación coincida con un mes completo se aplicará directamente el valor publicado.

6.3. Artículo 5. Contratación de capacidad de carga de GNL con destino a plantas satélites

La propuesta establece que los usuarios que quieran contratar nueva capacidad de carga de cisternas para instalaciones de consumo de GNL (plantas satélite de GNL) deberán acreditar ante el titular de la planta de regasificación que sus clientes no se situadas en un radio inferior a 2.000 metros de una red de transporte o de distribución de gas.

Las limitaciones a la contratación de cisternas en las plantas españolas en función de la ubicación de los consumidores finales se incluyeron por primera vez en la Orden IET/2812/2012. Como novedad en la propuesta de Orden que ahora se informa, se incluye un nuevo artículo (artículo 5) en el que se establecen distintos requisitos y condiciones para la aplicación de esta limitación.

En particular, en las instalaciones de consumo situadas en un radio inferior a 2.000 metros de una red de transporte o distribución, se permite el suministro temporal de GNL siempre que el consumidor haya aceptado y firmado el presupuesto de conexión a la red. El suministro temporal de GNL finalizará cuando se ponga en servicio la instalación de conexión, o bien si han transcurrido dos años desde la aceptación del presupuesto, salvo retraso justificado ante la DGPEyM. Se exceptúan de esta obligación las instalaciones en las que los costes de construcción de la conexión sean superiores a 5 veces los costes unitarios.

El objetivo de la Orden Ministerial es conectar a la red de transporte/distribución gasista a los consumidores de GNL, tal como justifica la memoria de la Orden, para mejorar la seguridad en el tráfico rodado de mercancías peligrosas mediante la disminución del número de cisternas vehiculadas por carretera y reservar la capacidad de carga de cisternas a aquellos usuarios que no tienen la posibilidad efectiva de conectarse a la red. Adicionalmente, esto permitiría recuperar el coste de las infraestructuras de transporte y distribución.

La nueva redacción de la propuesta de Orden Ministerial clarifica la redacción de la Orden en vigor. En el extremo, la Orden en vigor podría llevar a determinados clientes que quieran ampliar su consumo a desconectarse del consumo de gas.

Sin embargo, la propuesta presenta problemas desde el punto de vista de la libre elección del consumidor, al obligar a clientes concretos, situados a menos de los 2.000 metros de la red, a optar por el suministro de gas natural por canalización frente al suministro mediante camiones cisterna. En algunas circunstancias, el suministro mediante camiones cisterna puede resultar una opción competitiva y más ventajosa para un consumidor, en aquellos casos en los que los costes de la acometida y de conexión a la red de gas superan los costes de construcción de una planta satélite de GNL.

Adicionalmente, cabe señalar que en la CNMC se han recibido varias consultas y quejas de consumidores afectados por esta normativa. Por otra parte, el número de instalaciones afectadas por esta norma, a menos de 2.000 metros de un gasoducto, sería relativamente limitado. Además el número de cisternas que pueden cargarse en las plantas españolas está limitado, por lo que el tráfico de cisternas no puede aumentar más allá de esta capacidad que ya tiene un elevado porcentaje de utilización.

Por otra parte, la norma podría obligar a los clientes afectados a contratar la carga de cisternas de GNL en las plantas de Portugal o de Francia, y generar un incremento en la circulación de camiones.

Por todo lo anterior, se propone la eliminación de los artículos 4.7 y 5 de la propuesta de Orden.

Como alternativa a su eliminación, se indica que para asignar eficientemente la capacidad de los cargaderos de cisternas de las plantas de regasificación, cabría la posibilidad de analizar el empleo de mecanismos de mercado, en el caso de que se produjera una saturación de los cargaderos de cisternas en las plantas españolas

6.4. Artículo 10. Telemedida

Este artículo establece los consumidores que tienen que instalar telemedida en sus instalaciones, las obligaciones de los consumidores, distribuidores y transportistas en relación a la telemedida y cómo se debe facturar en el caso de que no funcione la misma.

Se propone la incorporación de un nuevo apartado 10, al artículo, con el fin de que la información de estos clientes telemedidos, proporcionada por cada distribuidor, esté disponible en el sistema SL-ATR, sistema informático del GTS, en el que gestionan todos los procesos de nominación, medida, reparto y balance.

Esto resulta útil, por un lado, para que los comercializadores tenga acceso de forma agregada a la información de sus clientes para que puedan comprobar,

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 del sector gasista para el año 2014

que toda la información que reciben a primera hora de la mañana sobre su repartos diarios, sobre el día anterior, es correcta; por otra parte, serviría para que el GTS acceda a la información para hacer una mejor previsión de demanda, además de facilitar el chequeo del balance del sistema por parte del GTS

Los distribuidores además, deberán proporcionar al GTS el código CNAE de cada cliente, Clasificación Nacional de Actividades Económicas, para facilitar al GTS la caracterización de la demanda.

Propuesta de redacción alternativa

*10. Los distribuidores informarán diariamente al Gestor Técnico del Sistema a través del SL-ATR, del detalle de los consumos teledados por cada consumidor, especificando para cada día: comercializador vigente, peaje, PCTD/PCDD, CUPS y consumo, dentro de los plazos correspondientes marcados en la NGTS-06 "Repartos", apartado 6.4.1.1 "Plazos para el reparto diario", para el envío de los Repartos del día "n".
Los distribuidores facilitarán el código CNAE de cada consumidor con teledada.*

Adicionalmente deberá establecerse una disposición transitoria para que se puedan desarrollar informáticamente este proceso. Se propone dar un plazo de 3 meses a los operadores para que esta funcionalidad esté disponible.

6.5. Artículo 14. Régimen aplicable a los gases manufacturados en el archipiélago canario

El artículo 14 de la propuesta de Orden establece el precio de cesión liquidable de las distribuidoras de gases manufacturados en Canarias en 0,035 €/kWh, lo que supone un incremento del 50% respecto del precio establecido en el artículo 14 de la Orden IET/2812/2012 (0,023326 €/kWh).

Si bien en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se justifica este incremento, cabe señalar que esta subida del precio de cesión se aproxima al precio real del GLP. Al respecto, se indica que el precio de cesión de la propuesta de Orden cubriría el 49% del precio real del GLP registrado en 2012.

COMPARATIVA EFECTO NUEVO PRECIO CESIÓN	Extracoste actual	Nuevo Extracoste Propuesta
KWh adquiridos. Cierre 2012 (KWh)	7.538.930	7.538.930
Precios cesión (€/kWh)	0,023326	0,035
Coste liquidable cubierto (€)	175.853	263.863
Coste real (€)	538.771,10	538.771,10
Extracoste a reconocer posteriormente(€)	362.918,02	274.908,55

6.6. Artículo 15. Merms en las redes de distribución

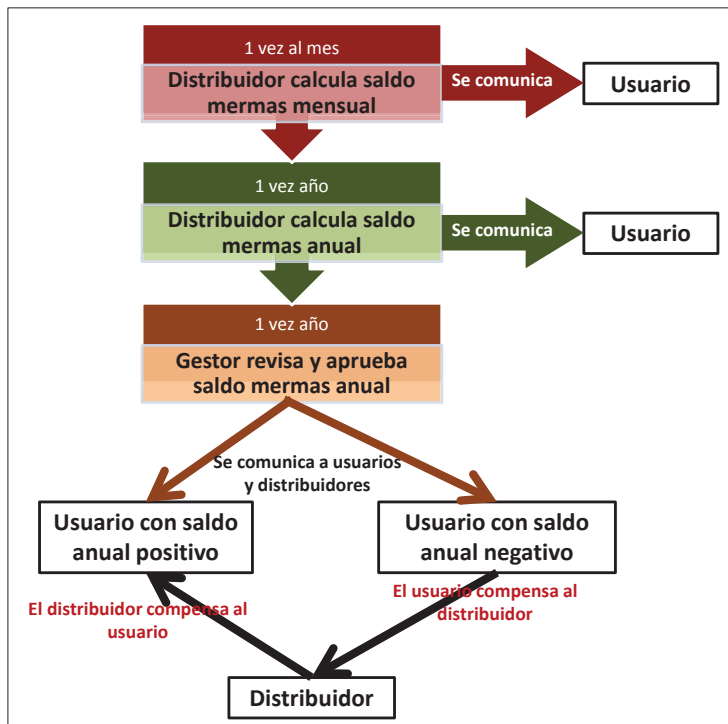
Este artículo establece cómo deben calcularse los saldos de merms en las redes de distribución y la información que los distribuidores deben proporcionar a sus usuarios al respecto.

Los distribuidores serán los responsables de calcular, para cada mes *m*, las merms reales, las merms retenidas y el saldo de merms en sus redes, definido como las merms reales menos las merms retenidas. Además deben repartir este saldo entre sus usuarios. Para cada mes, el cálculo se hará en el mes *m+3*, y se comunicará a cada usuario el saldo que le corresponde. Además, una vez al año los distribuidores calcularán el saldo de merms anual de los usuarios, como la suma de sus saldos mensuales, proporcionando esta información a los usuarios y al Gestor Técnico del Sistema. Éste último supervisará los cálculos realizados por los distribuidores y aprobará los saldos de merms.

La Propuesta prevé que, cuando el saldo anual de merms de un usuario sea positivo, el usuario descuenta, en el siguiente pago de peajes de acceso al distribuidor, la cantidad que resulte de valorar dicho saldo al precio medio del gas talón y gas de operación del año al que corresponde el saldo. En caso de que el saldo anual de merms del usuario sea negativo, el usuario abonará al distribuidor, en el siguiente pago de peajes, la cantidad que resulte de valorar la mitad del saldo al precio medio del gas talón y gas de operación del año al que corresponde. Las cantidades económicas a descontar o abonar a los distribuidores en el pago de peajes no contabilizarán a efectos del sistema de liquidaciones.

En aquellos aspectos no establecidos por la Propuesta de Orden, como son la metodología para el cálculo del saldo de merms y su reparto entre los usuarios, el procedimiento de revisión de los saldos asignados y el procedimiento de remisión de información, se hace referencia a la obligación de seguir lo dispuesto en los protocolos de detalle correspondientes de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

La Propuesta de Orden define el siguiente procedimiento para el cálculo y compensación de las mermas en distribución:



Este nuevo procedimiento se valora positivamente, ya que modifica el procedimiento actual, definido en el apartado 6.2.2.4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, adoptando criterios similares a lo establecido en el tratamiento de mermas en transporte y regasificación. En concreto, la Propuesta unifica la terminología empleada y la fórmula para calcular el saldo de mermas. Además, introduce incentivos análogos a los de transporte y distribución para que los distribuidores reduzcan las mermas en sus instalaciones.

No obstante, respecto al texto de la Propuesta se realizan los siguientes comentarios:

- La Propuesta indica que los saldos de mermas se valorarán empleando el precio medio del gas talón y gas de operación del año al que corresponde el saldo. Sin embargo, no se explica cómo debe calcularse este precio. La necesidad de establecer una metodología clara de cálculo de este precio de referencia resulta aún más relevante si se tienen en cuenta que, dada la fórmula de actualización mensual del precio del gas de operación y gas talón, pueden existir, en un mismo mes, varios valores distintos de este precio. Sería conveniente garantizar que todos los agentes emplean el mismo valor de precio medio del gas de operación y gas talón. Por ello, se

recomienda definir en detalle cómo debe calcularse este precio, y que sea un único agente, el Gestor Técnico del Sistema, quien lo calcule y lo publique en su página web.

- De acuerdo con la Propuesta, serán los usuarios quienes incrementen o reduzcan el pago de peajes al distribuidor, según la valoración económica de su saldo de mermas. Para evitar confusiones en las cantidades que cada usuario debe pagar o cobrar, sería aconsejable que fuese el Gestor Técnico del Sistema, quién calculase estas cantidades, e indicase a cada distribuidor y usuario la compensación que le corresponde.
- Puesto que las cantidades económicas así calculadas quedan fuera del sistema de liquidaciones, no parece adecuado que se incluyan en las facturas de peajes de los usuarios; la compensación debería realizarse con facturas independientes. Por ello, se recomienda que las cantidades económicas para compensar los saldos de mermas en distribución, comunicadas por el Gestor, sean abonadas por los usuarios y/o el distribuidor, estableciéndose un plazo de un mes a contar desde que se recibe la comunicación.
- La propuesta anterior supondría asignar al GTS una cierta facultad 'resolutoria'. Esto último determinaría la existencia una decisión del GTS (aprobación tanto de saldos como de consecuencias económicas para los agentes), que sería susceptible de reclamación.

El cauce adecuado de reclamación sería el conflicto de gestión del sistema, cuya resolución correspondería a la CNMC, a tenor del artículo 12.1.b.2º de la Ley 3/2013 ("Conflictos que le sean planteados en relación con la gestión económica y técnica del sistema y el transporte, incluyendo las conexiones entre instalaciones"). En la resolución de un eventual conflicto la CNMC podría modificar, con carácter vinculante para las partes, la decisión del GTS en aquellos casos en que uno de los usuarios u operadores afectados, aspecto que se debería recoger en la Orden que finalmente se publique.

- La Propuesta pretende establecer un modelo similar al recogido en regasificación y transporte, donde los operadores de infraestructuras compensan a los usuarios por el saldo de mermas positivo y son compensados por los usuarios por la mitad del saldo negativo; sin embargo, la redacción dada a esta disposición no es suficientemente clara.

Los saldos de mermas en distribución se calculan por punto de conexión transporte-distribución y por punto de conexión distribución-distribución (PCTD/PCDD). En un mismo punto de conexión existe un único saldo, con signo positivo o negativo, que se reparte entre los usuarios, de manera que todos los usuarios presentes en dicho punto tienen saldos con el mismo

signo. No obstante, la red de distribución de un operador puede llegar a tener cientos de PCTDs/PCDDs, de ahí que un mismo distribuidor tenga usuarios con saldos positivos y negativos al mismo tiempo, lo que no ocurre en regasificación y transporte.

Para que los distribuidores con saldo positivo compensen por este saldo a los usuarios, los distribuidores abonarán a todos los usuarios con saldo positivo la cantidad resultante de valorar el saldo de cada uno al precio de referencia, y los usuarios con saldo anual negativo abonarán al distribuidor el resultado de valorar el saldo de cada uno al precio de referencia.

Por otro lado, para que los distribuidores con saldo anual negativo sean compensados por la mitad de su saldo por los usuarios, se procederá de la siguiente forma. En primer lugar, se valorará la mitad del saldo anual de mermas del distribuidor al precio de referencia, y se repartirá esta cantidad entre todos sus usuarios, proporcionalmente al consumo de cada uno en el conjunto de las redes del distribuidor. Posteriormente se valorará el saldo de cada usuario al precio de referencia, y al resultado se le adicionará la cantidad repartida. Cuando la cantidad resultante de esta última operación presente signo negativo, el usuario abonará al distribuidor esta cantidad. Cuando la cantidad resultante presente signo positivo, será el distribuidor quien abone dicha cantidad al usuario.

La siguiente figura ilustra un ejemplo de cómo se realizaría la compensación entre un distribuidor y dos usuarios en este caso. Para ello, se propone una redacción más inequívoca en el epígrafe siguiente.

	Signo - : paga Signo + : cobra		Signo - : cobra Signo + : paga
	Comercializador 1 (70% consumo)	Comercializador 2 (30% consumo)	Distribuidor (*)
Saldo anual de mermas (kWh)	-400.000	+100.000	-300.000
Precio de referencia (€/kWh)	0,02		
Valoración inicial del saldo de mermas(€) (1)	$-400.000 \times 0,02 =$ -8.000	$+ 100.000 \times 0,02 =$ +2.000	$-300.000 \times 0,02 =$ -6.000
Incentivo a repartir entre usuarios según el consumo (€)	$6.000/2 =$ 3.000		
Reparto de la mitad del saldo del distribuidor (€) (2)	$3.000 \times 0,7 =$ 2.100	$3.000 \times 0,3 =$ 900	---
Compensación del saldo de mermas que corresponde a cada agente (€) (1) + (2)	-5.900	2.900	-3.000

(*) **Nota:** Cuando el saldo de mermas es positivo, las mermas reales son superiores a las reconocidas. Cuando el saldo de mermas es negativo, las mermas reales son inferiores a las reconocidas.

Por último, respecto a las referencias que se incluyen sobre el empleo de los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondientes, debe señalarse que, para poder hacer efectiva las disposiciones previstas en la Propuesta sobre las mermas en distribución, es urgente que estos protocolos se desarrollen lo antes posible.

Con todos los cambios expuestos anteriormente, el artículo 15 quedaría redactado como sigue:

“Artículo 15. Mermas en las redes de distribución

1. *Antes de la finalización del mes “m+3”, los distribuidores calcularán para cada mes “m” y por PCTD/PCDD, las mermas reconocidas en la red, las mermas reales, y el saldo de mermas resultante, calculado como las mermas reales menos las mermas reconocidas. Los distribuidores comunicarán a los usuarios el saldo mensual de mermas del mes “m” que les corresponde en cada PCTD/PCDD, junto con la información necesaria que permita reproducir su cálculo. Para todo ello se aplicarán los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que correspondan.*
2. *Antes del 1 de abril de cada año los distribuidores calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados para el conjunto de sus redes y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual de 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.*
3. *Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.*
4. *Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de mayo de cada año del año siguiente. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.*
5. *Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará al distribuidor dicho error lo antes posible, antes del 25 de*

abril de cada año, con el fin de que éste pueda corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

6. Antes del 1 de junio de cada año, el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas anuales, 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 punto 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.2º de la Ley 3/2013.

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. Este precio de referencia se calculará como la media aritmética de los precios mensuales del gas talón y gas de operación del año en que dichas mermas se hayan generado. Cuando en un mismo mes del año exista más de un precio de gas de operación y gas talón, se calculará primero la media aritmética del mes en cuestión y se empleará ésta para el cálculo de la media aritmética anual.

7. ~~El distribuidor con saldo de mermas anual positivo en el conjunto de sus redes En el caso de que a un usuario se le comunique un saldo anual de mermas positivo en el conjunto de las redes de un distribuidor (mermas reales superiores a las mermas reconocidas), este procederá a descontar abonará a sus usuarios con saldo de mermas anual positivo, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor siguiente pago de peajes de acceso al distribuidor, la cantidad que resulte de valorar dicho saldo al precio de referencia medio del gas de operación y gas talón del año en que dichas mermas se hayan generado. A su vez, los usuarios con saldo anual de mermas negativo, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, abonarán al distribuidor el saldo del usuario valorado a este mismo precio. El distribuidor declarará en la liquidación los peajes íntegros.~~

8. ~~Para el distribuidor con un saldo de mermas anual negativo en el conjunto de sus redes, se valorará la mitad de dicho saldo Igualmente, los usuarios que presenten en el conjunto de las redes de un distribuidor, un saldo de mermas anual negativo (mermas reales inferiores a las mermas reconocidas), abonarán al distribuidor en el siguiente pago de peajes, la mitad de la cantidad que resulte la cantidad que resulte de valorar este saldo al precio medio del gas de operación y gas talón del año en el que dicho saldo de mermas se ha generado al precio publicado de referencia, y se repartirá la cantidad así calculada entre sus usuarios de forma proporcional al consumo de cada uno en el conjunto de las redes del distribuidor. Posteriormente, se valorará el saldo de mermas de cada usuario al precio publicado por el Gestor y se le adicionará la cantidad repartida. Cuando la cantidad resultante de esta última operación sea negativa, los usuarios, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, abonarán dicha cantidad al distribuidor. Cuando sea positiva, será el distribuidor quien, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, abone dicha cantidad al usuario.~~

~~El distribuidor considerará estos ingresos como no liquidables.~~

Los ingresos o costes de los distribuidores que resulten de la compensación del saldo de mermas en sus redes no serán considerados ingresos o costes liquidables a efectos retributivos.

98. En caso de retrasos en el abono de las cantidades correspondientes, se devengarán intereses de demora equivalentes al Euribor a tres meses publicado en Reuters el día del vencimiento del pago incrementado en dos puntos.

~~109.~~ Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en base al informe de Gestor Técnico del Sistema, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en la red de distribución, si así lo considera necesario.”

Por último, señalar que debería derogarse el apartado 6.2.2.4 *Diferencias de medición en PCTD*, de la NGTS-06, aprobada por Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre.

6.7. Artículo 16. Adquisición de gas talón y de gas de operación

En este artículo se regula el procedimiento de adquisición y retribución del gas talón y del gas de operación para las instalaciones de transporte de gas natural. En relación con el artículo 15 de la orden IET/2812/2012, se han introducido las siguientes modificaciones (texto subrayado):

“2. [...]

Para la adquisición de dicho gas se organizarán una o varias subastas anuales en cuyo caso las reglas se establecerán por resolución del Secretario de Estado de Energía. Igualmente por Resolución del Secretario de Estado de Energía se podrá establecer cualquier otro mecanismo de mercado transparente y no discriminatorio.[...]

4. El gas de operación se valorará al precio resultante de la subasta, y su compra tendrá la consideración de gasto liquidable.

5. En la valoración de operación y del gas talón se incluirá cualquier impuesto o tasa aplicable y no deducible.

Se considera adecuado que la norma contemple la posibilidad de establecer otros mecanismos de mercado transparentes y no discriminatorios para la adquisición del gas talón y el gas de operación, además de la posibilidad de una o varias subastas anuales.

En particular, la nueva redacción permitiría que la compra de gas de operación y de gas talón se realice a través de compras diarias en un mercado organizado de gas natural, sirviendo así como medida de impulso a la generación de liquidez en dicho mercado. El nivel de desarrollo de las infraestructuras de la red básica de gas natural, la regulación sectorial y el grado de madurez y competencia del mercado español de gas, hacen posible y recomendable desarrollar un mercado de gas que dote de flexibilidad y liquidez a la gestión del gas natural, estimule la competencia y permita la aparición de un precio transparente del gas natural en España.

La falta de un precio transparente del mercado de gas en España constituye uno de los principales problemas del mercado de gas. El fomento de la contratación en un mercado diario de gas permitiría proporcionar señales de precios de la situación real del mercado diario de gas, puesto que en un mercado liberalizado, los distintos agentes (comercializadores de gas en España, comercializadores de gas internacionales, empresas generadoras de electricidad o consumidores) necesitan tener información correcta de los precios del gas para tomar sus decisiones.

Por ello, se propone ser más explícito en la redacción de dicho artículo, para que la compra de gas talón y gas de operación se realice a través de un mercado organizado, una vez que esté disponible la correspondiente plataforma de mercado.

Por otro lado, la modificación que introduce la propuesta de Orden sobre el artículo 15 de la actual Orden de peajes (Orden IET/2812/2012³²) se entiende como una mejora sobre la normativa de aplicación a las subastas de gas de operación/talón, toda vez que cabría interpretar que completa la regulación tanto en el supuesto de no llevarse a cabo el procedimiento de subasta, bien porque la misma haya sido declarada desierta o bien porque haya sido suspendida, o bien en el supuesto de adjudicarse un volumen inferior al subastado, habilitándose a la SEE a que establezca por Resolución el procedimiento de mercado alternativo al de subasta. Debe tenerse en cuenta, que de acuerdo a la normativa en vigor de las subastas de gas de operación/talón (Resolución de 19 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía y Reglas de aplicación a la séptima subasta de gas de operación, aprobadas a través de la Resolución de 10 de mayo de 2013 de la Dirección General de Política Energética y Minas- DGPEyM-), sólo en el supuesto de que

³² Artículo 16 de la propuesta de Orden.

la subasta fuera declarada desierta está previsto la aplicación de un procedimiento alternativo para la adjudicación del gas.

Por último, cabe mencionar que el nuevo apartado 5, en el que se especifica que en la valoración del gas de operación/talón se incluirá cualquier impuesto o tasa aplicable y no deducible, no supone una novedad normativa ya que así queda recogido en el artículo 13 de la Resolución de 19 de mayo de 2008, de la DGPEyM, así como en el apartado octavo de la Resolución de 10 de mayo de 2013 de la DGPEyM, por la que se establecen las reglas operativas de la séptima subasta, celebrada el 28 de mayo de 2013.

Se propone modificar el punto dos, con la siguiente redacción:

“2. [...]”

“Para la adquisición de dicho gas se organizarán una o varias subastas anuales en cuyo caso las reglas se establecerán por resolución del Secretario de Estado de Energía. Igualmente por Resolución del Secretario de Estado de Energía se podrá establecer cualquier otro mecanismo de mercado transparente y no discriminatorio, como la compra de gas talón y gas de operación a través de un mercado organizado”

También se propone añadir a los puntos 3 y 4 del artículo la consideración del mecanismo de mercado para la adquisición del gas colchón o el de operación, de la siguiente manera:

“3. El gas destinado a nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación se retribuirá como inversión necesaria para la actividad de transporte, reconociéndose una retribución financiera. El gas colchón de los almacenamientos subterráneos de la red básica se retribuirá conforme a lo establecido en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, al precio resultante de la subasta o del mecanismo de mercado establecido para su adquisición.

4. El gas de operación se valorará al precio resultante de la subasta o del mecanismo de mercado establecido para su adquisición, y su compra tendrá la consideración de gasto liquidable.”

6.8. Artículo 18. Coeficientes de mermas en las instalaciones gasistas

Este artículo fija los porcentajes de mermas a retener a los usuarios por los titulares de instalaciones, manteniendo los mismos porcentajes que están en vigor actualmente.

El porcentaje de retención de mermas en regasificación se establece de nuevo en un 0,01% del gas descargado en las plantas, sin modificarse el valor que ha venido aplicándose en los últimos años

En este sentido, cabe señalar que los informes de valoración y compensación de los saldos de mermas anuales en las plantas de regasificación, que se llevan realizando desde el año 2010, han puesto de manifiesto la existencia, de manera mantenida, de unas mermas reales en las plantas de regasificación negativas.

kWh/año	2012	2011	2010
Mermas reales en regasificación	-272.926.555	-387.829.541	-343.560.000
Mermas retenidas en regasificación	23.773.502	26.535.460	68.030.000
Saldo de mermas (calculado como mermas reales menos mermas retenidas)	-296.700.057	-414.365.001	-411.590.000

En consecuencia, parecería lógico reducir el porcentaje de retención de gas en las plantas de regasificación a los usuarios, proponiéndose fijar este porcentaje en la mitad del actualmente vigente (0,005%). Se propone el siguiente redactado

“Los porcentajes de mermas a retener a los usuarios por parte de los titulares de las instalaciones son los siguientes:

- Mermas de regasificación (Cr): ~~0,01~~ 0,005% del gas descargado en las plantas de regasificación.*
- Mermas de almacenamiento subterráneo (Ca): 0 % del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.*
- Mermas de transporte primario (Ct): 0,2% de las entradas de gas a la red de transporte primario (desde conexiones internacionales, yacimientos, plantas de regasificación o desde otros puntos de entrada fuera del sistema gasista).*
- Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar (Cr < 4): 1%.*
- Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bares, para redes alimentadas a partir de planta satélite (Cr < 4): 2%.*
- Mermas de distribución a presión superior a 4 bar (Cr > 4): 0,39 %. No se reconocerá merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, a menos que se justifique su existencia.”*

6.9. Disposición adicional tercera: Modificación de la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan

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 del sector gasista para el año 2014

determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas

Esta disposición modifica el artículo 2 de la Orden Ministerial ITC/1890/2010, sobre las mermas en plantas de regasificación.

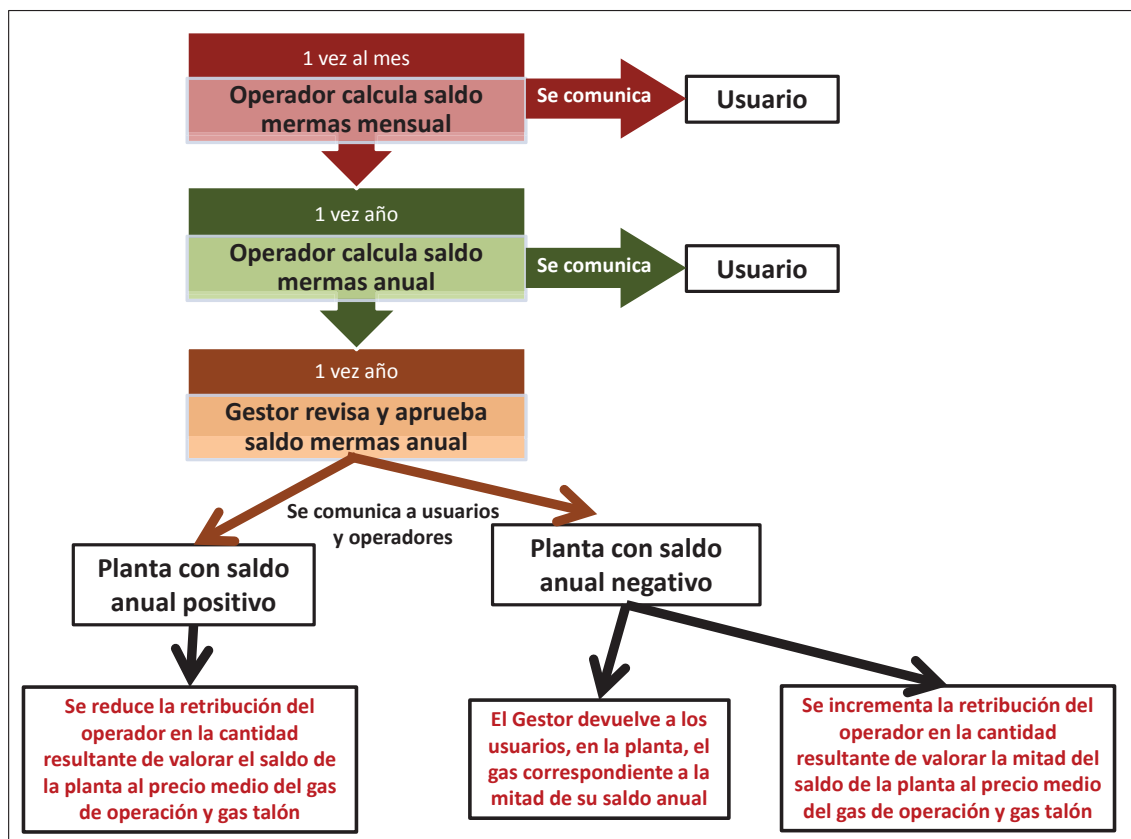
De acuerdo con la Propuesta, los operadores de las plantas de regasificación calcularán mensualmente, en el mes $m+3$, las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas para cada planta de la que son titulares, y repartirán dicho saldo entre los usuarios de la planta. El saldo de mermas se calculará como las mermas reales menos las mermas retenidas, y será comunicado a los usuarios. Además, una vez al año, los operadores calcularán los saldos de mermas de cada usuario del año anterior como la suma de los saldos mensuales, y remitirán esta información al usuario y al Gestor Técnico del Sistema. Éste supervisará y aprobará los saldos de mermas en las plantas de regasificación.

Cuando el saldo anual de una planta sea negativo, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario de la planta, una cantidad de gas equivalente a la mitad de su saldo, repartida proporcionalmente en 30 días. Además, se valorará la mitad del saldo de mermas del operador en la planta al precio de referencia. Dicha cantidad pasará a incrementar la retribución del operador.

Cuando el saldo anual de una planta sea positivo, se valorará este saldo al precio de referencia, y la cantidad resultante se descontará de la retribución del operador.

En aquellos aspectos no establecidos por la Propuesta de Orden, como son la metodología para el cálculo del saldo de mermas y su reparto entre los usuarios, el procedimiento de revisión de los saldos asignados y el procedimiento de remisión de información, la Propuesta hace referencia a los protocolos de detalle correspondientes de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

La Propuesta de Orden establece el siguiente procedimiento para la determinación y compensación de los saldos de mermas en las plantas de regasificación:



Este procedimiento es similar al modelo de tratamiento de mermas en regasificación actual, incluyendo las siguientes mejoras:

- Obliga a una mayor transparencia en cuanto al cálculo de los saldos de mermas y una mayor frecuencia de comunicación de la información a los usuarios.
- Describe en detalle el mecanismo para devolver, en las plantas con saldo negativo, el gas del saldo de mermas a los usuarios de forma progresiva, con vistas a reducir el impacto que este gas pueda tener en el balance de las existencias en planta de los usuarios.
- Define como materializar el incremento o decremento de la retribución de los operadores, correspondientes a sus saldos de mermas anuales.
- Establece criterios únicos para determinación de los saldos de mermas de operadores y usuarios y para la estandarización de la información, que estarían reflejados en los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondientes.

En consecuencia, se valora positivamente estas disposiciones de la Propuesta de Orden, con las salvedades siguientes:

- En relación con el precio medio del gas de operación y gas talón, conforme a lo señalado anteriormente en este informe, sería conveniente establecer en detalle la metodología de cálculo de este precio de referencia y que este valor sea calculado por un único agente, ya que servirá de referencia para valorar económicamente los saldos de mermas. En este sentido, se propone introducir también, igual que para el caso de las mermas de distribución, en esta disposición adicional tercera, que el precio medio referenciado será calculado por el Gestor Técnico del Sistema como la media aritmética de los precios mensuales.
- La Propuesta señala que “se valorará económicamente” el saldo de la planta o la mitad de él, según sea el saldo positivo o negativo, sin indicar el agente responsable de llevar a cabo esta valoración. Dicha valoración pasará a incrementar o reducir la retribución del operador de la planta en la primera liquidación disponible.

El artículo 7.33 de la Ley 3/2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece que esta Comisión ejercerá la función de “*calcular anualmente el saldo de mermas de cada red de transporte*”. Ello conllevaría valorar económicamente dichos saldos al precio de referencia que se establezca.

En consecuencia, por similitud con el proceso en la red de transporte, se considera que ha de ser la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia quien valore los saldos de mermas en regasificación y comunique al agente liquidador la cantidad que debe incrementarse o detraerse de la retribución del operador. No obstante, la asignación de la citada función a la CNMC, debería hacerse mediante Real Decreto, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.37 de la Ley 3/2013.

- En vista de que la aprobación de saldos por el GTS determinaría la base de cálculo de las responsabilidades para los agentes, debería añadirse la posibilidad de interponer un conflicto de gestión contra tal decisión

El cauce adecuado de reclamación sería el conflicto de gestión del sistema, cuya resolución correspondería a la CNMC, a tenor del artículo 12.1.b.2º de la Ley 3/2013 (“Conflictos que le sean planteados en relación con la gestión económica y técnica del sistema y el transporte, incluyendo las conexiones entre instalaciones”). En la resolución de un eventual conflicto la CNMC podría modificar, con carácter vinculante para las partes, la decisión del GTS en aquellos casos en que uno de los usuarios u operadores afectados, aspecto que se debería recoger en la Orden que finalmente se publique.

Visto todo lo anterior, se propone introducir en este apartado las siguientes modificaciones, que incluyen mejoras de redacción con vistas a clarificar el texto:

“1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios los titulares de las plantas de regasificación ~~se descontarán~~, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en las instalaciones, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que estén en vigor.

2. Antes de la finalización del mes “m+3” (siendo “m” el mes en curso) los titulares de la plantas de regasificación calcularán para cada mes “m” y planta el gas retenido en concepto de mermas reconocidas, las mermas reales y el saldo de mermas resultante calculado como la diferencia de las mermas reales menos las reconocidas. Los titulares de las plantas repartirán entre los usuarios el saldo del mes “m”, comunicándoles dicho valor junto con la información necesaria para reproducir el cálculo, aplicándose los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica que correspondan.

3. En caso de que la cantidad de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación de los coeficientes de mermas en vigor exceda las mermas reales (saldo de mermas negativo), la diferencia permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra.

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 del gas de maniobra ~~la misma cuenta~~.

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 se destinará a gas de operación o -gas talón.

45. Anualmente, antes del 1 de abril de cada año, los titulares de las plantas de regasificación calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados en las mismas, y elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica que corresponda.

56. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

67. Teniendo en cuenta la información comunicada por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a

los usuarios, y elaborará un informe que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de mayo de cada año ~~Laño siguiente~~. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

78. Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará al operador de la instalación dicho error lo antes posible, antes del 25 de abril de cada año, con el fin de que el operador pueda corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

89. Antes del 1 de junio de cada año, el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas anuales y comunicará a los usuarios y operadores el saldo que les corresponde, así como a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En caso de discrepancia sobre la decisión del Gestor Técnico del Sistema, relativo al saldo de mermas, se podrá presentar un conflicto de gestión del sistema ante la CNMC, en los términos establecidos en el artículo 12.1.b.2º de la Ley 3/2013.

Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web el valor del precio medio del gas talón y gas de operación del año al que corresponden los saldos de mermas. Este valor corresponderá a la media aritmética de los precios mensuales del gas talón y gas de operación de dicho año. Cuando en un mismo mes del año exista más de un precio de gas de operación y gas talón, se calculará primero la media aritmética del mes en cuestión y se empleará ésta para el cálculo de la media aritmética anual.

910. Cuando el saldo de mermas anual de una planta de regasificación sea negativo}, durante los 30 días posteriores a la aprobación del saldo, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario de la planta, a cuenta del gas de maniobra, una cantidad de gas diaria equivalente a la mitad del saldo de mermas anual del usuario, repartida proporcionalmente en dichos 30 días, en la planta en cuestión. Además, se valorará económicamente la mitad del saldo de mermas de la planta, empleando para ello el precio medio del gas de operación y gas talón del año al que corresponda el saldo. La cantidad resultante será adicionada a la retribución reconocida al titular en el año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único.

101. Cuando el saldo de mermas anual en una -planta de regasificación sea positivo, este saldo se multiplicará por el precio medio del gas de operación y gas talón del año -al que corresponde el saldo. La cantidad resultante será descontada de la retribución reconocida al titular para el año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único.

112. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en base al informe elaborado por el Gestor Técnico del Sistema sobre las mermas en las plantas de regasificación, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas –nuevos coeficientes de mermas reconocidas en estas instalaciones, si así lo considerase necesario.”

Finalmente, para poder hacer efectiva las disposiciones previstas en esta disposición adicional, la Propuesta requiere que se empleen protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que deben elaborarse lo antes posible.

6.10. Disposición adicional cuarta. Modificación de 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

La disposición adicional cuarta de la Propuesta modifica el artículo 5 de la Orden ITC/3128/2011, que versa sobre las mermas en la red de transporte.

La Propuesta establece que los operadores de las redes de transporte deben calcular, para cada mes m y para el conjunto de la red de transporte del sistema gasista, las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas, definido como las mermas reales menos las mermas retenidas. El saldo se calculará en el mes $m+3$ y se repartirá entre los usuarios atendiendo al gas vehiculado. A cada usuario se le comunicará el saldo mensual que le corresponde. Además, una vez al año, los transportistas calcularán el saldo anual de mermas de cada usuario como la suma de los saldos mensuales y proporcionarán esta información al usuario correspondiente y al Gestor Técnico del Sistema. Igualmente, deberán calcular el saldo anual de mermas que corresponde a cada transportista. El Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas anuales de usuarios y transportistas.

Cuando el saldo de mermas anual en el conjunto de las redes de transporte sea negativo, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de los usuarios, en el AOC³³, una cantidad de gas equivalente a la mitad del saldo de mermas del usuario, repartido proporcionalmente en 30 días.

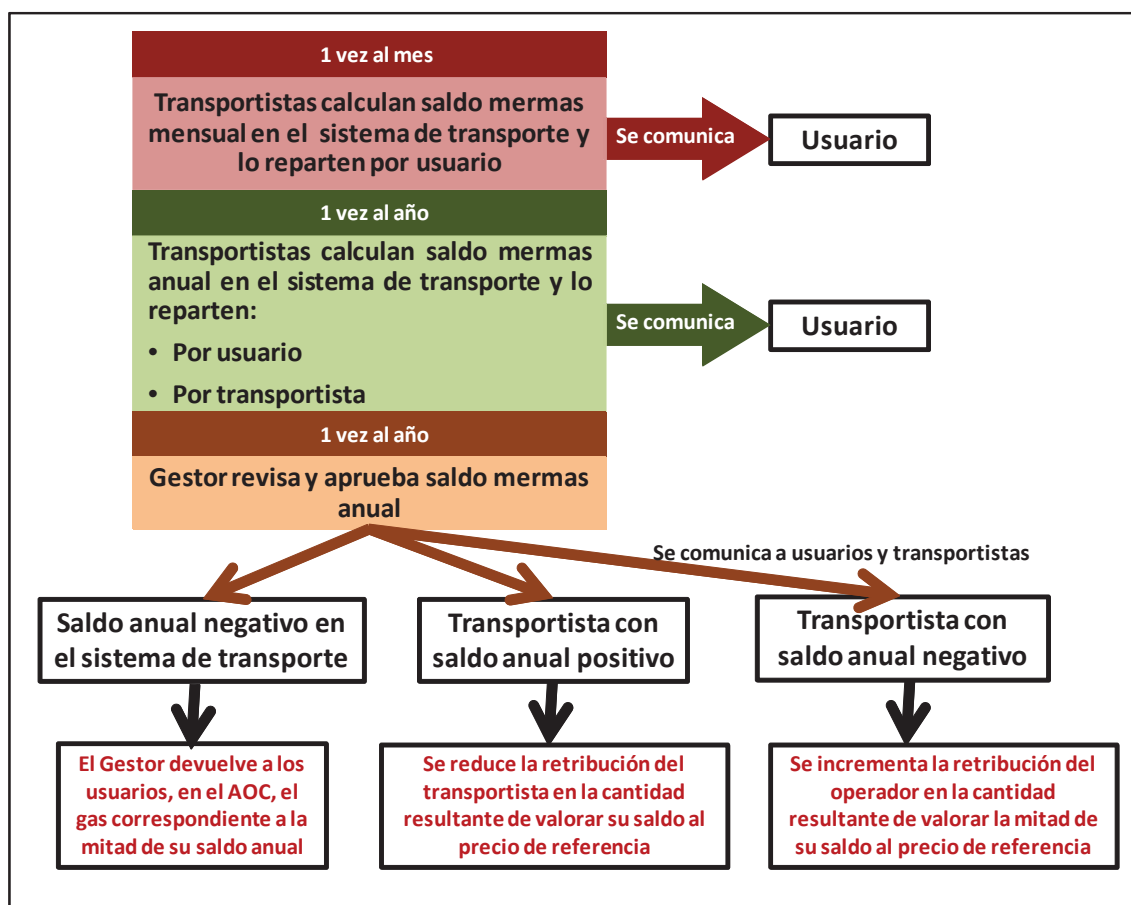
³³ Almacenamiento Operativo Comercial: punto virtual de la red de transporte donde se considera que se almacena el gas introducido.

Cuando el saldo de mermas anual de un operador sea negativo, se valorará la mitad del saldo al precio medio del gas talón y gas de operación del año al que corresponde el saldo. Esta cantidad pasará a incrementar la retribución de operador.

Cuando el saldo de mermas anual de un operador sea positivo, se valorará dicho saldo al precio medio del gas talón y gas de operación del año al que corresponde el saldo. Esta cantidad se deducirá de la retribución de operador.

Esta disposición adicional, al igual que en las propuestas sobre las mermas de distribución y regasificación, hace referencia al empleo de protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista para el cálculo del saldo de mermas y su reparto entre los usuarios y entre transportistas, la revisión de los saldos asignados y la remisión de información.

El proceso para el cálculo y compensación de los saldos de mermas en la red de transporte por gasoducto que establece la Propuesta de Orden se describe en la figura siguiente:



El sistema en vigor para tratamiento de las mermas en la red de transporte es análogo al de regasificación, con la dificultad añadida de que sólo los transportistas titulares de puntos de entrada a la red de transporte retienen mermas a los usuarios, y por tanto, es necesario repartir estas mermas retenidas entre todos los transportistas. La Propuesta de Orden mejora el sistema actual en los mismos aspectos en que mejora el sistema de mermas en regasificación, esto es:

- Obliga a una mayor transparencia y frecuencia de información a los usuarios sobre los saldos de mermas.
- Describe en detalle cómo devolver el gas retenido a los usuarios cuando el saldo global de la red de transporte es negativo.
- Define cómo materializar el incremento o decremento de la retribución de los transportistas correspondientes a sus saldos de mermas anuales.
- Establece criterios únicos para determinación de los saldos de mermas de transportistas y usuarios y para la estandarización de la información, que estarían reflejados en los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondientes.

Sin embargo, sería recomendable clarificar cómo ha de repartirse el saldo de mermas del conjunto de la red de transporte entre usuarios y transportistas, así como el papel encomendado por la Ley 3/2013 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia:

- El reparto del saldo de mermas del conjunto del sistema de transporte entre los usuarios se hará en función de las entradas de gas de cada uno al mismo, dado que las mermas se retienen en los puntos de entrada a la red de transporte. Así, cuando en la red de transporte las mermas reales son inferiores a las mermas retenidas, se devuelve al usuario una parte de las mermas que se le había descontado en sus entradas.
- El saldo anual de mermas de cada transportista se calcularía como la diferencia entre las mermas reales de sus redes y las mermas retenidas que le correspondan, las cuales se repartirían atendiendo a las entradas de gas en la red de cada transportista. Este criterio tiene la ventaja de la sencillez, reflejando mejor el funcionamiento de la red de transporte, que el criterio del volumen geométrico, que es el que se usa actualmente.
- El artículo 7 de la Ley 3/2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asigna a la Comisión la función de “*Calcular anualmente el saldo de mermas de cada red de transporte*”. Consecuentemente, esta función debería ser desarrollada por la Comisión, y no por los transportistas, que es lo que establece la Propuesta. De esta

forma, la Comisión de los Mercados y la Competencia valoraría económicamente los saldos de mermas y comunicaría al sistema de liquidaciones la cantidad que debe incrementarse o detraerse de la retribución del operador. Para ello, el Gestor Técnico del Sistema comunicaría a la Comisión los saldos anuales de mermas, una vez revisados; así como también, el Gestor, por similitud a lo recomendado en este informe respecto a las mermas de distribución y regasificación, calcularía el precio medio del gas de operación y gas talón, necesario para valorar los saldos de mermas de los transportistas, como la media aritmética de los precios mensuales, y lo publicaría en su página web.

En aplicación de lo anterior la CNMC debería adoptar un acto administrativo que definiría derechos y obligaciones de los usuarios y operadores. Por ello debería aprobarse en un procedimiento reglado, en el que se contemplen determinadas garantías (trámite de audiencia, notificación de la decisión con pie de recurso y posibilidad de impugnación ante los Tribunales por cualquiera de los operadores y usuarios afectados).

- Como también se señaló con anterioridad, debería añadirse la posibilidad de interponer un conflicto de gestión contra la aprobación por el GTS en lo relativo a los saldos de mermas (base de cálculo de las obligaciones económicas y de entrega de gas que finalmente puedan resultar).

El cauce adecuado de reclamación sería el conflicto de gestión del sistema, cuya resolución correspondería a la CNMC, a tenor del artículo 12.1.b.2º de la Ley 3/2013 (“Conflictos que le sean planteados en relación con la gestión económica y técnica del sistema y el transporte, incluyendo las conexiones entre instalaciones”). En la resolución de un eventual conflicto la CNMC podría modificar, con carácter vinculante para las partes, la decisión del GTS en aquellos casos en que uno de los usuarios u operadores afectados, aspecto que se debería recoger en la Orden que finalmente se publique.

Teniendo en cuenta los cambios sugeridos, la disposición cuarta de la Propuesta quedaría redactada como sigue:

“1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, el transportista titular de un punto de entrada a la red de transporte descontará, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en la red, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes en vigor.

2. Antes de la finalización del mes “m+3”, los transportistas calcularán, para el mes “m” y para el conjunto de las redes de transporte, el gas retenido en concepto de mermas reconocidas, las mermas reales y el saldo resultante calculado como las mermas reales menos las reconocidas. Dicho saldo se repartirá entre los usuarios proporcionalmente a sus entradas de gas al sistema de transporte ~~gas vehicular~~ en el período y les será comunicado junto con la información necesaria

para reproducir el cálculo, aplicándose los protocolos de detalle correspondientes de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

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 maniobra. Si fuera positivo, el saldo se cubrirá temporalmente mediante una disminución de la misma cuenta. 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 maniobra que se establezca se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón.

4. Anualmente, y antes del 1 de abril de cada año, los transportistas comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior calculado como la suma de los saldos mensuales. Los transportistas propondrán~~establecerán~~ también el saldo de mermas anual que corresponda a cada transportista, todo ello de acuerdo con los procedimientos de las Normas de Gestión Técnica que se desarrollen a tal efecto. El saldo anual de mermas de cada transportista será la diferencia entre las mermas reales de sus redes y las mermas retenidas que le correspondan. Las mermas retenidas de cada transportista se calcularán repartiendo las mermas retenidas en el conjunto de la red de transporte de forma proporcional a las entradas de gas a la red de cada transportista en el año considerado.

5. Asimismo, en este plazo, elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante en el conjunto de la red de transporte y en las instalaciones de cada transportista en el año natural anterior, y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica que corresponda.

6. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

7. Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los transportistas, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios del sistema de transporte y el reparto entre transportistas. El Gestor elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de mayo de cada año ~~– año siguiente~~. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

8. Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará a los transportistas dicho error antes del 25 de abril de

cada año, con el fin de que éstos puedan corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

9. Antes del 1 de junio de cada año el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas y comunicará a los usuarios y operadores el saldo que les corresponde, así como a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En caso de discrepancia sobre la decisión del Gestor Técnico del Sistema, relativo al saldo de mermas, se podrá presentar un conflicto de gestión del sistema ante la CNMC, en los términos establecidos en el artículo 12.1.b.2º de la Ley 3/2013.

10. Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web el valor del precio medio del gas talón y gas de operación del año al que valorar los saldos de mermas. Este valor corresponderá a la media aritmética de los precios mensuales del gas talón y gas de operación de dicho año. Cuando en un mismo mes del año exista más de un precio de gas de operación y gas talón, se calculará primero la media aritmética correspondiente al mes.

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 dicho saldo de mermas –a cuenta del gas de maniobra, mediante la entrega en el AOC 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.

11. Cuando el saldo de mermas anual de un transportista sea negativo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se valorará económicamente la mitad de dicho saldo utilizando el precio medio anual del gas de operación y gas talón durante el año en que dicho saldo se ha generado, publicado por el Gestor Técnico del Sistema. La cantidad resultante incrementará la retribución del transportista, en la retribución correspondiente al año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único. En caso de que el saldo de mermas anual de un transportista sea positivo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se valorará económicamente la totalidad de dicho saldo utilizando el mismo precio de referencia y la- cantidad resultante se descontará de la retribución del transportista en la primera liquidación disponible como un cobro único.

12. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en base al informe elaborado por el Gestor Técnico del Sistema sobre las mermas en la red de transporte, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en transporte, si así lo considerase necesario.

Para finalizar, al igual que en las propuestas sobre las mermas de distribución y regasificación, se destaca la urgencia de que se desarrollen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema necesarios que permitan hacer efectivas las disposiciones respecto a las mermas en la red de transporte.

6.11. Disposición adicional quinta. Modificación de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista

En esta Disposición se sustituye el contenido del apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-3 “Programaciones”, incluida en el Anexo de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, según la redacción dada en la D.F.1ª de la Orden IET/2812/2012.

La propuesta de Orden aumenta de 13 a 15 días el límite de almacenamiento a partir del cual comienza a aplicar el cargo adicional del canon de GNL. También, para evitar desbalances por exceso de GNL en las operaciones de carga, recarga de buques o puestas en frío, se propone que el desbalance sea minorado en una cantidad igual a 300 GWh. Finalmente, se propone suprimir los tres últimos párrafos del apartado 3.6.1 de la NGTS-3 “Programaciones” mediante los que se facultaba, por una parte, a la DGPEM a modificar el procedimiento en función de la evolución del mercado y la capacidad de almacenamiento y, por otra parte, al GTS a dar consignas de operación diferentes a las nominaciones de los usuarios para facilitar la descarga de buques en las plantas de regasificación, así como denegar las programaciones de descarga de buques cuando se ponga en peligro la seguridad del sistema.

La memoria de la Orden señala que debido al bajo uso de la capacidad de almacenamiento de GNL en las plantas, parece aconsejable aligerar las limitaciones existentes, y aumentar de 13 a 15 días el nivel de existencias a partir de los cuales se eleva el canon cargado al usuario, manteniendo los 300 GWh mínimo como derecho de almacenamiento mínimo de todos los usuarios. La modificación, en el caso de los desbalances por exceso de GNL por carga de buques o puestas en frío, se justifica en atención a la conveniencia de incrementar tanto el nivel medio de GNL, como por los ingresos generados al sistema a través del cobro de peajes.

De acuerdo con el régimen de peajes vigente, el canon de almacenamiento de GNL se factura a través de un término variable, de aplicación a todo el GNL almacenado por el usuario.

No obstante, para evitar acaparamientos de la capacidad –limitada- de los tanques de GNL en las plantas de regasificación, el apartado 3.6.1 de la NGTS-03 (Programaciones), incluye unos recargos adicionales sobre el canon de GNL a los usuarios cuyos niveles de existencias de GNL superen unos ciertos límites superiores.

Este apartado se estableció para evitar congestiones en la descarga de buques de las plantas de regasificación, estableciendo limitaciones a la cantidad de gas almacenado durante un periodo (media mensual móvil) por cada grupo empresarial en el conjunto de las plantas. De forma general, la actual redacción establece que los usuarios de las plantas (conjuntamente considerados como grupo empresarial), si almacenan más de 13 días el equivalente a su capacidad contratada, a partir de ese límite pagarán un recargo adicional por el volumen de GNL almacenado.

Por ejemplo, a un agente que tiene contratado 100 GWh/día de regasificación, hoy se le aplicaría un recargo sobre las cantidades de GNL que superen los 1.300 GWh de GNL almacenados, computados como media mensual móvil. La propuesta de Orden propone que el límite aumente hasta 15 días equivalentes (aumento del 15,4 %), con lo que el recargo solo aplicaría por encima de 1.500 GWh.

Si se tiene en consideración la bajada de la demanda de gas (-9,4 % en Octubre en año móvil), la reducción de las importaciones por GNL para el mercado español (que disminuyen en un 28,4% en Octubre), junto con el aumento de la capacidad útil de almacenamiento en las plantas de GNL durante los últimos años, resulta aconsejable fomentar una mayor utilización de los tanques de GNL, que durante el año 2013 han presentado un llenado medio del 36% de su capacidad nominal. Por este motivo, se considera adecuado el aumento de 13 a 15 días el límite de almacenamiento a partir del cual comienza a aplicar el cargo adicional del canon de GNL.

Al respecto se indica que, en el consulta pública sobre la metodología de asignación de los costes a los peajes y cánones de gas se preguntaba a los participantes sobre este aspecto y el 55,6% de los agentes propusieron modificar el sistema de penalización actual recogido en la NGTS, apartado 3.6.1., con objeto de reducir o suprimir las limitaciones establecidas para las capacidades almacenadas, para incentivar el uso de las plantas.

En relación con el límite inferior de 300 GWh de almacenamiento de GNL, libres de recargo con independencia del volumen de capacidad de regasificación contratada, y por tanto aplicable a los usuarios con poca capacidad de regasificación contratada, la propuesta amplía este límite a los usuarios que programen cargas de buques o puestas en frío, lo que también puede favorecer una mayor utilización de los servicios de las plantas.

La eliminación de los otros tres párrafos del apartado 3.6.1 parece adecuada, en aras de la simplificación normativa, ya que tanto la validación de las nominaciones, como las acciones que puede efectuar el GTS en situaciones de operación excepcional, se encuentran regulados en detalle en otros capítulos de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

No obstante lo anterior, se considera que las penalizaciones aplicables al canon de almacenamiento de GNL, al igual que las penalizaciones aplicables a otros peajes y cánones, forman parte de la metodología de asignación que esta Comisión está desarrollando en aplicación de lo establecido en la Ley 3/2013.

6.12. Disposición adicional sexta. Modificación de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos incluidos en la red básica de gas

Esta Disposición realiza una modificación en los párrafos cuarto y quinto del apartado 1 del artículo 6 de la Orden ITC/3995/2006, sobre inclusión en el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos de la red básica.

En concreto, se establece que el MINETUR puede realizar/contratar auditorías técnicas y económicas independientes adicionales para verificar que la información técnico-económica aportada inicialmente por el titular del almacenamientos subterráneo refleja una imagen fiel de la realidad, que sus decisiones han estado justificadas por la búsqueda de la solución técnica adecuada, bajo los principios de transparencia, concurrencia y mínimo coste, así como para determinar el valor normal de mercado de aquellos conceptos no contratados bajo fórmulas concurrenciales. En el supuesto de que se pongan de manifiesto discrepancias sustanciales, se minorará la inversión declarada para ajustarla a la prudente necesaria.

La Propuesta introduce la posibilidad de que, junto a esta Comisión o al promotor (redacción actual), también el Gestor Técnico del Sistema -la sociedad ENAGAS GTS S.A.U.-, pueda encargar, en nombre del MINETUR, la realización/contratación de las citadas auditorías técnicas y económicas independientes. En el supuesto de que el coste fuera incurrido por el promotor o el GTS sería considerado como gasto liquidable y abonado como pago único (según redacción actual, si el coste es incurrido por el promotor, se reconocería como coste de operación y mantenimiento no recurrente).

Indicar, que, con fecha 10 de diciembre de 2013, la Sala de Supervisión Regulatoria de esta Comisión ha emitido informe en relación con la Propuesta de Orden Ministerial por la que se modifica la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, que establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, por lo que nos remitimos al citado informe, que trataba de esta misma materia.

6.13. Disposición transitoria segunda: Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso

La Disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden actualiza los parámetros que se utilizan para la imputación de los peajes y cánones para calcular las Tarifas de Último Recurso.

En el Cuadro 26 se comparan los parámetros utilizados en la determinación de las TUR vigentes en 2013, establecidos en la Orden IET/2812/2012, y los incluidos en la propuesta de Orden.

Cuadro 26. Parámetros que se utilizan en la determinación de las TUR.

Parametro	Unidad	Parametros vigentes 2013	Propuesta de Orden	Diferencia (%)
Tamaño medio de buque	m3 de GNL	111.934	120.340	7,5%
Consumo medio TUR.1	kWh/cliente	2.379	2.432	2,2%
Consumo medio TUR.2	kWh/cliente	8.610	9.215	7,0%
Factor de carga	%	0,36	0,36	0,0%
Porcentaje GNL	%	0,68	0,60	-11,8%
Factor de conversión kWh/m ³	kWh/m ³	6.808	6.814	0,1%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.1	GWh/día	11	11	0,0%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.2	GWh/día	37	37	0,0%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.1	MWh/día	8.339	10.452	25,3%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.2	MWh/día	28.157	35.199	25,0%
Nº de Consumidores TUR.1	Número	3.713.381	3.877.822	4,4%
Nº de Consumidores TUR.2	Número	3.464.696	3.446.232	-0,5%

Fuente: Orden ITC/2812/2012 y propuesta de Orden

Se observa que en la propuesta de Orden se modifican todos los parámetros, con la excepción de la emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos para la TUR.1 y TUR.2

En el Cuadro 27 se analiza el impacto de la modificación de dichos parámetros sobre las TUR aplicables a partir del 1 de enero de 2013³⁴, considerando los consumos anuales medios incorporados en la propuesta de Orden.

Se observa que, los parámetros para el cálculo de la TUR establecidos en la propuesta de Orden implican un incremento de la facturación media del peaje de reserva de capacidad (3,48% para la TUR.1 y 8,27% para la TUR.2) y del canon de GNL (1,01% para la TUR.1 y TUR.2) y una reducción de la facturación media del peaje de descarga de buques (14,22% para la TUR.1 y TUR.2).

Como consecuencia de lo anterior, los términos fijos de las TUR aumentan respecto de los que resultarían de mantener los parámetros establecidos en la Orden IET/2812/2012 (del 0,23% para la TUR.1 y del 1,17% para la TUR.2), mientras que los términos variables de las TUR se reducen (un -0,03% el de la TUR.1 y un -0,04% el de la TUR.2). El impacto conjunto del cambio de parámetros de la propuesta de Orden supone un aumento de la facturación media del 0,04% para la TUR.1 y del 0,18% para la TUR.2.

³⁴ Considerando las cotizaciones registradas hasta el día 11/12/2012 y los peajes y cánones establecidos en la propuesta de Orden.

Cuadro 27. Impacto de la modificación de los parámetros que se utilizan en la determinación de las TUR, sobre las TUR aplicables a partir del 1 de enero de 2013. (Considerando las cotizaciones internacionales hasta el 11/12/2013).

TUR - 1									
Concepto	Parametros Vigentes			Parametros Propuesta de Orden			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,162882	-	0,080370	0,168543	-	0,083163	3,48%		3,48%
Canon AA.SS	-	0,0687633	0,068763	-	0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	0,251424	0,0077764	0,131834	0,253037	0,0068615	0,131715	0,64%	-11,76%	-0,09%
Peaje Descarga buques	-	0,0076110	0,007611	-	0,0065285	0,006529		-14,22%	-14,22%
Canon GNL	-	0,0113909	0,011391	-	0,0115063	0,011506		1,01%	1,01%
Término de conducción	2,470000	2,8165000	4,035250	2,470000	2,8165000	4,035250	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	2,88431	2,9120415	4,33522	2,89158	2,9101597	4,33693	0,25%	-0,06%	0,04%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,78366	1,42000	0,083000	0,78366	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas	-	2,670587	2,67059	-	2,670566	2,67057		0,00%	0,00%
TUR	4,30000	5,6656290	7,78734	4,31000	5,6637260	7,79037	0,23%	-0,03%	0,04%

TUR - 2									
Concepto	Parametros Vigentes			Parametros Propuesta de Orden			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,589941	-	0,076824	0,638745	-	0,083179	8,27%		8,27%
Canon AA.SS	-	0,0687633	0,068763	-	0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	0,910757	0,0077764	0,126377	0,958981	0,0068615	0,131742	5,29%	-11,76%	4,25%
Peaje Descarga buques	-	0,0076110	0,007611	-	0,0065285	0,006529		-14,22%	-14,22%
Canon GNL	-	0,0113909	0,011391	-	0,0115063	0,011506		1,01%	1,01%
Término de conducción	5,660000	2,1446000	2,881659	5,660000	2,1446000	2,881659	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	7,16070	2,2401415	3,17263	7,25773	2,2382597	3,18338	1,36%	-0,08%	0,34%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,26792	1,42000	0,083000	0,26792	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas	-	2,670587	2,67059	-	2,670566	2,67057		0,00%	0,00%
TUR	8,58000	4,9937290	6,11104	8,68000	4,9918260	6,12216	1,17%	-0,04%	0,18%

Fuente: Orden ITC/3354/2010, IET/849/2012, Platt's, ICE, Banco Central Europeo, propuesta de Orden y CNMC.

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se indica que los valores se corresponden con los valores conocidos para el año 2012, no aportándose información sobre las fuentes de información utilizadas ni sobre el procedimiento de cálculo utilizado.

Esta Comisión considera que se debería haberse incluido explícitamente una mayor justificación del procedimiento de cálculo utilizado, con objeto de que el procedimiento de actualización del mismo fuera transparente y replicable, debido al impacto que pueda derivarse sobre la actividad de comercialización.

Esta Comisión aplicando el procedimiento descrito en el Informe 15/2009³⁵ y utilizando la última información disponible ha procedido a calcular los parámetros aplicables para el cálculo de las TUR, considerando las siguientes hipótesis:

- El consumo medio y el nº medio de consumidores para 2012 se han calculado utilizando la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas a la fecha de emisión del presente informe (Liquidación 10/2013).
- El tamaño medio del buque, el porcentaje de GNL y la emisión máxima de los almacenamientos subterráneos se han calculado utilizando la información publicada por el GTS en su informe 2012 del Sistema Gasista Español.
- El Factor de conversión kWh a m³ se corresponde con el valor facilitado por el GTS.
- La cantidad de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso, se ha calculado utilizando los perfiles de consumo de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 resultantes de considerar la información remitida por las empresas distribuidoras en el marco de la Circular 5/2008.

En el Cuadro 28 se compara los parámetros establecidos en la propuesta de Orden con los resultantes de las anteriores consideraciones, observándose escasas diferencias entre ambos parámetros. En particular, únicamente se registran diferencias significativas en el consumo medio y el nº de clientes de la TUR.2

³⁵ Informe 15/2009 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de Gas natural

Cuadro 28. Parámetros aplicables para la determinación de la TUR en 2013

Parametro	Unidad	Propuesta de Orden	Propuesta CNMC	Diferencia (%)
Tamaño medio de buque	m3 de GNL	120.340	120.283	0,0%
Consumo medio TUR.1	kWh/cliente	2.432	2.437	0,2%
Consumo medio TUR.2	kWh/cliente	9.215	9.419	2,2%
Factor de carga	%	0,36	0,36	0,0%
Porcentaje GNL	%	0,60	0,60	0,0%
Factor de conversión kWh/m ³	kWh/m ³	6.814	6.792	-0,3%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.1	GWh/día	11	11	0,0%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.2	GWh/día	37	37	0,0%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.1	MWh/día	10.452	10.551	0,9%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.2	MWh/día	35.199	34.791	-1,2%
Nº de Consumidores TUR.1	Número	3.877.822	3.917.513	1,0%
Nº de Consumidores TUR.2	Número	3.446.232	3.341.747	-3,0%

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC.

6.14. Disposición transitoria tercera. Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista

Esta disposición transitoria pospone la renovación de los miembros del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que correspondería en enero de 2013, hasta 30 días después de la entrada en vigor de la modificación de la Norma que establece la composición del grupo.

La NGTS actualmente en vigor determina la renovación de los miembros del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema cada 2 años. La última renovación fue en enero de 2012, por lo que correspondería una renovación de sus miembros en enero de 2014.

No obstante, en julio de 2013 tuvo entrada en la CNMC una propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética por la que se modificaba la Norma NGTS-12, donde se establece la composición de este

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 del sector gasista para el año 2014

grupo y cómo debe ser el proceso de selección de sus integrantes. La propuesta de Resolución determina una nueva composición del Grupo y la metodología de elección de sus miembros, que se llevaría a cabo también cada dos años, pero en el mes de abril, teniendo lugar la primera elección en abril de 2014. Dicha propuesta está pendiente de informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por consiguiente, se valora positivamente la disposición transitoria tercera, tal como establece la Propuesta de Orden. Sin embargo, debe señalarse que la modificación del Grupo de Trabajo se realizaría mediante modificación de la Norma NGTS-12, y no mediante publicación de un protocolo de detalle, tal como señala la Propuesta de Orden.

Por todo lo anterior, se propone la siguiente redacción de esta disposición:

“La renovación de los componentes del Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista, al que hace referencia la norma de gestión técnica del sistema gasista NGTS-12 “Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema” publicada mediante la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista, se pospone hasta treinta días después de la entrada en vigor de la modificación de la citada norma de gestión técnica del sistema gasista NGTS-12 ~~publicación mediante protocolo de detalle de modificación de su composición.~~”

6.15. Nuevas disposición. Precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro

La Orden IET/2812/2012, 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 determinó, en su disposición adicional primera, el precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro.

Cabe señalar que la propuesta de Orden no incorpora ninguna disposición similar que determine dicho precio temporal para los consumidores sin contrato de suministro a partir del 1 de enero de 2014.

Puesto que la disposición derogatoria única contenida en la propuesta de Orden determina que quedan derogadas cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en la presente orden, podría ser objeto de interpretación si el mencionado precio temporal continúa vigente a partir del 1 de enero de 2014.

Por todo lo anterior, esta Comisión considera que por un principio de seguridad jurídica, la propuesta de Orden debería incorporar una disposición en la que se determine dicho precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro.

6.16. Nueva Disposición. Previsiones de demanda eléctrica

La Orden IET/2812/2012 estableció, en su disposición adicional cuarta, la obligación, antes del día 31 del mes de octubre de cada año, del Gestor Técnico del Sistema Gasista y del Operador del Sistema Eléctrico de remitir a la Dirección de Política Energéticas y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones que le corresponden de acuerdo con sus competencias relativas a la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente.

Dicha disposición establecía, además, que el Gestor Técnico del Sistema deberá proporcionar al Operador del Sistema Eléctrico los escenarios probables de precios del gas natural y que el Operador del Sistema realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por tecnología sobre la base de la información de precios prevista por el Gestor Técnico del Sistema.

Por las mismas razones que las señalas en relación con el precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro, se sugiere que la Orden que finalmente se publique incluya una nueva disposición adicional similar a la introducida en la Orden IET/2812/2012.

7. Erratas

- *Exposición de motivos*
En el párrafo segundo debe sustituirse la referencia a la “Ley 3/20163” por la referencia a la “Ley 3/2013”.
En el párrafo cuarto debe sustituirse la referencia al “Real Decreto 949/2002” por la referencia al “Real Decreto 949/2001”.
- *Artículo 4. Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones*
El punto 7 del artículo 4 reproduce el contenido del artículo 5.1, por tanto se propone la supresión del mismo.
- *Artículo 16. Adquisición de gas talón y de gas de operación*
En el punto 5 del artículo 16 debe completarse la referencia al gas de operación:
“5. En la valoración del gas de operación y del gas talón...”