



Comisión

Nacional

de Energía

INFORME 34/2006 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

21 de diciembre de 2006

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
2	ANTECEDENTES	5
3	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO LIBERALIZADO	8
3.1	Evolución registrada en 2006	8
3.2	Escenario de previsión de demanda y participación en el mercado liberalizado para 2007	12
4	DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS INTRODUCIDOS EN LA PROPUESTA DE OM15	
4.1	Cuota destinada al Gestor Técnico del Sistema	15
4.2	Contratos anteriores	15
4.3	Telemetry	16
4.4	Peajes de duración inferior a un año	16
4.5	Peaje interrumpible	18
4.6	Peaje de tránsito internacional	18
4.7	Peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima	19
4.8	Peaje de Regasificación, peaje de descarga de buques y peaje de carga de cisternas	20
4.9	Nuevo peaje 3.5 aplicable a consumos superiores a 30 GWh/año	21
4.10	Canon de almacenamiento de GNL	21
4.11	Variaciones en los peajes de transporte y distribución de la Orden ITC/4100/2005	22
5	COMENTARIOS GENERALES	25
5.1	Modificaciones normativas con rango de orden	25
5.2	Repercusión de una parte de la retribución del suministro a tarifa y de la gestión de compra-venta en el mercado liberalizado	26
5.3	Valoración de peajes y cánones de la propuesta de Orden	27
6	COMENTARIOS PARTICULARES	30
6.1	Cuota destinada el Gestor Técnico del Sistema	30
6.2	Contratos anteriores	39
6.3	Telemetry	43
6.4	Peajes de duración inferior a un año	47
6.5	Peaje de transito internacional	48

6.6	Peaje interrumpible	51
6.7	Peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima.....	54
6.8	Peaje de Regasificación, peaje de descarga de buques y peaje de carga de cisternas.....	57
6.9	Nuevo peaje 3.5 aplicable a consumos superiores a 30 GWh/año	61
6.10	Canon de almacenamiento de GNL	64
6.11	Canon de almacenamiento subterráneo	66
6.12	Peajes máximos	66
7	CONSIDERACIONES FINALES	68

Anexo I – Escenario de Previsión de la CNE

INFORME 34/2006 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

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 21 de diciembre de 2006, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

El día 13 de diciembre de 2006 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, la propuesta de Orden ITC/.../2006, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, propuesta de Orden ITC/.../2006, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos incluidos en la red básica, propuesta de Orden ITC/.../2006, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, propuesta de Orden ITC/.../2006, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y propuesta de Orden ITC/.../2006, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, junto con la Memoria justificativa que acompaña a dichas propuestas, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió el día 19 de diciembre de 2006, para discutir las indicadas propuestas de Órdenes. Se acompañan como Anexo, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo.

Una vez más se hace constar que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar adecuadamente las propuestas de retribución y de revisión de tarifas, peajes y cánones. Asimismo, se entiende que para que el contenido de los informes de la Comisión Nacional de Energía sea considerado adecuadamente en las respectivas Órdenes ITC/2006, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación de los informes por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación de las Órdenes en el B.O.E.

Lo anterior es igualmente aplicable a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, dada la trascendencia que tienen las propuestas, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para analizar la repercusión que tiene su recuperación mediante tarifas de venta, precios de cesión, peajes y cánones de gas natural, sobre los distintos colectivos de consumidores.

Para la elaboración de los estudios previos necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2007, la CNE ha venido solicitando, a los distintos agentes del sector, la información necesaria para estimar los ingresos del sistema previstos para 2007.

En la medida en que la actualización de los valores de las tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural está basada en un ejercicio de previsión, en el sentido de que es necesario asignar los costes teniendo en cuenta las previsiones relativas al número de clientes, volumen y caudal contratado, esta Comisión reitera¹, la necesidad de que se incluya en la Memoria sobre las propuestas de Ordenes toda la información necesaria

¹ Véase los Informes 27/2005, 1/2005, 1/2004, 3/2003 y 3/2002.

sobre las variables de facturación previstas, así como los criterios utilizados para establecer dichos valores.

A diferencia del año pasado, la Memoria sobre las propuestas de Órdenes para el año 2007, remitida a esta Comisión, no aporta de forma detallada información sobre las previsiones de 2007 relativas al número de consumidores, volúmenes de consumo y caudales contratados por tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural para 2007, por lo que esta Comisión considera la información aportada insuficiente para replicar y evaluar el ejercicio de tarifario de las propuestas de Órdenes para 2007.

La organización del informe es la siguiente. En el epígrafe 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario. En el epígrafe 3 se analiza la evolución de los mercados en 2006 y las previsiones para 2007. En el epígrafe 4 se describen las modificaciones introducidas de la propuesta. En el epígrafe 5 se incluyen comentarios generales a la propuesta y en el epígrafe 6 comentarios particulares a la misma. Por último, en el epígrafe 7 se incluyen las consideraciones finales.

2 ANTECEDENTES

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.

Asimismo, 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 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), 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 los apartados dos, tres, cuatro, cinco, seis y siete del artículo 2 del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, se realizan varias modificaciones al articulado del Real Decreto 949/2001, todas ellas encaminadas a adelantar al 1 de enero de cada año la fecha límite de la publicación de las Órdenes Ministeriales que regulan el régimen económico del sector de gas natural, con el fin de hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo correspondiente a la retribución.

La Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre, por la que se modifican la Orden ECO/31/2004 (...), la Orden ITC 103/2005 (...), la Orden ITC 104/2005 (...) y la Orden ECO/2692/2002 (...), modificó el método de facturación para los consumidores que incumplieran con la obligación de disponer de equipo de telemedida en el plazo y las condiciones legalmente establecidas. En concreto, estableció que los transportistas y distribuidores deberían aplicar el método de facturación correspondiente a los consumidores con tarifa o peaje del grupo 1, establecido en el RD 949/2001, tomando como caudal diario máximo medido en el mes (Qm) al que resultara de dividir el consumo medido mensual entre 20 días o su prorrateo en los casos que correspondiera.

La Orden ITC/4100/2005 determinó los valores de los peajes y cánones asociados al acceso a terceros a las instalaciones gasistas para 2006 e introdujo por primera vez el peaje de duración inferior a un año, el peaje interrumpible, el peaje de tránsito internacional, el peaje de trasvase a GNL a buques y los peajes de transporte y distribución (términos de conducción), denominados "2.bis", aplicables a los consumidores

industriales 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 igual o superior a 200.000 kWh/año.

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe tiene por objeto determinar los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas que serán de aplicación en 2007.

La Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, establece que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución.

No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal, las tarifas o, al menos, las metodologías. En este caso, el órgano pertinente estará facultado para aprobar o rechazar un proyecto de decisión presentado por la autoridad reguladora. Dichas tarifas, métodos o modificaciones de los mismos se publicarán junto con la decisión sobre la adopción formal. Todo rechazo formal de un proyecto de decisión será también publicado, junto con su motivación.

Entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el mandato trigésimo primero, dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema de gas natural imputables a cada tipo de tarifa y peaje. Para ello, debía elaborar una metodología de peajes que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores.

En cumplimiento de lo anterior esta Comisión remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un informe² en el que se analizaba el estado del sistema vigente de tarifas y peajes aplicables a los consumidores y usuarios del sistema, su relación con los costes reconocidos para el conjunto de las actividades reguladas del sistema gasista, y las ventajas e inconvenientes del actual sistema de peajes de transporte y distribución tipo postal en relación con sistemas de peajes tipo entrada-salida. Asimismo, se realizaban consideraciones sobre las novedades introducidas en la Orden ITC/4100/2005 y Orden/ITC/4101/2005 en relación a la supresión de algunas tarifas, peajes para contrato de duración inferior a un año, peajes interrumpibles o de tránsito internacional, etc., y sobre problemas tales como, la asignación de los costes del Cmp a la tarifa, la falta de coherencia entre ingresos y costes de las distintas actividades, etc. Por último, se realizaba un ejercicio de aditividad tarifaria, con base en los peajes actuales proponiendo sistemas de reparto de los costes de las actividades asociadas a la tarifa integral.

3 PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO LIBERALIZADO

3.1 Evolución registrada en 2006

En este epígrafe se presenta información sobre los consumos, la participación en el mercado liberalizado y la distribución de consumos por grupos tarifarios, obtenida de la base de datos del Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO). El periodo de información considerado comprende la última información disponible en el momento de realizar el presente informe, esto es, desde el 1 de enero a 31 de octubre de 2006.

En el siguiente cuadro se muestra la demanda total y el grado de participación del mercado liberalizado en el periodo comprendido entre enero a octubre de 2006.

² “Mandato trigésimo primero del gobierno para que la CNE realice un estudio sobre los costes de la red básica de gas imputables a cada tipo de tarifa y peaje”, mayo 2006.

Cuadro 1. Demanda total y participación en el mercado

Mercado	Año 2006 (enero - octubre)	
	%	GWh
<i>Mercado Regulado</i>	14%	42.631
<i>Mercado Liberalizado</i>	86%	256.663
TOTAL		299.294

Fuente: CNE (SIFCO)

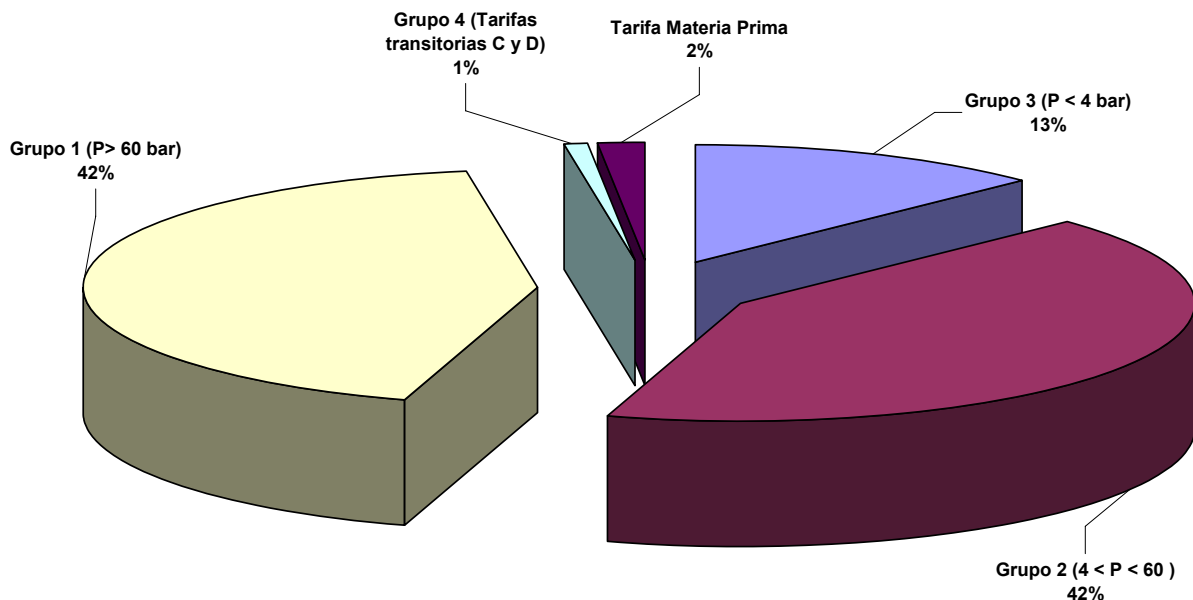
Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 31 de octubre de 2006
No se incluye GNL directo a cliente final.

El consumo total de gas natural facturado, desde enero hasta octubre de 2006, ascendió a 299.294 GWh. Del total del consumo de gas, el 14% (42.631 GWh) correspondió al consumo de clientes en el mercado regulado (a tarifa de venta), mientras que el 86% (256.663 GWh) fue de consumidores que acudieron al mercado liberalizado.

En el siguiente gráfico se muestra la distribución del consumo total de gas natural, según los grupos tarifarios establecidos en el Real Decreto 949/2001, añadiéndose la tarifa de venta de materia prima que fue incluida en la Orden ECO/302/2002 y prorrogada hasta 2009, de acuerdo con la Disposición transitoria única de la Orden ECO/33/2004.

Cabe señalar que la Orden ITC/4101/2005, de 27 de diciembre, suprimió las tarifas de venta aplicables a los consumidores de gas natural con carácter interrumpible, estableciendo unas tarifas transitorias "C" para las centrales de generación eléctrica a las que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas de Grupo 4, aplicables hasta el 31 de marzo de 2006. Asimismo, la citada Orden Ministerial estableció unas tarifas transitorias "D" para los consumidores que no fueran centrales de generación y que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando cualquiera de las tarifas del grupo 4, aplicables hasta el 30 de junio de 2006.

**Gráfico 1. Distribución porcentual del consumo total por grupos tarifarios.
Enero/06 – Octubre/06**



Fuente: CNE (SIFCO)

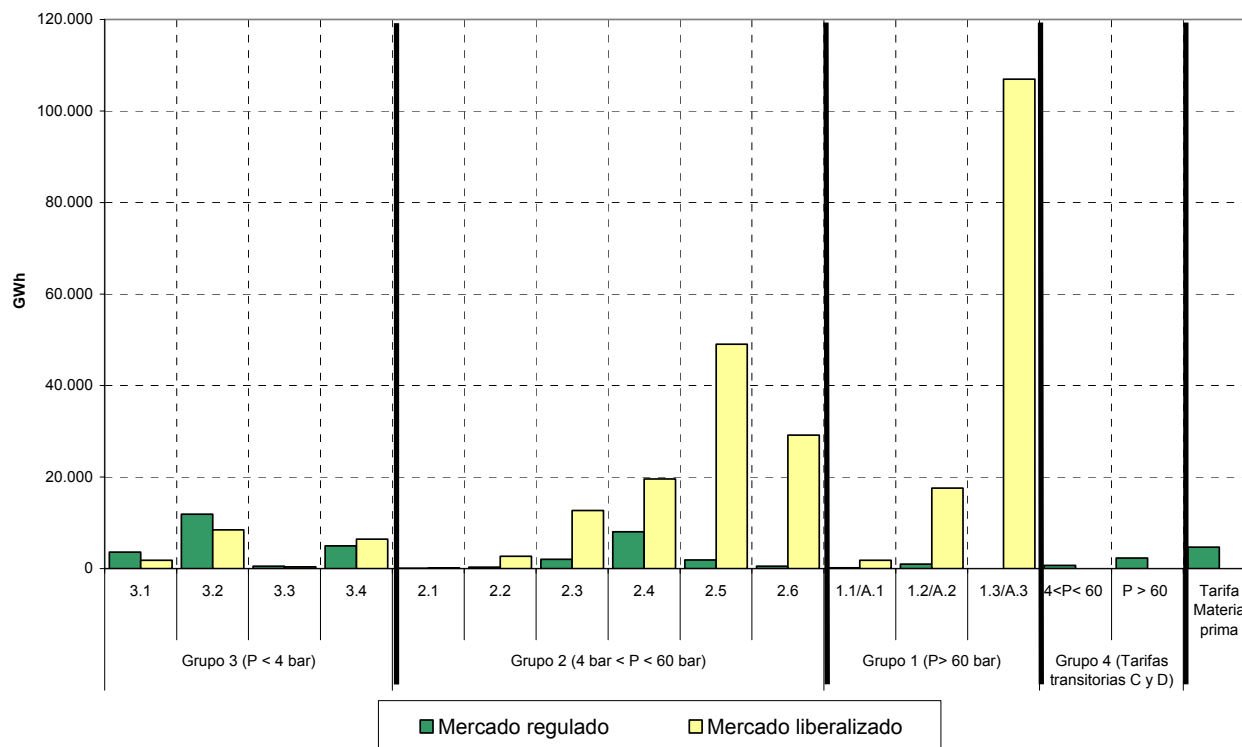
Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 31 de octubre de 2006

Se observa por una parte, que el 42% de consumo total correspondió al consumo de clientes del Grupo 2 (4 bar < Presión ≤ 60 bar). Por otra parte, el Grupo 3 (Presión ≤ 4 bar) y el Grupo 1 (Presión > 60 bar), agruparon el 13% y 42% del consumo total de gas natural, respectivamente.

Los consumos realizados en las tarifas transitorias C y D, junto a los consumos acogidos a la tarifa de venta de materia prima suponen, conjuntamente, un 3% del consumo total registrado en el periodo analizado.

En el siguiente gráfico se presenta la distribución de los consumos en el mercado regulado y en el mercado liberalizado según las diferentes tarifas de venta y peajes de conducción, esto es, por niveles de presión y tramos de consumo anual.

Gráfico 2. Consumo registrado en los mercados regulado y liberalizado. Enero/06 – Octubre/06



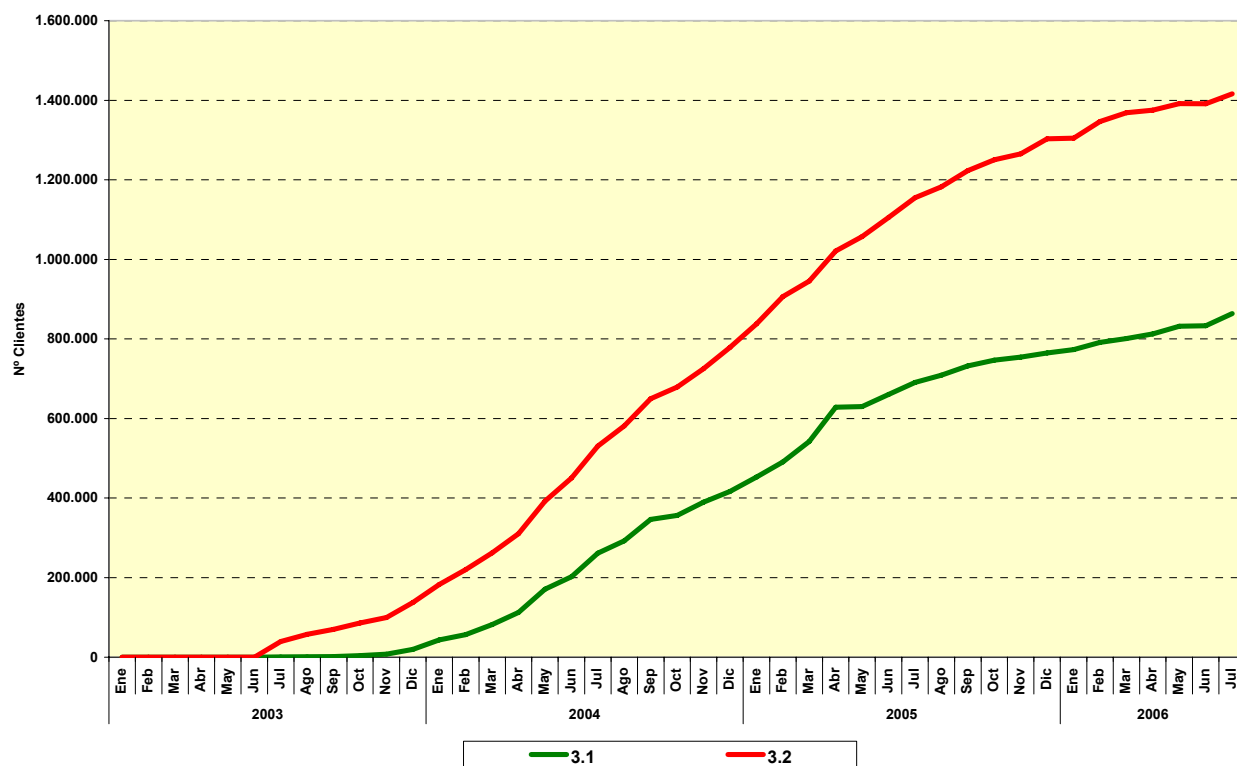
Fuente: CNE (SIFCO)

Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 30 de noviembre de 2006

Los porcentajes de participación en el mercado liberalizado por Grupos tarifarios han sido muy diferentes. Así, en el caso de los consumidores acogidos a tarifas del Grupo 1 fue del 99%, mientras que en el de consumidores acogidos a tarifas del Grupo 3 fue de un 45%. Dentro del Grupo 2 la participación de los consumidores en el mercado liberalizado fue de un 90% en términos de consumo.

En el siguiente gráfico se observa la evolución creciente de la participación en el mercado liberalizado del número de clientes acogidos a los peajes 3.1 y 3.2, esto es, peajes a los que se acogen, fundamentalmente, clientes domésticos. A finales de julio de 2006 el número de clientes acogidos a peajes 3.1 y 3.2 se situaba en 2.239.881 suministros, lo que suponía que, aproximadamente el 36,2% del total de este segmento de consumidores estuviera en el mercado liberalizado.

Gráfico 3. Evolución de la participación de clientes domésticos en el mercado liberalizado hasta Julio de 2006



Fuente: Información CNE Resolución 15/07/2002

3.2 Escenario de previsión de demanda y participación en el mercado liberalizado para 2007

El artículo 26 del RD 949/2001 establece que los peajes y cánones se determinarán en base a los siguientes elementos:

- a) Previsiones de demanda de gas natural para el año de aplicación de los peajes y cánones.
- b) La retribución a las actividades reguladas.
- c) Las previsiones de utilización de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte y distribución.

- d) Las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

Estos cuatro elementos son imprescindibles para determinar si los ingresos resultantes de la aplicación de los peajes y cánones vigentes a la previsión de la demanda, son suficientes para cubrir las retribuciones consideradas en la propuesta de Orden, teniendo en cuenta la previsión de utilización de las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte, así como las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

A diferencia de años anteriores, la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no incluye prácticamente ningún tipo de información relativa al escenario de demanda de gas natural previsto para el año 2007, ni a las variables de facturación. Cabe señalar que la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes sólo indica que la demanda prevista para el mercado regulado para dicho año es de 55.080 GWh. Por ello se procede a hacer una estimación propia de los valores fundamentales.

A finales de 2006, esta Comisión coordinó con el GTS la petición de información a solicitar a las distintas empresas transportistas y distribuidoras, relativas al número de clientes, caudales y consumos, previstos para el cierre de 2006 y para 2007, desagregados por tarifa de venta y peaje de transporte y distribución.

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión analizó la adecuación de la citada información a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como la coherencia de la misma, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados.

Como resultado de dichos análisis, se detectaron una serie de inconsistencias y erratas en la información remitida por los agentes transportistas y distribuidores, que fueron puestas en conocimiento de los citados agentes, con el objeto de ser subsanadas en el menor plazo posible.

En el Cuadro 2 se detalla la previsión resultante, para los años 2006 y 2007, de la agregación de las previsiones aportadas por las empresas distribuidoras y transportistas, una vez corregidas las inconsistencias y erratas detectadas por esta Comisión.

Cabe señalar que la previsión de la demanda correspondiente a los años 2006 y 2007, incluye los consumos previstos en los peajes de duración inferior a un año y en los peajes de tránsito internacional. Debe tenerse en cuenta que el escenario considerado es el resultado de la agregación de las previsiones de las empresas, y no el resultado de la realización de un escenario de previsión basándose en la evolución reciente de la demanda de gas natural.

Cuadro 2. Escenario de previsión de demanda de gas natural: cierre de 2006 y 2007 resultado de la agregación de las previsiones aportadas por las empresas distribuidoras y transportistas. (MWh)

Previsiones de demanda 2006 y 2007					
	Previsión Cierre 2006	Previsión 2007	% Δ	Participación Cierre 2006	Participación 2007
<i>Mercado Regulado</i>	59.263.939	54.971.868	-7,2%	13,9%	12,2%
<i>Mercado Liberalizado (1)</i>	367.496.734	396.021.668	7,8%	83,9%	85,5%
Total	426.760.673	450.993.536	5,7%		

Fuente: CNE

De acuerdo con dicho escenario de previsión, la demanda de gas natural en 2007 ascendería a 450.994 GWh, un 5,7% superior a la previsión para el cierre de 2006. Asimismo, la participación en el mercado liberalizado prevista para 2007 es de un 85,5% (396.022 GWh), resultado de un incremento del consumo del conjunto de clientes acogido al mercado liberalizado en el año 2007 (7,8%) y de una caída del consumo del conjunto de clientes en mercado regulado (-7,2%).

El escenario de facturación previsto para 2007 se ha calculado tomando como punto de partida los datos agregados de las empresas, incluyendo los ingresos derivados de los peajes de duración inferior a un año y de los peajes de tránsito internacional, e incluyendo el efecto de las modificaciones de la estructura de peajes y tarifas de venta consideradas en las propuestas de Órdenes.

4 DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS INTRODUCIDOS EN LA PROPUESTA DE OM

4.1 Cuota destinada al Gestor Técnico del Sistema

La propuesta de Orden ITC/2006, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, en su artículo 4, determina que la cuota a aplicar sobre la facturación de los peajes y los cánones, destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema para 2007, será del 0,49%, lo que supone un incremento del 32,43% respecto de la cuota establecida en la Orden ITC/4100/2006.

Adicionalmente, se suprime el segundo párrafo del artículo 4 de la Orden ITC/4100/2006:

“Dicha cuota se ingresará por las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento de gas, en los plazos y de la forma que se establecen en el procedimiento de liquidaciones regulado en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre.”

4.2 Contratos anteriores

La propuesta de Orden elimina para los consumidores industriales 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 igual o superior a 200.000 kWh/año, la posibilidad de solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar, en cuyo caso, los consumidores tenían la obligación de realizar la acometida correspondiente y conectarse a gasoductos a presión superior a 4 bar en el momento en que el distribuidor dispusiera de redes en su zona para ello. En caso de que dicha solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes a dicha presión en su zona, le serían de aplicación los peajes o tarifas de venta del grupo 2.bis.

Asimismo, la propuesta de Orden amplía de 2010 a 2015 el plazo de convergencia de los peajes y tarifas de venta del grupo 2.bis con los peajes y tarifas del grupo 3, y establece como criterio de convergencia un mecanismo lineal.

4.3 *Telemedida*

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe, modifica diversos aspectos relacionados con la telemedida.

En primer lugar, se establece que el procedimiento de cálculo del término fijo a aplicar a los consumidores con consumo superior a 5 GWh/año será el correspondiente a los peajes del Grupo 1, tal y como se detalla en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001.

En segundo lugar, en caso de que la telemedida no esté operativa se modifica la fórmula de cálculo del caudal diario máximo medido (Q_m). En concreto, éste será el resultado de dividir el consumo medido mensual entre 5 días, en lugar de los 20 días actualmente vigentes.

Por último, se suprimen los siguientes apartados de la Orden ITC/4100/2005:

- Apartado 7 relativo a la obligación por parte del distribuidor de comunicar con anterioridad al 31 de enero de 2006, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, los protocolos de comunicación usados para la lectura de los equipos de telemedida
- Apartado 8 relativo a la forma de cálculo del consumo anual.
- Apartado 9, que hace referencia a la obligación por parte del distribuidor de comunicar al consumidor la obligación de contar con equipos de telemedida.

4.4 *Peajes de duración inferior a un año*

La propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas aumenta, en términos generales, un 10% los coeficientes a aplicar al término fijo de peaje de regasificación (T_{rf}), al término de reserva de capacidad (T_{rc}) y al término fijo del peaje de conducción (T_{fi}).

Cuadro 3. Peajes de duración inferior a un año.

	Orden ITC/4100/2005		Propuesta Orden 2007		% Variación (Orden vs Propuesta)	
	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)
Enero	0,079	1,587	0,087	1,746	10,1%	10,0%
Febrero	0,079	1,587	0,087	1,746	10,1%	10,0%
Marzo	0,079	1,587	0,087	1,746	10,1%	10,0%
Abril	0,051	1,029	0,057	1,132	11,8%	10,0%
Mayo	0,045	0,908	0,050	0,999	11,1%	10,0%
Junio	0,045	0,898	0,049	0,988	8,9%	10,0%
Julio	0,045	0,898	0,049	0,988	8,9%	10,0%
Agosto	0,041	0,819	0,045	0,901	9,8%	10,0%
Septiembre	0,045	0,897	0,049	0,987	8,9%	10,0%
Octubre	0,051	1,014	0,056	1,115	9,8%	10,0%
Noviembre	0,079	1,587	0,087	1,746	10,1%	10,0%
Diciembre	0,079	1,587	0,087	1,746	10,1%	10,0%

	Coeficientes		Variación (%) Orden ITC/4100/2005vs Propuesta 2007
	Orden ITC/4100/2005	Propuesta de Orden 2007	
1 de noviembre al 31 de marzo	1,5870	1,7457	10,0%
1 de abril al 31 de julio	0,9330	1,0263	10,0%
1 de agosto al 30 de agosto	0,8190	0,9009	10,0%
1 de septiembre al 30 de octubre	0,9550	1,0945	14,6%

Fuente: Orden ITC/4100/2005 y propuesta de Orden

Adicionalmente, la propuesta de Orden introduce las siguientes modificaciones en la aplicación de estos peajes:

- Los peajes de duración inferior a 365 días únicamente son de aplicación a puntos de suministro a presión superior a 4 bar.
- El consumo anual a considerar a la hora de elegir el escalón de peajes se corresponderá con el consumo anual del año anterior, con posibilidad de realizar refacturaciones en el caso de que el consumo real sea incompatible con el escalón de peaje elegido.
- Si después de haber contratado un peaje de duración inferior al año, se opta por pasar a un contrato anual, no podrá aplicarse de nuevo un peaje de duración inferior al año hasta que venza dicho año.
- No serán de aplicación derechos de alta a la contratación de un peaje de duración inferior al año en un punto de suministro donde existía un contrato anterior, independientemente de la duración del mismo.

Finalmente, se elimina el apartado 2 del artículo 11 de la Orden ITC/4100/2005, en el que se establecen el procedimiento de facturación del término fijo del canon de almacenamiento subterráneo en el caso de contratos de duración inferior a un año.

4.5 Peaje interrumpible

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe introduce las siguientes modificaciones respecto a la Orden ITC/4100/2005.

En primer lugar, establece límites a la duración del contrato. En concreto, establece la duración del contrato será de un mínimo de 12 meses y un máximo de 48 meses, prorrogables en función de la evolución del mercado y las necesidades zonales.

En segundo lugar, se establece que los consumidores situados en gasoductos declarados por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) como saturados podrán solicitar peajes interrumpibles siempre que voluntariamente acepten las condiciones de interrupción que establezca el GTS. Si la interrupción acumulada superase los 10 días el peaje a pagar será siempre el correspondiente a la interrupción tipo "B".

Por último, los peajes interrumpibles aumentan un 10%, si bien, dicho incremento no será de aplicación hasta el 1 de noviembre de 2007.

4.6 Peaje de tránsito internacional

La propuesta de Orden mantiene la estructura de peajes establecida en la Orden ITC/4100/2005 e incrementa el 10%

Cuadro 4. Peaje de regasificación de la Orden ITC/4100/2005 y de la propuesta OM

		Orden ITC /4100/2005				Propuesta Orden 2007				% Propuesta Orden 2007 respecto Orden ITC/4100/2005			
		PUNTO DE SALIDA				PUNTO DE SALIDA				PUNTO DE SALIDA			
		PORTUGAL-EXTREMADURA	PORTUGAL-GALICIA	LARRAU	IRÚN	PORTUGAL-EXTREMADURA	PORTUGAL-GALICIA	LARRAU	IRÚN	PORTUGAL-EXTREMADURA	PORTUGAL-GALICIA	LARRAU	IRÚN
PUNTO DE ENTRADA	CARTAGENA	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HUELVA	0,620	1,000	1,000	1,000	0,682	1,000	1,000	1,000	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	SAGUNTO	1,000	1,000	0,833	1,000	1,000	1,000	0,916	1,000	0,0%	0,0%	10,0%	0,0%
	BILBAO	1,000	1,000	0,515	0,350	1,000	1,000	0,567	0,385	0,0%	0,0%	10,1%	10,0%
	BARCELONA	1,000	1,000	0,773	1,000	1,000	1,000	0,850	1,000	0,0%	0,0%	10,0%	0,0%
	MAGREB	0,716	1,000	1,000	1,000	0,788	1,000	1,000	1,000	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	PORTUGAL-EXTREMADURA			1,000	1,000			1,000	1,000			0,0%	0,0%
	PORTUGAL-GALICIA			1,000	1,000			1,000	1,000			0,0%	0,0%
	LARRAU	1,000	1,000			1,000	1,000			0,0%	0,0%		
	IRÚN	1,000	1,000			1,000	1,000			0,0%	0,0%		

Fuente: Orden ITC/4100/2005 y Propuesta de Orden

4.7 Peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima

La disposición transitoria de la propuesta de Orden de la que se emite el presente informe introduce un peaje temporal de aplicación hasta el 1 de enero de 2010 a los consumidores acogidos a la tarifa específica para uso como materia prima (PA), distinguiendo entre gas descargado en planta de regasificación y gas natural por gasoducto.

En el caso de gas descargado en planta de regasificación se establece un único peaje que integra la regasificación, reserva de capacidad y término de conducción, mientras que para el gas con entrada en el sistema a través de gasoducto incluye reserva de capacidad y término de conducción (véase Cuadro 19).

Cuadro 5. Precios de los peajes aplicables a usuarios de la tarifa de materia prima.

Peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima (PA)	Propuesta OM 2007	
	Término fijo €/kWh/día/mes	Término variable €/kWh
<i>Gas con entrada mediante planta de regasificación. Peaje conjunto de regasificación y transporte (incluye término de reserva de capacidad)</i>	0,018833	0,000228
<i>Gas con entrada mediante gasoducto. Peaje de transporte (incluye término de reserva de capacidad)</i>	0,012066	0,000188

Fuente: Propuesta de OM

4.8 Peaje de Regasificación, peaje de descarga de buques y peaje de carga de cisternas

El artículo 29 del Real Decreto 949/2001 establece que el peaje de regasificación incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de buques, transporte a tanques de gas natural licuado (GNL), regasificación o carga de cisternas de GNL.

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe descompone el actual peaje de regasificación en peaje de regasificación, peaje de descarga de buques y peaje de carga en cisternas.

El peaje de regasificación incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL y un almacenamiento operativo de GNL en planta de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional vigésimo quinta de la Ley 38/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Los precios establecidos en el Anexo de la propuesta de Orden suponen una reducción respecto a los términos fijo y variable de la Orden ITC/4100/2005 del 7,7% y 8%, respectivamente.

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación. Se establece un peaje diferenciado por planta de regasificación justificado, según se indica en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, por la necesidad de dar señales económicas que eviten la congestión de determinadas plantas.

El peaje de carga de cisternas incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículo cisterna de GNL depositado en una planta de regasificación. Los términos fijo y variable del peaje de descarga de GNL en cisterna suponen un incremento del 20% respecto a los términos fijo y variable del peaje de regasificación publicado en la Orden ITC/4100/2005.

Adicionalmente, se modifica la facturación del término fijo al considerar como caudal diario el medio del mes, calculado como el resultado de dividir los kWh cargados en el mes por el número de cisternas cargadas.

Finalmente, se establece un plazo de 20 días, a contar desde la entrada en vigor de la Orden, para ajustar la capacidad contratada a lo establecido en el párrafo anterior.

Cuadro 6. Peaje de regasificación de la Orden ITC/4100/2005 y de la propuesta OM

	Orden ITC/4100/2005			Propuesta OM 2007		
	Término fijo Tfr €/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr €/kwh	Término fijo Tfr €/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr €/kWh
Peaje de regasificación (1)	0,0146620		0,0000870	0,0135360		0,0000800
Peaje de descarga de buques <i>Barcelona, Huelva, Cartagena y Sagunto</i> <i>Mugardos</i> <i>Bilbao</i>					20.000 10.000 -	0,0000360 0,0000180 -
Peaje de carga de cisternas				0,0175940		0,0001040

Fuente: Orden ITC/4100/2005 y Propuesta de Orden

(1) El peaje de regasificación incluye la descarga de buque y carga de cisternas.

4.9 Nuevo peaje 3.5 aplicable a consumos superiores a 30 GWh/año

El apartado quinto del Anexo de la propuesta de Orden establece un nuevo peaje, el peaje 3.5, de aplicación a aquellos consumidores cuyo consumo anual supere 30 GWh. Según se indica en la información que acompaña a la propuesta de Orden, los términos fijo y variable de este peaje se han establecido aplicando un incremento del 75% a los términos fijo y variable del peaje del grupo 2.5.

Adicionalmente, a este peaje le es aplicable un descuento en la facturación del término fijo por caudal siempre que el consumo nocturno (consumo realizado entre las 23:00 y las 7:00) supere el 30% del consumo total.

4.10 Canon de almacenamiento de GNL

En relación con el canon de almacenamiento de GNL la propuesta de Orden introduce las modificaciones que se detallan a continuación.

En primer lugar, el apartado séptimo del Anexo de la propuesta de Orden modifica las unidades de facturación del término variable, pasando de €/m³ de GNL/día a €/MWh/día y fija el valor en 0,019073 €/MWh/día, lo que supone un incremento del 50% respecto al valor publicado en la Orden ITC/4100/2005. Este incremento, según se expone en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, está justificado por la insuficiencia del canon de almacenamiento de GNL para cubrir los costes reconocidos.

En segundo lugar, en dicho apartado se incluye que durante los próximos años se procederá a un incremento anual del 20% del precio de este canon hasta que se ajuste al coste real del servicio.

Finalmente, la disposición adicional primera de la propuesta de Orden modifica el apartado 3.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema “NTGS-3” relativa a la viabilidad de las programaciones de descarga de buques. En concreto, se reduce a la mitad la penalización por excesos en el canon de almacenamiento de GNL con objeto de evitar incrementos en las penalizaciones derivadas de la actualización del canon y se eleva el valor que se puede tener en exceso de 8 a 9 días para el 2º y 3er trimestre.

4.11 Variaciones en los peajes de transporte y distribución de la Orden ITC/4100/2005

Las variaciones introducidas en los peajes de transporte y distribución, respecto a los valores publicados en la Orden ITC/4100, se deben, según se indica en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, a que este año se introduce por primera vez como mayor coste de acceso el 20% del coste de gestión de compra-venta y el 20% del coste de suministro a tarifa, con objeto de recoger el coste que supone para el sistema la posibilidad con que cuentan algunos clientes de retornar al mercado regulado (Peajes Grupo 3, peajes 2.1 a 2.4, y peajes 2.1 bis a 2.4 bis).

En concreto, la propuesta de Orden establece las siguientes variaciones en los términos de peajes de transporte y distribución:

- El término fijo de reserva de capacidad registra una variación nula

- El término variable de facturación del peaje de transporte y distribución del grupo 1 y grupo 2 aumentan, en términos generales, en torno al 0,2%, mientras que el término fijo del grupo 3 aumenta entre el 1% (peaje 3.4) y el 30% (peaje 3.1).
- Los términos fijo y variable de facturación del peaje de transporte del grupo 2.bis aumentan entre el 27% y el 59%, con la excepción del peaje 2.1 bis cuyos términos fijo y variable registran una variación nula.

Cabe señalar que, de acuerdo con la información aportada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, no cabría esperar variaciones en los peajes del Grupo 1 y los peajes 2.5, 2.6, 2.5 bis y 2.6, puesto que los consumidores acogidos a los mismos no tiene posibilidad de regresar al mercado regulado.

En el Cuadro 7 se resume las variaciones para cada uno de los peajes y cánones establecidos en la propuesta de Orden.

Cuadro 7. Variaciones propuestas de peajes y cánones (2007/2006)

Orden ITC/4100/2005			Propuesta OM 2007			% variación propuesta OM 2007 sobre 2006			
PEAJE DE REGASIFICACIÓN									
	Término fijo Tfj €/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr €/kWh	Término fijo Tfj €/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr €/kWh	Término fijo	Término fijo	Término variable
Peaje de regasificación (1)	0,0146620		0,0000870	0,0135360		0,0000800	-7,7%		-8,0%
Peaje de descarga de buques Barcelona, Huelva, Cartagena y Sagunto Mugardos Bilbao					20.000 10.000	0,0000360 0,0000180			
Peaje de carga de cisternas				0,0175940		0,0001040			
PEAJE DE TRASVASE GNL a buque									
		Término fijo Eoperación	Término variable €/KWh	Término fijo Eoperación	Término variable €/KWh		Término fijo	Término variable	
Peaje de trasvase de GNL a buques		105,274	0,0005109	157,911	0,000766		50,0%	49,9%	
PEAJE DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN									
	Término fijo Tfj €/kWh/día/mes			Término fijo Tfj €/kWh/día/mes			Término fijo		
1. Término Reserva de Capacidad	0,006625			0,006625			0,00%		
2. Término de Conducción									
	Término fijo Tfj €/kWh/día/mes	Término fijo Tfd €/consumidor/mes	Término variable Tvij €/kWh	Término fijo Tfj €/kWh/día/mes	Término fijo Tfd €/consumidor/mes	Término variable Tvij €/kWh	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable
Peaje 1 (P>60 bar)									
1.1	0,021111		0,000517	0,021111		0,000518	0,00%		0,19%
1.2	0,018860		0,000417	0,018860		0,000418	0,00%		0,24%
1.3	0,017506		0,000375	0,017506		0,000376	0,00%		0,27%
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)									
2.1	0,154578		0,001181	0,154578		0,001182	0,00%		0,08%
2.2	0,041956		0,000942	0,041956		0,000943	0,00%		0,11%
2.3	0,027471		0,000763	0,027471		0,000764	0,00%		0,13%
2.4	0,025174		0,000684	0,025174		0,000685	0,00%		0,15%
2.5	0,023142		0,000599	0,023142		0,000600	0,00%		0,17%
2.6	0,021288		0,000520	0,021288		0,000521	0,00%		0,19%
Peaje 2 bis (P<=4 bar)									
2.1 bis (2)	0,164183		0,001254	0,164183		0,001254	0,00%		0,00%
2.2 bis	0,044563		0,001001	0,056516		0,001270	26,82%		26,87%
2.3 bis	0,030968		0,000860	0,042433		0,001180	37,02%		37,21%
2.4 bis	0,029816		0,000810	0,038233		0,001040	28,23%		28,40%
2.5 bis	0,028046		0,000726	0,043094		0,001117	53,65%		53,86%
2.6 bis	0,025799		0,000630	0,040877		0,001000	58,44%		58,73%
Peaje 3 (P<= 4 bar)									
3.1		2,14	0,024211		2,78	0,024211	n.a.	29,91%	0,00%
3.2		4,79	0,017942		5,43	0,017942		13,36%	0,00%
3.3		37,08	0,009935		37,72	0,009935		1,73%	0,00%
3.4		55,34	0,007813		55,98	0,007813		1,16%	0,00%
3.5				0,040499		0,001049			n.a.
CANON DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO									
		Término fijo Tf €/kWh/mes	Término variable Tv €/kWh	Término fijo Tf €/kWh/mes	Término variable Tv €/kWh		Término fijo	Término variable	
Canon de almacenamiento Subterráneo		0,000189	0,000174	0,000227	0,000174		20,11%	0,00%	
CANON DE ALMACENAMIENTO GNL									
			Término variable Tv €/MWh/día (3)		Término variable Tv €/MWh/día		Término variable		
Canon de almacenamiento GNL			0,012715045		0,019073		50%		

Fuentes: Orden ITC/4100/2005, propuesta de Orden y Memoria que la acompaña.

- (1) El peaje de regasificación de la Orden ITC/4100/2005 incluye el peaje de regasificación, el peaje de descarga de buques y el peaje de carga de cisternas
- (2) Se considera que hay una errata en el término fijo del peaje 2.1 bis en la propuesta de Orden, por lo que se mantiene el precio de la Orden ITC/4100/2005, en consonancia con la variación registrada en el término variable.
- (3) La Orden ITC/4100/2005 establece el término variable del canon de almacenamiento de GNL en €/m3 de GNL/día, para que los precios sean comparables con los de la propuesta de Orden se han homogeneizado las unidades. Se emplea como factor de conversión 6.832,3 kWh/m3 GNL, valor medio de GNL descargado en todas las plantas del sistema durante los últimos doce meses, según se especifica en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

5 COMENTARIOS GENERALES

5.1 Modificaciones normativas con rango de orden

En la exposición de motivos de la propuesta de Orden se señala que, de acuerdo con el artículo 25 del Real Decreto 949/2001, en su apartado segundo, el Ministro de Economía podrá modificar la estructura de tarifas, peajes y cánones si razones de optimización del sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo del ámbito comunitario lo hace aconsejable. En particular, cabe señalar que la propuesta de Orden descompone el peaje de regasificación en peaje de regasificación, peaje de descarga de buques y peaje de carga en cisternas, e introduce, el peaje 3.5 de aplicación a consumidores conectados a presión de diseño igual o inferior a 4 bar y consumo superior a 30 GWh/año con una estructura de precios diferente de la del resto de peajes del grupo 3. Asimismo, la Disposición Transitoria de la Propuesta de Orden incluye un nuevo peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima.

Adicionalmente, introduce, por primera vez, un descuento sobre el término fijo por caudal del peaje 3.5, que es función del consumo nocturno.

Ninguno de los peajes comentados anteriormente, están incluidos específicamente en la estructura de peajes que establece el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Este Real Decreto estableció un sistema económico integrado para el sector de gas natural, definiendo, específicamente, los peajes y cánones de los servicios básicos. En consecuencia, se considera que la introducción de los precitados nuevos peajes contenidos en la Propuesta de Orden habría de llevarse a cabo, preferiblemente, a través de una modificación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en la que debería constar la definición precisa de cada uno de los servicios incluidos en los peajes, los derechos inherentes a los mismos, así como los parámetros específicos para su determinación.

5.2 Repercusión de una parte de la retribución del suministro a tarifa y de la gestión de compra-venta en el mercado liberalizado

Este año, se incluye por primera vez, en el coste de acceso que se ha de cubrir con los peajes y cánones de la propuesta, el 20% del coste de suministro a tarifas y del coste de gestión de compraventa. La inclusión de estas partidas en el escandallo de costes de acceso viene justificada, según se expone en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, por la posibilidad del retorno al mercado regulado de los consumidores del grupo 3 y peajes 2.1 a 2.4.

El artículo 19 del Real Decreto 949/2001, establece que las empresas transportistas tendrán reconocida una retribución por la actividad de gestión de compra y venta de gas para el suministro a las compañías distribuidoras, que lo destinará a la venta en el mercado a tarifa.

Por su parte, según se establece en el artículo 19 de la Orden ITC/4099/2005, la retribución anual de la actividad de gestión de compra-venta de gas destinado al mercado a tarifa se calcula, teniendo en cuenta los kWh destinados al mercado a tarifa.

Análogamente, el Real Decreto 949/2001 establece en el artículo 22 que las empresas distribuidoras tendrán derecho al reconocimiento de una retribución por la actividad del suministro de gas a tarifa.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, para calcular el coste de gestión de compra-venta y el coste de suministro a tarifa únicamente se ha tenido en consideración la información relativa al mercado regulado, sin embargo el 20% de dichos costes se imputa a los peajes de transporte y distribución.

En opinión de esta Comisión no parece razonable que los costes se calculen teniendo en cuenta únicamente al mercado regulado y luego se imputen tanto al mercado regulado como al mercado liberalizado.

Adicionalmente, se ha producido un incremento en tarifas de acceso en grupos que no pueden retornar al mercado regulado.

Por otro lado, la asignación de este coste al mercado libre, descontándole del mercado regulado, resta competitividad a la comercialización frente a la tarifa regulada, lo cual, efectivamente puede colaborar a que se produzcan pasos de clientes de mercado libre a mercado regulado, tal como esta medida prevé. Esto es especialmente relevante en el grupo 3, fundamentalmente en los segmentos de bajo consumo (grupos 3.1 y 3.2), pues se hace una asignación fija por cliente del coste adicional.

Esta Comisión considera que en caso de ser necesario imputar un coste a aquellos clientes que se encuentran en el mercado liberalizado por tener la posibilidad de retornar a tarifa, sería más adecuado definir un nuevo concepto de coste que recogiera dicha necesidad, justificar adecuadamente su retribución y establecer el criterio de asignación a los distintos términos fijo y/o variable.

5.3 Valoración de peajes y cánones de la propuesta de Orden

Las variaciones propuestas en los peajes y cánones de la Orden ITC/4100/2005 son el resultado de comparar, según lo indicado en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, por una parte, los ingresos resultantes de la aplicación de los peajes y cánones de la Orden ITC/4100/2005 a todos los clientes, tanto del mercado regulado como del liberalizado y, por otra parte, las retribuciones de actividades a recuperar por los diferentes peajes y cánones de gas natural definidas en el artículo 26 del RD 949/2001.

Al comparar las cifras de ingresos y costes previstos por el MITYC (sin introducir los nuevos incrementos de peajes y cánones), se observa que los ingresos superan a los costes, y que, por tanto cabría reducir el ingreso medio, obtenido con los peajes de la Orden ECO/32/2004, un 0,51%. A esto habría que añadir la recaudación adicional por las subidas adicionales descritas.

Cuadro 8. Costes de acceso necesarios para 2007 e Ingresos obtenidos al aplicar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden sin cambios a todos los consumidores (Millones de euros).

	Millones de €
Ingresos por peajes y cánones a precios de la Orden ITC/4100/2005	2.356,48
Costes de Acceso de la propuesta de Orden	2.344,50

Ingresos - Costes

Miles de €	11,98
%	0,51%

Fuentes: MITC

Tal y cómo se señala en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, dicha diferencia no es significativa, por lo que la propuesta no incluye ningún tipo de modificación de peajes y cánones adicional a las ya comentadas en este informe.

Por lo tanto, las diferencias existentes entre los peajes de transporte y distribución establecidos en la Orden ITC/4100/2005, y los de la propuesta de Orden, son consecuencia de imputar al mercado liberalizado del 20% del coste de la gestión de compra-venta y del suministro a tarifas.

Cabe señalar que, tal y como ha indicado esta Comisión, en informes tarifarios anteriores, se considera que los peajes de transporte y distribución deben trasladar los coste reales de la red en el suministro de dichos clientes. A continuación se va a intentar chequear este aspecto con las cifras internas disponibles en la CNE.

Por un lado, se ha calculado el escenario de previsión de ingresos de la CNE mediante la facturación por peajes y cánones de clientes en el mercado regulado y en el mercado liberalizado. Para ello, se ha realizado la mejor previsión de algunas de las variables necesarias para el cálculo de los nuevos peajes de regasificación, descarga de buques, carga en cisternas y peaje 3.5 (Véase Anexo I).

Por otro lado, para valorar la suficiencia de los peajes y cánones propuestos por le lado de los costes, en el escenario de previsión de la CNE se ha tomado como referencia el escandallo de costes de acceso de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes.

En el siguiente cuadro se resume la previsión de ingresos por peajes y cánones de la propuesta de Orden según el escenario de la CNE, explicado en detalle en el Anexo I del presente informe. Se tiene en cuenta que todos los consumidores, ya sean en el mercado regulado o en el mercado liberalizado, pagan los peajes y cánones de la propuesta de Orden.

Cuadro 9. Previsión de Ingresos por Peajes y Cánones. Facturación a todo el Sistema a peajes y cánones de la propuesta de Orden. Año 2007.

	Facturación Propuesta				
	Total	Regulado	Liberalizado		
			Total	Peajes > 1 año	Peajes < 1 año y tránsito internacional
Ingresos por Peajes y Cánones	2.358.766	869.871	1.488.895	1.476.119	12.776
Regasificación	215.889	12.424	203.465	203.465	0
Almacenamiento	79.510	18.025	61.485	61.485	
Subterráneo	79.484	18.025	61.459	61.459	
GNL	26	0	26	26	
Regasificación + Almacenamiento	295.399	30.449	264.950	264.950	
Transporte y Distribución	2.063.367	839.422	1.223.945	1.211.169	12.776
Reserva capacidad		11.844		90.996	
Conducción		827.578		1.120.173	
Ingresos por Acceso (Miles €)	2.358.766	869.871	1.488.895	1.476.119	12.776
GWh	450.994	54.972	396.022	385.799	10.222
Cent €/kWh	0,523	1,582	0,376	0,383	0,125
Costes de acceso (Miles de €)	2.344.502	833.761	1.510.741		
Diferencia Ingresos - Costes	14.264	36.110	-21.846		
% variación	0,61%	4,33%	-1,45%		

Fuentes: Empresas transportistas y distribuidoras, GTS, y CNE

Según este escenario de previsión de la CNE, los ingresos por los peajes y cánones de la propuesta que deben pagar todos los consumidores, serían a nivel global suficientes para cubrir los costes de acceso.

6 COMENTARIOS PARTICULARES

6.1 Cuota destinada el Gestor Técnico del Sistema

El artículo 7 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios establece que el Gestor Técnico del Sistema es aquel transportista titular de la mayoría de las

21 de diciembre 2006

instalaciones de la red básica de gas natural y tiene la responsabilidad de la gestión técnica de la Red Básica y de las redes de transporte secundario.

Así, el artículo 10 del Real Decreto-Ley 6/2000, por el que se añade una disposición adicional vigésima a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece que la entidad “ENAGAS, Sociedad Anónima”, tendrá la consideración de Gestor Técnico del Sistema.

ENAGAS recibe ingresos de diversa naturaleza, según las actividades que realiza, entre las que cabe destacar ingresos por la actividad de regasificación, almacenamiento y transporte, ingresos por gestión de compra-venta del gas e ingresos por la gestión técnica del sistema.

Según la información disponible de la Memoria 2005 de dicha Compañía, el desglose del importe neto de la cifra de negocios por actividad nacional es el mostrado en el siguiente cuadro.

Cuadro 10. Desglose del importe neto de la cifra de negocios por actividades de ENAGAS (Miles €). Años 2004 y 2005

Concepto	2005	2004	% de variación 2005 s/ 2004	Distribución del importe neto de la cifra de negocios	
				2005	2004
Ventas de gas - Compras de Gas (1)	10.150	5.534	83%	1,56%	0,99%
Prestación de servicios	638.524	554.647	15%	98,44%	99,01%
- Ingresos por actividad de regasificación	152.097	117.431	30%	23,45%	20,96%
- Ingresos por actividad de Transporte	404.049	354.965	14%	62,29%	63,37%
- Ingresos por actividad de Almacenamiento	70.425	67.308	5%	10,86%	12,02%
- Ingresos por actividad de Gestor Técnico del Sistema	10.219	10.219	0%	1,58%	1,82%
- Entronques	1.734	4.701	-63%	0,27%	0,84%
- Otros servicios		23	-100%	0,00%	0,00%
Importe neto de la cifra de negocios	648.674	560.181	16%	100,00%	100,00%

Fuente: Memoria de ENAGAS

(1) Ventas menos compras de gas.

Se observa que la retribución del GTS ha pasado de suponer un 1,82% del importe neto de la cifra de negocios de 2004, a un 1,58% en el año 2005. Los ingresos por actividades

reguladas de ENAGAS han pasado de suponer un 99,01% del importe total neto de la cifra de negocios en 2004, a un 98,44% en el año 2005.

Con el objeto de evaluar adecuadamente, la previsión de la retribución solicitada por ENAGAS, como GTS, es necesario disponer de los estados contables individualizados del GTS.

En este sentido, el artículo 7, apartado cinco, del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios, por el que se modifica el artículo 63 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece que el Gestor Técnico del Sistema, deberá llevar cuentas separadas que recojan los gastos e ingresos imputables a la actividad de gestión técnica del sistema.

ENAGAS recibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de Gestor Técnico del Sistema gasista, que son el resultado de aplicar unos porcentajes sobre la facturación de las tarifas de venta, los peajes y los cánones, según el procedimiento de liquidaciones regulado en la Orden ECO/2692/2002. Los porcentajes a aplicar para 2007 son los incluidos en sendas propuestas de Órdenes de tarifa de venta y de peajes y cánones.

De acuerdo con la información que acompaña la propuesta de Orden, la retribución asignada a ENAGAS por la actividad del Gestor Técnico del Sistema asciende a 11.829 miles de €, un 15,8% superior al importe reconocido para 2006 (10.219 Miles €). No obstante, cabe señalar que este importe es calculado, según información de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, partiendo de la retribución asignada a ENAGAS por la actividad del Gestor Técnico del Sistema para 2006 actualizado con la tasa de variación interanual del IPC en octubre 2006 (2,5%), resultando una cantidad de 10.455 Miles €. Asimismo, a este último importe se le suman los desvíos producidos en 2006 de 1.374 Miles € (la recaudación presupuestada para el GTS para 2006 de 10.200 Miles € menos la recaudación prevista por la CNE para el 2006 para el GTS de 8.826 Miles €).

A continuación se realizan una serie de comentarios a la forma de calcular dicha cantidad.

En primer lugar, la retribución asignada al GTS para 2006 era de 10.219 Miles € y no de 10.200 Miles €. En este sentido y si se procediera con el mismo procedimiento de cálculo que el descrito en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, se obtendría como retribución a reconocer al GTS para 2007 un importe de 11.867 Miles €.

Cuadro 11. Retribución del GTS para 2007 (Miles €) si se sigue procedimiento de Memoria que acompaña a propuesta de Órdenes y se modifica el importe de retribución del GTS 2006

	(Miles €)
Retribución GTS 2006	10.219
Cantidad prevista recaudar	8.826
Diferencia	1.393
Actualización 2007 (2,5% aplicado a la retribución GTS 2006)	10.474
Total	11.867

Fuentes: Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes 2006 y 2007 e Informe de la CNE "Previsión de la desviación esperada sobre las retribuciones acreditadas para el sector gasista en el año 2006" de 30 de octubre de 2006

En segundo lugar, es la primera vez, y a diferencia de años anteriores, que se ajustan los desvíos producidos entre la retribución asignada al GTS y la cantidad prevista recaudar el año anterior. En el siguiente cuadro se muestran las diferencias en la retribución asignada al GTS entre el importe reconocido en las Memorias que acompañan a las propuestas de Órdenes y las cantidades recaudadas en la liquidación 14 de cada año.

Cuadro 12. Diferencias (Miles €) entre la cantidad presupuestada en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes y la liquidación 14 para la retribución del GTS. Años 2002-2005

Años	CANTIDAD PRESUPUESTADA (Miles €) (A)	LIQUIDACIÓN 14 (Miles €) (B)	(B)-(A) (Miles €)
2002	8.955	7.709	- 1.246
2003	9.905	8.927	- 977
2004	10.219	10.154	- 65
2005	10.219	13.345	3.126
2002 - 2005	39.298	40.134	837

Fuentes: Memorias que acompañan a las propuestas de Órdenes en 2002, 2003, 2004 y 2005 y Liquidaciones 14/2002, 14/2003, 14/2004 y 14/2005.

Cabe señalar que a diferencia de años anteriores, en el año 2005, el GTS obtuvo una recaudación de 3.126 Miles de € superior a la retribución prevista en la Memoria que acompañaba a las propuestas de Órdenes del año 2005. En consecuencia, durante el periodo 2002 -2005, el GTS ha recibido una retribución de 837 Miles de € superior a las cantidades previstas por el Ministerio para dicho organismo.

Por lo tanto, y teniendo en cuenta el escenario de liquidaciones previsto para el año 2006, la cantidad a reconocer al GTS en concepto de desvíos de años anteriores ascendería como máximo a 556 Miles de €, en vez de 1.393 Miles de € considerados en la memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes.

Asimismo, se reitera lo señalado en distintos informes tarifarios de esta Comisión relativo a la inconsistencia observada en la propia información de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes. En particular, se incluyen cifras distintas de retribución asignada al GTS al aplicar las cuotas de las propuestas de Órdenes (11.829 y 11.990 miles de € en la página 68 de la Memoria). Además, si se calcula la retribución del GTS aplicando la cuota por peajes y cánones a los costes de peajes y cánones que corresponden únicamente a la parte del mercado liberalizado (sin considerar la parte de mercado regulado) y la cuota por tarifa de venta a los costes totales de mercado regulado (incluyendo los costes implícitos por peajes y cánones) se obtiene que la retribución del

gestor técnico del sistema es de 12.001 miles de €, superior en 24 miles de € a los 11.829 miles de € considerados en la propuesta de Orden (véase Cuadro 13).

Cuadro 13. Cálculo de cuantías asignadas al GTS y a la CNE para 2007

(Miles€)

PEAJES Y CÁNONES				TARIFA DE VENTA		
Concepto	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO	Concepto	TOTAL	MERCADO REGULADO
Ingresos por peajes y cánones	2.344.502	1.521.225	823.278	Ingresos por tarifa de venta	2.094.852	2.094.852
Cuota GTS	7.454	7.454	-	Cuota GTS	4.399	4.399
Tasa CNE	2.525	2.525	-	Tasa CNE	1.278	1.278

RETRIBUCIÓN TOTAL					
Concepto	MERCADO LIBERALIZADO (A)	MERCADO REGULADO (B)	TOTAL (A) + (B)	Propuesta de Orden	TOTAL - Propuesta de Orden
Cuota GTS	7.454	4.399	11.853	11.829	24
Tasa CNE	2.525	1.278	3.803	4.396	- 593

Fuente: Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes

Asimismo, se observa que si se realiza el cálculo anterior para obtener la retribución para la Comisión Nacional de la Energía, se obtendría una discrepancia respecto a la retribución que por dicho concepto se establece en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, mayor que en el caso de la retribución del GTS. En concreto, esta diferencia es de -593 miles de €.

Esta Comisión solicitó al GTS, con fecha 26 de julio de 2006, previsión de ingresos y gastos correspondientes a dicha función, para el cierre de 2006 y 2007, junto con datos que soporten la retribución solicitada. En particular, ENAGAS solicita con cargo a las tarifas, peajes y cánones de gas natural una retribución por la Gestión Técnica del Sistema de [...] miles de € para el año 2007, un [...] % superior que la cantidad resultante de actualizar por el IPC la cantidad asignada al GTS en 2006 (10.455 miles de €) y un [...]

% inferior que el importe establecido en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes incluyendo el desvío del año 2006 (11.829 miles de €).

El siguiente cuadro muestra toda la información remitida por ENAGAS de previsión de resultados para la actividad de Gestión Técnica del Sistema para el cierre del año 2006, y la propuesta de retribución de la actividad de gestión técnica del sistema para 2007.

Cuadro 14. Previsión de cierre de resultados para la actividad de gestión técnica del sistema del año 2006 y propuesta de retribución de la actividad de gestión técnica del sistema para 2007 (Miles €)

CUADRO CONFIDENCIAL

Fuente: ENAGAS

Se observa que, con los ingresos reconocidos por la actividad del gestor técnico del sistema para 2006 y la previsión de cierre del total de gastos operativos para 2006, se obtendría una previsión de cierre del resultado antes de intereses e impuestos para el año 2006 de [...] miles de €.

El artículo segundo, punto seis del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, considera que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la CNE, establecerá, antes del 1 de enero de cada año, la retribución que percibirá el gestor técnico del sistema por el ejercicio de esta actividad.

Se hace necesario disponer de las cuentas separadas por actividades de la Compañía que permitan justificar los gastos prudentemente incurridos por dicha Compañía en su actividad de GTS y proponer una retribución adecuada. En este sentido, cabe señalar que en este sentido con fecha 21 de julio de 2006 fue publicada en el B.O.E. la Orden/ITC/2348/2006, de 14 de julio, por la que se establecen las normas de presentación de información contable para las empresas que desarrollen actividades de gas natural y gases manufacturados por canalización. No obstante, debido a que aún no se han cumplido los plazos señalados para la entrega de información anual y trimestral por parte de las empresas obligadas a presentar dicha información, no es posible justificar la retribución solicitada por la Compañía por no disponer de información de las cuentas de la Compañía en su actividad de GTS.

Por ejemplo, dentro de la retribución solicitada por el GTS para 2007, se incluye una partida de [...] miles de € correspondiente a la retribución financiera de sus activos, calculada aplicando un tipo de interés del [...] %. Se desconoce el cálculo de dicha tasa de retribución, el valor al que aplica dicho tipo de interés y la naturaleza de las inversiones imputadas al GTS. En este sentido, cabe señalar que la posibilidad de incluir una retribución sobre inversiones del GTS que no estuvieran sujetas a planificación, podría suponer un incentivo a que el GTS realizara inversiones por la actividad de GTS cubiertas automáticamente con cargo a las tarifas, peajes y cánones de gas natural.

En consecuencia, ante la falta de información contable detallada que justifique la retribución del GTS para 2007, ante la falta de criterio para establecer una tasa de retribución financiera de las inversiones a corto plazo, en los términos que solicita el GTS, y tomando en consideración todo lo expuesto anteriormente, esta Comisión considera que la retribución máxima a reconocer al GTS, debería ser como máximo la cantidad de

10.219 Miles de €, 1.634 miles de € inferior a la incluida en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes.

Cabe señalar respecto a la incertidumbre actual en el importe de los gastos necesarios para desarrollar la actividad de GTS, que la retribución inicial debería ser el resultado de un análisis pormenorizado de los gastos necesarios para el desarrollo de dicha función por parte de ENAGAS, de acuerdo con información contable separada de actividades que se obtenga de la Orden ITC/2348/2006.

Por último, en virtud del Real Decreto-Ley 6/2000, que establece que el Gestor Técnico del Sistema deberá llevar cuentas separadas que recojan los gastos e ingresos imputables a la actividad de gestión técnica del sistema, ENAGAS está obligada a la separación contable de la actividad de GTS, aunque no a la separación jurídica. Sin embargo, se considera necesario garantizar la independencia entre la actividad de transporte y de gestión técnica.

En tanto exista separación contable de actividades realizadas por la misma Compañía, aunque por el momento esta Comisión no disponga de dicha información, cabe señalar que el resultado del ejercicio del total de actividades nacionales de ENAGAS ascendió a 191.416 miles de € en 2005 (un 21% superior al de 2004), según la última información disponible de las Memorias.

6.2 *Facturación aplicable a las liquidaciones*

El párrafo segundo del artículo 6.2 de la Propuesta de Orden, se refiere al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, como el órgano con potestad de realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

De conformidad con el artículo decimotercero de la Ley 24/2005 antes citada, que da nueva redacción al punto 3 del apartado Tercero de la Disposición Adicional Undécima de Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, ha de entenderse que es la Comisión Nacional

de Energía el órgano competente para llevar a cabo nueva liquidación de las aludidas cantidades, toda vez que en virtud de la expuesta modificación legal, debe considerarse implícitamente modificado el número 3 del artículo 38 del Real Decreto 949/2001. Por tanto, deberá llevarse a cabo el oportuno cambio de redacción en el sentido indicado.

6.3 Contratos anteriores

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe, modifica el artículo 9 de la Orden ITC/4100/2005 en los siguientes aspectos.

En primer lugar, se elimina para este colectivo de consumidores la obligación de realizar la acometida correspondiente y conectarse a gasoductos a presión superior a 4 bar en el momento en que el distribuidor dispusiera de redes en su zona para ello. Sólo en caso de que dicha solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes a dicha presión en su zona, les serían de aplicación los peajes o tarifas de venta del grupo 2.bis. Esto es, se elimina el conjunto de condiciones y requisitos de cumplimiento sucesivo para que fuera aplicable a estos consumidores los peajes o tarifas del grupo 2.bis.

En segundo lugar, se amplía el periodo transitorio de convergencia de los peajes del grupo 2.bis a los peajes del grupo 3, que pasa de 2010 a 2015, fecha a partir de la cual a todos estos consumidores se les aplicará el peaje correspondiente a su presión de suministro.

Finalmente, se establece que los peajes del grupo 2.bis convergerán de forma lineal a los peajes y tarifas del grupo 3 durante el periodo transitorio.

En el siguiente cuadro se resume, de acuerdo con las previsiones del MITYC, el impacto económico de este colectivo de clientes sobre los ingresos del sistema, esto es, la diferencia de facturación entre el grupo 2.bis y la que resultaría de facturarles a los peajes correspondientes del grupo 3, de acuerdo con los valores establecidos en la propuesta de Orden.

Cuadro 15. Estimación del impacto económico de facturar al grupo 2.bis y al peaje 3.4/3.5 según propuesta OM. Año 2007

Peaje	Consumo anual (C)	Nº de clientes	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Facturación (€)		Diferencia (€) (A) - (B)
					Grupo 2 bis (A)	Peaje 3.4/3.5 (B)	
Grupo 2.bis							
2.1 bis	C ≤ 500 MWh	147	47.511	333.848	717.325	469.952	247.373
2.2 bis	500 < C ≤ 5.000	557	1.081.720	4.819.332	4.642.217	8.825.649	-4.183.432
2.3 bis	5.000 < C ≤ 30.000	258	2.866.193	13.203.159	10.105.103	22.566.880	-12.461.776
2.4 bis	30.000 < C ≤ 100.000	37	1.248.395	6.881.495	4.455.533	4.653.890	-198.357
2.5 bis	100.000 < C ≤ 500.000	4	476.162	1.720.254	1.421.464	1.335.517	85.948
2.6 bis	C > 500.000	0	0	0	-	-	-
Total	Total	1.003	5.719.981	26.958.088	21.341.643	37.851.888	-16.510.245

Fuentes: Información que acompaña a la propuesta de Orden.

Esta Comisión, tal y como se ha indicado en informes tarifarios anteriores, considera que los peajes de transporte y distribución, así como las tarifas de venta, deben trasladar los costes reales de la red en el suministro de dichos clientes, por lo que valoró positivamente la introducción de los peajes y tarifas de venta “2 bis”, en cuanto que suponen un acercamiento hacia los costes reales de la red de dichos suministros. No obstante, se considera necesario seguir avanzando en este punto, imputando en los peajes y tarifas 2 bis, de forma progresiva, los costes reales en los que hacen incurrir al sistema dichos suministros.

En consecuencia, la supresión del conjunto de condiciones y requisitos de cumplimiento sucesivo para que fuera aplicable a estos consumidores los peajes o tarifas del grupo 2.bis, unido al aumento del umbral, hasta 2015, del horizonte temporal para la convergencia a los peajes y tarifas del grupo 3, implica un retroceso respecto a la situación vigente.

Si bien varios miembros del Consejo Consultivo consideran adecuada la modificación propuesta, en la medida en que se suaviza el periodo de convergencia a los peajes del grupo 3 para los consumidores afectados, esta Comisión entiende que este colectivo de consumidores dispone de la posibilidad de acogerse a peajes del grupo 2, peajes que no se corresponden con la presión de diseño a las redes a las que están conectados, en contra de lo establecido en el Real Decreto 949/2001, durante un periodo transitorio, a cambio de la obligación de realizar la acometida y conectarse a gasoductos de presión superior a 4 bar cuando el distribuidor dispusiera de los mismos en su zona. En consecuencia, la supresión de la obligación por parte del consumidor de pagar la

acometida implica que este colectivo ha tenido acceso a unos peajes que no reflejan los costes reales sin llevar a cabo dicha obligación.

Asimismo, esta Comisión considera que, si bien puede no ser asumible para los consumidores una convergencia en un plazo de tres años, no se justifica adecuadamente el aumento del umbral hasta 2015 del horizonte temporal para la convergencia de los peajes y tarifas del grupo 2.bis a los peajes y tarifas del grupo 3.

No obstante lo anterior, el aumento del umbral hasta el año 2015 podría considerarse adecuado siempre que se mantuviera la obligación por parte del consumidor de realizar la acometida correspondiente y conectarse a gasoductos a presión superior a 4 bar en el momento en que el distribuidor disponga de redes en su zona para ello. A partir de ese momento, pasaría a tener los peajes del grupo correspondiente.

Es importante señalar que, tal y como se establece en los artículos 25 y 28 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, en caso de conflicto entre la empresa distribuidora y el consumidor por las condiciones ofertadas por la empresa distribuidora en relación con la acometida, el consumidor podrá dirigirse al órgano competente de la Comunidad Autónoma.

Finalmente, si bien en la propuesta de Orden se explicita que el mecanismo de convergencia de los peajes del grupo 2.bis a las tarifas del grupo 3 será lineal durante el periodo transitorio, no explica cómo serán determinados los distintos precios de peajes, en la medida en que se ha de pasar de un término fijo por caudal a un término fijo por cliente.

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, para determinar los peajes del grupo 2.bis, se trasladan las variaciones anuales que habrían de aplicarse para converger a los peajes del grupo 3 de la propuesta de Orden en un plazo de nueve años, tanto al término fijo por caudal como al término variable del grupo 2 establecidos en la Orden ITC/4100/2005 (véase Cuadro 16). En este sentido, cabe señalar que en la

Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la forma de cálculo para determinar las tarifas de venta del grupo 2.bis, difiere respecto a la de los peajes, en el sentido de que para calcular dichas variaciones anuales, se parten de los precios de las tarifas de venta del grupo 2 y 3 establecidos en la propuesta de Orden de tarifas de venta y no de los fijados en la Orden ITC/4101/2005.

Cuadro 16. Procedimiento de cálculo de los peajes del grupo 2.bis de la propuesta de Orden

Consumo anual (C)	Consumo (MWh)	Nº de clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
C ≤ 500 MWh	47.511	147	333.848
500 < C ≤ 5.000	1.081.720	557	4.819.332
5.000 < C ≤ 30.000	2.866.193	258	13.203.159
30.000 < C ≤ 100.000	1.248.395	37	6.881.495
100.000 < C ≤ 500.000	476.162	4	1.720.254
C > 500.000	0	0	0
Total	5.719.981	1.003	26.958.088

Orden ITC/4100/2005			Propuesta OM			Diferencias		Incremento a aplicar a Tf y Tv del Grupo 2	Propuesta OM	
Peaje origen	Facturación (€)	Precio Medio (€/kWh)	Peaje a converger	Facturación (€)	Precio Medio (€/kWh)	(€)	(%)		Término fijo Tfij €/kWh/día/mes	Término variable Tvij €/kwh
Grupo 2			Grupo 3							
2.1	675.377	0,014215	3.4	469.952	0,009891	205.425	-30%	-6,8%	0,144130	0,001101
2.2	3.445.379	0,003185	3.4	8.825.649	0,008159	-5.380.270	156%	34,7%	0,056516	0,001269
2.3	6.539.353	0,002282	3.4	22.566.880	0,007873	-16.027.527	245%	54,5%	0,042433	0,001179
2.4	2.932.719	0,002349	3.4	9.778.565	0,007833	-6.845.846	233%	51,9%	0,038233	0,001039
2.5	762.942	0,001602	3.4	3.722.941	0,007819	-2.959.998	388%	86,2%	0,043094	0,001115
2.6	-	-	3.4	-	-	-	-	92,0%	0,040877	0,000999
	14.355.771	0,002510		45.363.987	0,007931	-31.008.216	216%	48,0%		

Fuente: Información que acompaña a la propuesta de OM

Nota: Para la tarifa 2.1 bis mantienen los precios de la Orden ITC/4100/2005, por ser los valores resultantes inferiores a los establecidos en dicha Orden.

En relación con lo anterior, esta Comisión se reitera en lo comentado en diversos informes, en el sentido de considerar que las tarifas y peajes deben ser resultado de una asignación de costes. No obstante, de mantenerse el procedimiento de cálculo descrito en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se considera que los precios de peajes que debieran compararse para converger en el periodo transitorio son los de la situación de partida (precios del peaje del grupo 2 bis de la Orden ITC/4100/2005) y los precios a los que se pretende converger (precios del peaje 3.4 y 3.5 de la propuesta de Orden), teniendo en cuenta el periodo que resta para converger.

Asimismo, se considera adecuado suprimir los peajes 2.1 bis y 2.6 bis, en la medida en que el primero es inferior al peaje 3.4 y el segundo por no existir ningún cliente acogido a dicho peaje, por lo que en opinión de esta Comisión no tiene sentido mantener dichos peajes de carácter transitorio.

En caso de que se decida mantener dichos peajes, se propone, por una parte, mantener los precios del peaje 2.1 bis establecidos en la Orden ITC/4100/2005, ya que en caso contrario los peajes propuestos suponen una disminución del 5,8% respecto de los vigentes lo que aumentaría de hecho las diferencias respecto al peaje 3.4, y, por otra, igualar los precios del peaje 2.5 bis y 2.6 bis a los precios del peaje 3.5 de la propuesta de Orden (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Propuesta CNE de peajes grupo 2.bis

Consumo anual (C)	Consumo (MWh)	Nº de clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
C ≤ 500 MWh	47.511	147	333.848
500 < C ≤ 5.000	1.081.720	557	4.819.332
5.000 < C ≤ 30.000	2.866.193	258	13.203.159
30.000 < C ≤ 100.000	1.248.395	37	6.881.495
100.000 < C ≤ 500.000	476.162	4	1.720.254
C > 500.000	0	0	0
Total	5.719.981	1.003	26.958.088

Orden ITC/4100/2005			Propuesta OM			Diferencias		Incremento a aplicar a Tf y Tv del Grupo 2.bis	Propuesta OM - Grupo 2.bis	
Peaje origen	Facturación (€)	Precio Medio (€/kWh)	Peaje a converger	Facturación (€)	Precio Medio (€/kWh)	(€)	(%)		Término fijo Tfij €/kWh/día/mes	Término variable Tvij €/kWh
Grupo 2.bis			Grupo 3							
2.1 bis	717.325	0,015098	3.4	469.952	0,009891	247.373	-34%	0,00%	0,164183	0,001254
2.2 bis	3.659.968	0,003383	3.4	8.825.649	0,008159	-5.165.680	141%	15,68%	0,051551	0,001158
2.3 bis	7.371.431	0,002572	3.4	22.566.880	0,007873	-15.195.449	206%	22,90%	0,038061	0,001057
2.4 bis	3.473.344	0,002782	3.5	4.653.890	0,003728	-1.180.547	34%		0,040499	0,001049
2.5 bis	924.649	0,001942	3.5	1.335.517	0,002805	-410.868	44%		0,040499	0,001049
2.6 bis	-	-	3.5	-	-	-	-		0,040499	0,001049
Total	16.146.717	0,002823	Total	37.851.888	0,006617	-21.705.171	134%	14,94%		

Fuente: CNE

6.4 Telemedida

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe, con objeto de reforzar el incentivo para la instalación y disponibilidad efectiva de equipos de telemetria para los consumidores con obligación de tenerla, modifica la fórmula de cálculo del caudal diario máximo medido (Qm). En concreto, éste será el resultado de dividir el consumo medido mensual entre 5 días, en lugar de los 20 días actualmente vigentes.

En el siguiente cuadro se resume, por grupo tarifario, el número de clientes, en julio de 2006, que debiendo tener instalado el equipo de telemetria, cumplen e incumplen dicho requisito, diferenciando entre mercado regulado y mercado liberalizado, de acuerdo con la información suministrada por las empresas transportistas y distribuidoras para llevar a cabo las liquidaciones del sector gasista.

Cuadro 18. Clientes que debiendo tener instalado equipo de teled medida cumplen o incumplen este requisito, desagregados por mercado regulado y mercado liberalizado

Nº DE CLIENTES

	MERCADO REGULADO			MERCADO LIBERALIZADO			TOTAL		
	TOTAL	CON TELEMEDIDA	SIN TELEMEDIDA	TOTAL	CON TELEMEDIDA	SIN TELEMEDIDA	TOTAL	CON TELEMEDIDA	SIN TELEMEDIDA
GRUPO 1	-	-	-	89	81	8	89	81	8
GRUPO 2 (2.3 - 2.6)	366	327	39	1.686	1.310	376	2.052	1.637	415
GRUPO 2 BIS (2.3 - 2.6)	80	62	18	294	194	100	374	256	118
TOTAL	446	389	57	2.069	1.585	484	2.515	1.974	541

%

	MERCADO REGULADO			MERCADO LIBERALIZADO			TOTAL		
	TOTAL	CON TELEMEDIDA	SIN TELEMEDIDA	TOTAL	CON TELEMEDIDA	SIN TELEMEDIDA	TOTAL	CON TELEMEDIDA	SIN TELEMEDIDA
GRUPO 1				100%	91%	9%	100%	91%	9%
GRUPO 2 (2.3 - 2.6)	100%	89%	11%	100%	78%	22%	100%	80%	20%
GRUPO 2 BIS (2.3 - 2.6)	100%	78%	23%	100%	66%	34%	100%	68%	32%
TOTAL	100%	87%	13%	100%	77%	23%	100%	78%	22%

Fuente: SIFCO

Nota: Número de clientes en Julio de 2006.

Se observa que el 22% de los clientes con obligación de disponer de equipo de teled medida incumplen dicho requisito. Asimismo, el grado de incumplimiento es superior en mercado liberalizado (23%) que en mercado regulado (13%).

Esta Comisión, así como varios miembros del Consejo Consultivo, considera adecuada la nueva fórmula a aplicar a aquellos consumidores que incumplan la obligación de tener instalado el equipo de teled medida incluida en la propuesta de Orden, debido a que la teled medida es un elemento imprescindible para determinar los balances diarios de gas en el sistema y para garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro del gas natural.

No obstante, cabe señalar el refuerzo de las medidas incentivadoras en caso de incumplimiento de disponer del equipo de teled medida para todos los consumidores, excepto para los consumidores acogidos a los peajes 3.4, que de hecho, en la propuesta de Orden, al contrario de lo establecido en la Orden ITC/4100/2005, carecen de incentivo a la instalación de equipos de medida.

Análogamente, tampoco se detallan las medidas a aplicar a aquellos consumidores acogidos a peajes del grupo 2.bis que incumplan con la obligación de tener instalado el equipo de teled medida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo permanezca fuera de servicio por un periodo superior a dos meses.

En consecuencia, esta Comisión considera que el refuerzo del incentivo debiera extenderse también a los consumidores acogidos a los peajes del grupo 2.bis e incluir a peaje 3.4.

En relación con la supresión de los apartados 7, 8 y 9 del artículo 10 de la Orden ITC/4100/2005, esta Comisión considera necesario mantener en la redacción del artículo 10 de la propuesta de Orden los apartados 8 y 9, en la medida en que se establecen los criterios para determinar el consumo anual y las obligación del distribuidor de informar al consumidor en relación a la obligación de disponer de equipos de teled medida.

Para recoger estos aspectos, se propone la siguiente redacción alternativa al artículo 10 de la propuesta de Orden:

“1. Todos los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de teled medida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios, a los que se les aplicará el procedimiento de cálculo del término fijo descrito en los peajes del Grupo 1.

2. Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500 MWh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo aplicable a los peajes del Grupo 1 y descrito en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

3. En los casos de consumidores de los grupos acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5 y 2.6, que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de teled medida, o cuando se encuentren fuera de servicio por un periodo superior a 2 meses, serán facturados por el peaje 2.4.

En los casos de consumidores de los grupos acogidos a los peajes 2.5 bis y 2.6 bis, que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de teled medida, o cuando se encuentren fuera de servicio por un periodo superior a 2 meses, serán facturados por el peaje 2.4 bis.

4. *En el caso de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 y 2.4 que no hayan instalado los equipos de teled medida o cuando, después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 y el término fijo de su respectivo peaje.*

En el caso de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 bis y 2.4 bis que no hayan instalado los equipos de teled medida o cuando, después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 bis y el término fijo de su respectivo peaje.

5. *En los casos de los consumidores acogidos al peaje del grupo 3.4 y 3.5 que teniendo la obligación de instalar equipos de teled medida no los hayan instalado, o cuando después de instalados ~~en dicho plazo~~, se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 3.1, y el término fijo de su respectivo peaje.*

6. *En los casos descritos en los apartados 3, 4 y 5 se aplicará el método de facturación correspondiente a los consumidores del peaje 1 establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001 con la siguiente particularidad: el caudal máximo diario medido para el consumidor (Qm) empleado para calcular la facturación correspondiente al término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución se calculará dividiendo su consumo medido mensual por cinco días o su prorrateo en los casos que corresponda.*

7. A efectos de la obligación de instalar la teled medida, el consumo anual se calculará sobre años naturales, salvo en el caso de nuevos contratos o ampliaciones de los mismos, en el que se considerará un consumo anual equivalente a la capacidad diaria contratada multiplicada por 365 y por 0,8 en el caso de consumidores acogidos a las tarifas del grupo 2. En el caso de los consumidores del grupo 3 se considerará el resultado de multiplicar por 12 el consumo medio mensual de los tres primeros meses de vigencia del contrato. En el caso de que el contrato inicie entre los meses de septiembre a febrero, el valor medio se dividirá por dos.

8. En todos los casos el distribuidor está obligado a comunicar al consumidor la obligación de contar con los equipos de teled medida, disponiendo este de un plazo de tres meses para instalarla, a contar desde el 1 de enero del año, en el caso de contratos de más de un año de antigüedad. En el caso de nuevos contratos, el plazo para instalar la teled medida se calculará a partir de la firma del contrato y será de seis meses para los clientes suministrados a presión igual o inferior a 4 bar y de tres para los clientes suministrados a presiones superiores.”

Por otro lado, podría ser necesario el establecimiento de un periodo transitorio para las distribuidoras que las permitiese adaptarse a las nuevas obligaciones que les han sido

asignadas, en particular, en la posibilidad de tener que gestionar medida horaria en el nuevo grupo 3.5.

6.5 Peajes de duración inferior a un año

La propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas introduce una serie de modificaciones en los peajes de duración inferior a un año, encaminadas a aclarar diversos aspectos de su aplicación.

Esta Comisión valora positivamente las modificaciones introducidas en la medida en que introducen mayor transparencia en el proceso de contratación, sin embargo se quiere señalar varios aspectos.

Por una parte, en el párrafo primero del artículo 12 se establece que los peajes incluidos en el Anexo de la Orden se aplicarán exclusivamente a contratos de duración igual o superior a 365 días con presión de suministro superior a 4 bar.

Esta Comisión considera que se trata de una errata y propone sustituir la redacción actual:

“Los peajes incluidos en el Anexo de la presente Orden se aplicarán exclusivamente a contratos de duración igual o superior a 365 días, con presión de suministro superior a 4 bar.”

Por la siguiente redacción alternativa:

“Los peajes de duración inferior al año únicamente serán de aplicación a puntos de suministro a presión superior a 4 bar.”

El párrafo cuarto del artículo 11 de la Propuesta de Orden afirma que no serán de aplicación derechos de alta a los supuestos allí indicados. Sería conveniente que el citado precepto especificase que la inaplicación de los derechos de alta aludidos será efectiva

siempre que no se lleve a cabo una ampliación del suministro existente, de conformidad con el artículo 29 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

Finalmente, esta Comisión considera que adicionalmente debiera establecerse un mecanismo/procedimiento de contratación específico más ágil, que introdujera suficiente flexibilidad para adaptarse a las características y objetivos de este tipo de contratos. En este sentido, se podría ampliar el mandato a la CNE para la realización de una propuesta de formato de contratos, a un procedimiento de contratación que incluyera plazos y operativa.

6.6 Peaje de tránsito internacional

El apartado octavo de la propuesta de Orden establece los coeficientes que habrán de aplicarse a los términos de fijo y variable del correspondiente peaje de transporte y distribución, en función del punto de entrada al sistema. En primer lugar, se considera que la matriz de coeficientes no está completa por no considerar como punto de salida el gasoducto del Magreb y como punto de entrada la planta de Mugaros.

Dadas las características de sistema gasista español, su interconexión y mallado, se considera que no existen infraestructuras que se encuentren dedicadas de forma exclusiva al tránsito. Es decir, que las infraestructuras dedicadas al tránsito se encuentran incluidas, desde un punto de vista físico, en el propio sistema gasista español. Asimismo, tanto el tránsito como el mercado nacional requieren servicios equivalentes (largo-corto plazo) por lo que, a priori, no parece haber justificación para diferenciarlos por el hecho de que el punto de salida sea un punto frontera.

Esta estructura además obliga a una contratación de puntos de entrada, específicamente para tránsito.

En la actualidad, el sistema español contempla unos peajes de tipo postal para el transporte nacional, que establece unos pagos similares para todos los clientes por el uso de la capacidad, únicamente en función de la presión y volumen de suministro, independientemente del punto de entrada y de salida del sistema. Asimismo, la Orden

ITC/4100/2005 estableció, por primera vez en nuestro sistema, un peaje de tránsito internacional, de aplicación al transporte de gas con destino una conexión internacional y con origen otra conexión internacional, un yacimiento o una planta de regasificación. Estos peajes consisten en una matriz de coeficientes modificadores, uno para cada combinación de puntos de entrada y salida de nuestro sistema, que deben aplicarse al peaje de transporte y distribución correspondiente a la presión y volumen de consumo, diseñados para el transporte nacional.

Si bien estos peajes de tránsito podrían tener una correspondencia con un sistema de entrada-salida, y para su cálculo deberían haberse tenido en cuenta criterios de costes, el modelo no es coherente con el resto del sistema de peajes. De hecho, considerando la contratación de una misma cantidad de gas, desde un mismo punto de entrada hasta dos puntos de salida diferentes, uno de ellos una conexión internacional y otro un consumidor situado junto a dicha conexión internacional, aunque ambas contrataciones darían lugar a transportes que originarían los mismos costes al sistema, podrían verse sometidos a unos peajes diferentes. Concretamente, en el caso particular del transporte Bilbao-Irún, un tránsito internacional se vería sometido a la aplicación de un 38,5% del peaje de transporte y distribución al que debería hacer frente un consumidor nacional situado, por ejemplo, en Irún.

En consecuencia, parece que se tendría que diseñar y aplicar un mismo sistema de peajes tanto al transporte nacional como al tránsito, que refleje los costes reales. En otro caso, se podría estar discriminando entre usuarios de red y contravenir el Reglamento europeo.

En lo relativo a la metodología tarifaria más adecuada, no existe una solución única aplicable a todos los casos y, en consecuencia, el Reglamento europeo no impone la aplicación de un sistema de peajes concreto. No obstante, es necesario llegar a un compromiso entre los objetivos que se quieren alcanzar, entre un reflejo de costes adecuado y, al mismo tiempo, proporcionar suficiente flexibilidad al sistema y facilitar el desarrollo de la competencia.

Como ya ha sido indicado por la CNE en algunos informes, se considera necesario analizar la conveniencia de si el actual sistema de contratación de capacidad entrada-salida (como es el caso español) unido a un sistema tarifario entrada-salida puede ser el más adecuado.

El artículo 13 de la Propuesta de Orden, al regular el nuevo peaje de tránsito internacional, establece que la prestación del servicio de transporte de gas natural con destino a una conexión internacional requerirá la aprobación previa del Gestor Técnico del Sistema, *“que lo condicionará a la seguridad de suministro de los consumidores, a la eficiencia del sistema gasista nacional y a las restricciones técnicas zonales de los lugares donde se lleve a cabo la entrada o la salida.”* La redacción del precepto admitiría una denegación de acceso por parte del Gestor Técnico del Sistema para la prestación de este servicio, con base en las causas anteriormente citadas, diferentes a las causas de denegación de acceso a las instalaciones gasistas contempladas en los artículos 70 y 76 de la Ley 34/1998, y en el artículo 8 del Real Decreto 949/2001.

Asimismo, y aunque el texto del artículo 13 de la Propuesta de Orden no haga mención alguna, deberá entenderse que el solicitante de acceso para tránsito internacional de gas natural, que vea denegada su petición por parte del Gestor Técnico del Sistema, podrá elevar escrito de disconformidad a esta Comisión, al amparo del artículo 5.2 del Real Decreto 949/2001.

Por otra parte, el repetido artículo 13, se refiere también *“al uso de las instalaciones de regasificación asociado a operaciones de tránsito internacional”*, estableciendo que dichas operaciones requerirán, igualmente, aprobación previa por parte del Gestor Técnico del Sistema. Complementariamente, el apartado cuarto del Anexo de la Propuesta de Orden, al detallar el peaje de trasvase de GNL a buques, afirma que *“estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema.”* Sería útil una precisa definición de lo que se entiende, a estos efectos, por *“operaciones normales del sistema”*, haciendo las oportunas referencias, en su caso, a las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Todo ello teniendo presente que la aplicación práctica de la condición mencionada, pudiera implicar denegaciones de acceso a las

plantas de regasificación, con base en causas diferentes a las contempladas en la Ley 34/1998 y en el Real Decreto 949/2001, como se ha indicado anteriormente.

6.7 Peaje interrumpible

El artículo 12 de la Propuesta de Orden habría de especificar si el peaje interrumpible que regula se refiere solamente al transporte y distribución de gas natural.

En el apartado A) 4 de este artículo 12 habrá de sustituirse la expresión “*Gestor Técnico del Sistema Eléctrico*” por “*Operador del Sistema Eléctrico*”, según definición del artículo 34 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En el antedicho apartado A) se ha suprimido la aprobación por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEM) del plan a publicar anualmente por el Gestor Técnico del Sistema en relación con las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona expresado en MWh/día. Sin embargo, la mención a dicha aprobación sí figuraba en el artículo 12.1 de la Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre. Al objeto de contribuir a la transparencia y objetividad, y a fin de posibilitar la eficaz aplicación de la Resolución de 25 de julio de 2006, de la DGPEM, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista, se considera conveniente que la Propuesta de Orden que nos ocupa mantenga la referencia a la indicada aprobación por parte de la DGPEM.

Por otra parte, el último párrafo del apartado A) del presente artículo 12, habrá de suprimirse puesto que su contenido consta, con buen criterio, en el apartado F) del precepto.

La propuesta de Orden introduce para los consumidores situados en gasoductos declarados por el GTS como saturados, la posibilidad de solicitar peajes interrumpibles siempre que voluntariamente acepten las condiciones de interrupción que establezca el

GTS. Si la interrupción acumulada anual superase los 10 días el peaje a aplicar será siempre el correspondiente a la interrupción tipo “B”.

Esta Comisión considera que si la interrupción tipo “B” no es suficiente para evitar problemas de congestión en los gasoductos declarados por el Gestor Técnico del Sistema como saturados, debiera analizarse la posibilidad de introducir un nuevo tipo de peaje interrumpible que recoja las mayores necesidades de flexibilidad y seguridad del sistema y que retribuya adecuadamente a los consumidores que aporten dichos servicios.

Esta Comisión reitera la necesidad de que los peajes interrumpibles sean analizados en profundidad, tal y como señala en el informe 27/2005.

Por otra parte, el artículo 12 de la propuesta de Orden establece la duración de los contratos interrumpibles en un mínimo de 12 meses, y un máximo de 48 meses, prorrogables en función de las necesidades. Como ya se indicó por parte de esta Comisión en el informe 27/2005, esta duración contractual (hasta 4 años) no es coherente con la aprobación de un plan anual con las zonas con posibilidad de congestión y volumen máximo (anual) de gas interrumpible. En consecuencia, se reitera la conveniencia de que la duración de estos contratos sea anual, y en cualquier caso, no prorrogable, para dar igualdad de trato en el caso de que haya nuevos solicitantes de este peaje.

,Asimismo, cabe señalar que la Propuesta de Orden establece que los peajes interrumpibles serán de aplicación a partir del 1 de noviembre de 2007, siendo de aplicación hasta dicha fecha los peajes establecidos en la Orden ITC/4100/2005. Sin embargo la Disposición derogatoria única de la Propuesta incluye la derogación expresa de la indicada Orden ITC/4100/2005. En consecuencia, sería oportuna la introducción de una salvedad en la citada Derogatoria, declarando vigentes los peajes interrumpibles establecidos en la repetida Orden ITC/4100/2005 hasta el 31 de octubre de 2007.

Para finalizar las observaciones al artículo 12, resultaría conveniente que el último párrafo del mismo especificase que la solicitud de peajes interrumpibles por parte de consumidores situados en gasoductos declarados por el GTS como saturados, estará

condicionada a que dichos consumidores cumplan las condiciones para acogerse a estos peajes que establece el propio artículo 12. Asimismo, sería oportuno explicitar si la duración del Convenio a firmar por estos consumidores se rige por la regla general incluida en el cuarto párrafo del precepto, o bien la misma queda en función de que persista la congestión en el correspondiente gasoducto.

6.8 Modificación del apartado 3.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista

La Disposición adicional primera de la Propuesta de Orden modifica los párrafos quinto y sexto del apartado 3.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS).

El citado apartado 3.6.3 de las NGTS, en su redacción dada por la Resolución de 28 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, afirma en su párrafo cuarto:

“Cuando las existencias medias de GNL de un usuario superen el máximo valor permitido, el titular de las instalaciones procederá a aplicar al exceso de GNL que se encuentre por encima de dicho valor, el canon de almacenamiento correspondiente incrementado de acuerdo con lo siguiente:...”

Al haberse planteado dudas sobre la aplicación de la indicada Resolución de 28 de julio de 2006, en concreto sobre el titular de instalaciones responsable de facturar los desvíos sobre las existencias medias de GNL permitidas, la DGPEM remite a esta Comisión, con fecha 19 de septiembre de 2006, oficio adjuntando un escrito de la misma fecha enviado al GTS, exponiendo el criterio con que debe aplicarse la repetida Resolución. Considera la Dirección General que, no obstante la literalidad del texto reproducido, con la referencia explícita al *“titular de las instalaciones”*, en una situación como la española, en la que existen tres grupos empresariales propietarios de plantas de regasificación en funcionamiento, puede surgir la duda acerca del titular responsable de la indicada facturación. En consecuencia, determina la citada Dirección General que ha de aplicarse el mismo criterio que se utiliza en la facturación por desbalances, debiendo ser, por tanto,

el GTS quien proceda a facturar las cantidades derivadas de la aplicación del apartado 3.6.3 de las NGTS, al ser el único sujeto que cuenta con la información global necesaria para detectar las situaciones en que se supere el nivel máximo de existencias de GNL en el sistema permitido por la Norma.

Teniendo en cuenta lo afirmado, se considera conveniente que la Disposición adicional primera de la Propuesta de Orden, incluya, asimismo, la modificación del párrafo cuarto del apartado 3.6.3 de las NGTS, estableciendo que será el GTS quien deba facturar las cantidades derivadas de la aplicación de la repetida Norma, al ser el único sujeto de los que operan en el sistema gasista que puede contar con la información global necesaria para conocer en qué casos resulta procedente la indicada facturación.

6.9 Peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima

La disposición transitoria de la propuesta de Orden de la que se emite el presente informe introduce un peaje temporal de aplicación hasta el 1 de enero de 2010 a los consumidores acogidos a la tarifa específica para usos de de la materia prima (PA), distinguiendo entre gas descargado en planta de regasificación y gas natural por gasoducto.

En el caso de gas descargado en planta de regasificación se establece un único peaje que integra la regasificación, reserva de capacidad y término de conducción, mientras que para el gas con entrada en el sistema a través de gasoducto incluye reserva de capacidad y término de conducción (véase Cuadro 19).

Cuadro 19. Precios de los peajes aplicables a usuarios de la tarifa de materia prima.

Peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima (PA)	Propuesta OM 2007	
	Término fijo €/kWh/día/mes	Término variable €/kWh
<i>Gas con entrada mediante planta de regasificación. Peaje conjunto de regasificación y transporte (incluye término de reserva de capacidad)</i>	0,018833	0,000228
<i>Gas con entrada mediante gasoducto. Peaje de transporte (incluye término de reserva de capacidad)</i>	0,012066	0,000188

Fuente: Propuesta de OM

Respecto a la introducción del peaje temporal para usuarios de la materia prima esta Comisión tiene las siguientes consideraciones.

En primer lugar, esta Comisión extiende lo señalado respecto a la tarifa de materia prima en sucesivos informes tarifarios a la introducción del peaje para usuarios de la tarifa para materia prima. En particular, en el informe 26/2005 se señalaba que, ni en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden ECO/302/2002³, ni en la que acompañó a la propuesta de Orden ECO/33/2004, en donde se prorrogó la aplicación de dicha tarifa hasta el 31 de diciembre de 2009, no se aportó información que justificara la aplicación de dicha tarifa, ni de los costes imputados a su suministro, lo cual se considera necesario conocer debido a la excepción de aplicar esa tarifa por uso respecto a la estructura general aplicada al resto de consumidores de gas natural

En segundo lugar, cabe señalar que la estructura de peajes propuesta para los consumidores acogidos a la tarifa específica para usos de de la materia prima rompe con la definición de la estructura de peajes por servicios establecida en el artículo 29 del Real Decreto 949/2001.

³ La nueva estructura tarifaria del RD 949/2001 eliminó las tarifas de usos vigentes hasta entonces, sustituyéndola por otra de tarifas según niveles de presión y tramos de consumo anual. En dicha estructura tarifaria no se contemplaba la tarifa por uso de materia prima que, posteriormente, en la disposición transitoria única de la Orden ECO/302/2002 fue incluida su aplicación hasta el 31 de diciembre de 2004.

En tercer lugar, el término fijo del peaje propuesto para consumidores acogidos a tarifa de materia prima con entrada mediante gasoducto es un 31% inferior al término fijo del peaje 1.3 y el término variable es inferior en un 55% al término variable del peaje 1.3, un 50% inferior al término variable del peaje interrumpible tipo A y un 69% inferior al término variable del peaje interrumpible tipo B.

En cuarto lugar, el término fijo del peaje propuesto para consumidores acogidos a tarifa de materia prima con entrada mediante planta es un 7,6% superior al término fijo del peaje 1.3 y el término variable es inferior en un 39,4% al término variable del peaje 1.3, un 62% inferior al término variable del peaje interrumpible tipo A y un 45% inferior al término variable del peaje interrumpible tipo B.

Asimismo, el peaje propuesto para consumidores acogidos a tarifa de venta con entrada mediante planta tiene un peaje de regasificación implícito inferior en un 52% al peaje de regasificación establecido en la propuesta Orden.

Cuadro 20. Peaje de regasificación implícito en peaje de materia prima con entrada por planta vs peaje de regasificación de la propuesta OM.

Peaje de Materia Prima	Término Fijo	Término Variable
	€/kWh/día/mes	€/kWh
Peaje con entrada mediante planta (A)	0,018833	0,000228
Gas con entrada mediante Gaseoducto (B)	0,012066	0,000188
Peaje de regasificación implícito (C) = (A) - (B)	0,006767	0,00004
Peaje de regasificación propuesta OM	0,014193	0,000084
Diferencia (D) - (C)	-0,007426	-0,000044
% variación (C) sobre (D)	-52,3%	-52,4%

Fuente: propuesta de OM

Por último, se considera que la introducción de estos peajes no va a tener impacto alguno sobre los ingresos del sistema, habida cuenta de la posibilidad de mantenerse a la tarifa específica para usos de materia prima hasta el 31 de diciembre de 2009 y del coste

implícito del gas, por debajo del coste de materia prima, en esta tarifa (véase el informe de esta Comisión sobre la propuesta de tarifa de venta).

No obstante, con objeto de valorar la suficiencia de ingresos para cubrir los costes de acceso, se ha facturado toda la demanda a los peajes y cánones de la propuesta de Orden. Según información aportada por las empresas se ha estimado que, para 2007, el efecto de aplicar a los suministros afectados el peaje de materia prima con entrada por gasoducto en lugar del peaje correspondiente a su nivel de presión y volumen de consumo, supone unos menores ingresos para el sistema en torno a 6,3 millones de €.

Esta Comisión no puede informar favorablemente la introducción de un peaje, aun de carácter transitorio, sin que se aporte información suficiente que justifique su introducción ni los costes que han de cubrir, por lo que se propone la supresión de la disposición transitoria.

Cabe señalar que el “Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural”, que entró en vigor a finales de noviembre de 2005 y es directamente aplicable en los Estados miembros a partir del 1 de julio de 2006 establece que “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 las red”.

6.10 Peaje de Regasificación, peaje de descarga de buques y peaje de carga de cisternas

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe descompone el actual peaje de regasificación, definido en el artículo 29 del Real Decreto 949/2001, en un peaje de regasificación propiamente dicho, un peaje de descarga de buques, y un peaje de carga en cisternas. Independientemente de la conveniencia regulatoria para llevar a cabo el indicado desglose, podría interpretarse que el mismo supone la modificación por una norma con rango de Orden ministerial, de la definición y contenido del peaje de regasificación establecido por el precitado artículo 29 del Real Decreto 949/2001, con

posible quiebra del contenido unitario que el titular de la potestad reglamentaria quiso dar al peaje del servicio básico de regasificación.

No obstante, esta Comisión, como ha puesto de manifiesto en diversos informes⁴, valora positivamente el establecimiento de distintos peajes en función de los servicios que se proporcionan en la planta y que, a su vez, sean diseñados en función de las variables inductoras de coste.

No obstante lo anterior, se quieren señalar los aspectos que se detallan a continuación.

En relación con el peaje de regasificación, cabe señalar que según se expone en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, las disminuciones de un 7,7% y un 8,0% los términos fijo y variable del peaje de regasificación son el resultado de restar de los ingresos que se obtendrían aplicando el peaje de regasificación de la Orden ITC/4100/2005, los ingresos estimados del peaje de descarga a buque (15.000.000 €), sin embargo, no se aporta información que sustente dichos cálculos.

En relación con el peaje de descarga de buques, cabe señalar que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, se han establecido peajes diferenciados por plantas con el fin de promover el uso de determinadas plantas y evitar problemas de congestión, sin embargo, los peajes propuestos por planta no pueden servir para la función anterior, en la medida en que la diferencia de precios establecida para cada planta no compensa el mayor coste que tendría que soportar un comercializador en el traslado del buque de una planta a otra.

En este sentido, si se pretendiere reflejar los costes de trasladar el buque del Mediterráneo a las plantas del norte para incentivar el uso de aquellas no parece haberse conseguido. Por ejemplo y de forma aproximada, si el coste de un día de flete puede estimarse en unos 50.000 €/día y la diferencia entre Huelva y Mugaros (caso más

⁴ Véanse “Propuesta de peaje para el servicio de carga de GNL a buque desde la planta de regasificación”, diciembre de 2005 y “Mandato trigésimo primero del Gobierno para que la CNE realice un estudio sobre los costes de la red básica de gas imputables a cada tipo de tarifa y peaje”, mayo de 2006.

favorable de distancia) se estima en un día, dos días ida y vuelta, el coste del transporte marítimo sería unos 100.000 €. Por otro lado, el peaje que se estaría pagando en Mugaros para un barco grande sería 26.000€, lo que hace un total de unos 126.000€ de coste adicional. De la misma forma, si entre Bilbao y el Mediterráneo se considera que hay 3 días de diferencia en viaje de ida y vuelta, el coste de traslado para un comercializador sería de unos 150.000€, mientras que descargarlo en las plantas del Sur-Mediterráneo cuesta 52.000 € para un barco grande).

En la tabla siguiente se exponen de forma aproximada los datos anteriores.

Plantas	Mediterráneo-Huelva	Mugaros	Bilbao
Días viaje ida y vuelta desde el Mediterráneo	0	2	3
Coste flete	0	100.000 €	150.000 €
Coste peaje	52.000	26.000 €	0 €
Costes totales	52.000 €	126.000€	150.000€

Por tanto, parece que la introducción de este peaje condicionado a la planta de descarga, no va a conseguir los efectos buscados en el tráfico de buques.

Adicionalmente, en el modelo actual, existen otras limitaciones para la efectividad de esta medida, como que no todas las capacidades se pueden trasladar con libertad entre plantas (debe pasar un periodo de un año de uso), que la asignación de slots de descarga indicativa se hace con carácter anual o que los peajes de corto plazo se han incrementado, por lo que si hubiera algún efecto éste se notaría a medio plazo y siempre en un entorno de estabilidad de los incentivos.

En función de todo lo anterior, los agentes que se van a ver más favorecidos por esta medida son los agentes que ya tienen capacidad contratada en las plantas con menores costes.

Otro aspecto importante de la medida es que penaliza a los buques pequeños pues el peaje de descarga tiene un término fijo que es por barco, independientemente del tamaño. Estos buques, en general por su origen y características descargan en el Mediterráneo, por lo que no podrán beneficiarse de los descuentos en peajes de las plantas del norte. Además, lógicamente, se trata de buques más utilizados por los agentes pequeños, afectando a su competitividad.

El apartado segundo del Anexo de la Propuesta de Orden, al regular el nuevo peaje de descarga de buques, establece, como se ha indicado, cantidades diferenciadas en función de la planta de descarga. Con independencia de la escasa utilidad práctica de la medida, puesta de manifiesto en los razonamientos anteriores, la misma podría ser considerada como discriminatoria por los titulares de plantas que resulten negativamente afectadas.

En relación con el peaje de carga en cisternas, los términos fijo y variable del nuevo peaje son el resultado de aplicar un incremento del 20% a los términos fijo y variable del peaje de regasificación de la Orden ITC/4100/2005. Según la información que acompaña a la propuesta de Orden este incremento se justifica porque se trata de una actividad que requiere un empleo de medios humanos y materiales superior, por lo que la recaudación no es suficiente para cubrir los costes generados por esta actividad.

Esta Comisión valora positivamente el esfuerzo por reflejar los costes reales del sistema. Sin embargo, dado que el término fijo del peaje de regasificación es función del caudal diario mientras que el término fijo del peaje de carga en cisterna es el resultado de dividir los kWh cargados en el mes por el número de cisternas cargadas, esto es, se factura por el tamaño medio de la cisterna, no parece razonable calcular el término fijo del peaje de carga en cisterna a partir del término fijo del peaje de regasificación.

Asimismo, es importante señalar que esta Comisión no cuenta con información suficiente sobre los costes a cubrir con cargo al peaje de carga de cisternas para valorar el incremento del 20%.

Por tanto, la nueva estructura de peaje de regasificación planteada se valora positivamente pues permite aportar más transparencia al sistema de asignación de costes, pero por la falta de información no se puede valorar la cuantificación concreta por la que se ha optado. En todo caso, parece claro que en su redacción y ponderación actual no va a cumplir con el objetivo que desde el Ministerio se plantea por lo que se propone que su implantación se posponga hasta que se realice un análisis coste-beneficio adicional. En este sentido es especialmente relevante el posible impacto en los comercializadores pequeños, que pueden perder una cuota importante de su competitividad con esta medida.

6.11 Nuevo peaje 3.5 aplicable a consumos superiores a 30 GWh/año

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe introduce un nuevo peaje de aplicación a aquellos puntos de suministros conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar y consumo anual superior a 30 GWh.

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifica la introducción de este nuevo peaje por la necesidad de crear un peaje de aplicación a consumidores industriales en escalón de presión no superior a 4 bar, escalón que según se indica está estaba pensado originariamente para los consumidores doméstico-comerciales.

Por otra parte, se indica que los términos fijos y variables del peaje 3.5 se han calculado aplicando un incremento del 75% al peaje 2.5, de aplicación a puntos de suministro conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar y consumo anual superior a 100 GWh.

Finalmente, se introduce para este peaje la posibilidad de aplicar un descuento por consumo nocturno cuando el consumo éste representa el 30% del consumo total.

Respecto a la introducción de este peaje esta Comisión considera necesario señalar los siguientes aspectos:

En primer lugar, aunque con un análisis superficial pueda parecer razonable la creación de este nuevo peaje, se considera que no se justifican adecuadamente aspectos clave como su necesidad real, ni el umbral de consumo establecido, ni su cuantificación, ni el descuento por consumo nocturno total. En particular, varios miembros del Consejo Consultivo han propuesto un límite de 1GWh/año por motivos de política industrial.

En segundo lugar, si bien este peaje 3.5 supone un incremento del 75% en los términos fijos y variables del peaje 2.5, cabe señalar que el término fijo es un 74% inferior y el término variable es un 11% inferior a los términos fijo y variable de la tarifa 2.1, de aplicación a puntos de suministro conectados a redes de presión de diseño mayor, en concreto, comprendida entre 4 bar y 60 bar.

Asimismo, es igualmente importante señalar que los términos fijo y variable del peaje propuesto supone un incremento del 6% del término fijo y el 1% del término variable del peaje del grupo 2.4 bis, peaje de aplicación a aquellos consumidores a los que hasta la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores les era de aplicación la tarifa industrial firme, estaban conectados a gasoductos a presión igual o inferior a 4 bar y cuyo consumo anual está comprendido entre 30 y 100 GWh.

Cuadro 21. Relación entre el término fijo y variable del peaje 3.5 y los términos fijos y variables de los grupos 2 y 2.bis de la propuesta de Orden.

Presión de diseño	Peaje	Consumo anual (GWh)	Término fijo T _{fij} €/kWh/día/mes	Término variable T _{vij} €/kWh
P ≤ 4 bar	3.5	C > 30 GWh/año	0,040499	0,001049

Presión de diseño	Peaje	Consumo anual (GWh)	Término fijo T _{fij} €/kWh/día/mes	Término variable T _{vij} €/kWh	% variación del término fijo 3.5	% variación del término variable 3.5
P ≤ 4 bar	2.1 bis	C ≤ 0,5	0,016418	0,001254	147%	-16%
	2.2 bis	0,5 < C ≤ 5	0,056516	0,001270	-28%	-17%
	2.3 bis	5 < C ≤ 30	0,042433	0,001180	-5%	-11%
	2.4 bis	30 < C ≤ 100	0,038233	0,001040	6%	1%
	2.5 bis	100 < C ≤ 500	0,043094	0,001117	-6%	-6%
	2.6 bis	C > 500 GWh/año	0,040877	0,001000	-1%	5%
4 bar < P ≤ 60 bar	2.1	C ≤ 0,5	0,154578	0,001182	-74%	-11%
	2.2	0,5 < C ≤ 5	0,041956	0,000943	-3%	11%
	2.3	5 < C ≤ 30	0,027471	0,000764	47%	37%
	2.4	30 < C ≤ 100	0,025174	0,000685	61%	53%
	2.5	100 < C ≤ 500	0,023142	0,000600	75%	75%
	2.6	C > 500 GWh/año	0,021288	0,000521	90%	101%

Fuente: propuesta de Orden ITC/.../2006, por la que se establecen los peajes y cánones de acceso a las redes.

En tercer lugar, no se justifica adecuadamente la necesidad de incentivar el consumo nocturno ni el umbral a partir del cual es aplicable el descuento sobre el caudal medido. En relación con el descuento a aplicar cabe señalar que en la propuesta de Orden se establece que a efectos de facturar el término fijo del peaje 3.5 se restará del caudal máximo medido la relación existente entre el consumo nocturno y el consumo total minorada en un 50%. Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, el descuento a aplicar se calculó teniendo en cuenta el caudal contratado y no el caudal máximo medido.

En opinión de esta Comisión mantener la fórmula de la propuesta de Orden puede dar incentivos a no contratar correctamente, en la medida en que el procedimiento de facturación del término fijo del Grupo 1 depende del caudal contratado y del caudal máximo medido.

En relación con lo anterior, cabe señalar que no se especifica el método de facturación del término fijo del peaje 3.5, si bien en el artículo 10 de la propuesta de Orden se establece que todos los consumidores cuyo consumo anual supere los 5 GWh están obligados a disponer de teled medida y que el procedimiento de cálculo del término fijo en el caso de

consumidores acogidos a peajes del grupo 2, es el correspondiente al del Grupo 1, tal como se detalla en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001.

En opinión de esta Comisión, debería hacerse explícito el método de facturación del término fijo.

Por otro lado, debería tenerse en consideración que la aplicación un descuento a la facturación del término fijo cuando el consumo nocturno supere el 30% del consumo total hace que los precios medios pagados por estos consumidores puedan resultar inferiores a los que pagaría un consumidor con el mismo perfil conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar.

Finalmente, en opinión de esta Comisión los peajes deben reflejar los costes que un suministro hace incurrir al sistema, lo cual no queda suficientemente reflejado.

6.12 Canon de almacenamiento de GNL

La propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas supone un incremento del 50% respecto al valor publicado en la Orden ITC/4100/2005.

Adicionalmente, establece que durante los próximos años se procederá a un incremento anual del 20% del precio del canon hasta que éste se ajuste al coste real del servicio.

De acuerdo con la información aportada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, este incremento está justificado, en primer lugar, por la insuficiencia de ingresos para cubrir la retribución anual reconocida a los tanques de GNL. En concreto, se prevé que la cifra a recaudar para el año 2006 alcance los 12.397 miles de € mientras que la retribución reconocida a los tanques es de 65.920 miles de €. Y en segundo lugar, por la distorsión existente con el uso de los almacenamiento subterráneos.

En opinión de esta Comisión, si bien se valora positivamente que los peajes y cánones reflejen los costes que un suministro hace incurrir al sistema, es importante señalar las siguientes consideraciones.

En primer lugar, cabe señalar que no se detalla ni en la propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas ni en la Memoria que le acompaña, el desglose del coste del almacenamiento de GNL, por lo que no es posible valorar adecuadamente la suficiencia del canon de almacenamiento de GNL para cubrir el coste.

En segundo lugar, cabe señalar que, una parte de la retribución reconocida a los tanques de GNL se recauda a través del peaje de regasificación, en la medida en que este peaje incluye además del derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL, un almacenamiento operativo de GNL en planta de 5 días de la capacidad contratada diaria.

Por otro lado, se desconoce el criterio de asignación de la retribución reconocida a los tanques de GNL al peaje de regasificación y al canon de almacenamiento de GNL, por lo que no es posible valorar los incrementos a aplicar en ejercicios futuros ni el horizonte temporal de aplicación.

Finalmente, se considera que no es adecuado justificar el incremento del canon de almacenamiento de GNL por ser inferior al canon de almacenamiento subterráneo, habida cuenta que los costes reconocidos a ambas actividades incorporan conceptos de coste diferentes y, adicionalmente, el uso y el mercado al que van destinados preferentemente ambos tipos de almacenamiento es distinto.

Por otro lado, la implantación de una subida de esta magnitud debería verse acompañada de un análisis competitivo que mostrase su efecto en los comercializadores. En particular, dado que el tamaño de un comercializador y el nivel medio de stock en planta tienen de forma natural cierta correlación inversa, esta medida afectará especialmente a los comercializadores de menor tamaño.

6.13 Canon de almacenamiento subterráneo

Según la información aportada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el aumento de un 20% del término del canon de almacenamiento subterráneo está justificado por la necesidad de poner en valor la escasez de este activo, incentivar un uso eficiente del mismo y favorecer el desarrollo de nuevos almacenamientos.

Esta Comisión considera necesario señalar la inconsistencia de los argumentos proporcionados en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes para justificar la subida del término fijo del canon de almacenamiento subterráneo y el canon de almacenamiento de GNL y reitera lo señalado en el epígrafe anterior.

A este respecto debe tenerse en consideración que una parte importante del uso que se realiza de los almacenamientos subterráneos es para el cumplimiento de las obligaciones de existencias mínimas que tienen los agentes. En este sentido, se ha producido un importante encarecimiento de la obligación que difícilmente puede hacerse de forma más eficiente.

Parece razonable que éste sea un factor más para que las autoridades analicen la conveniencia o no de reducir el número de días de consumo firme que los agentes tienen que mantener en forma de existencias mínimas.

6.14 Peajes máximos

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, modificó el artículo 94 de la Ley de Hidrocarburos. De acuerdo con la nueva redacción de este artículo, los peajes de transporte, almacenamiento y regasificación deben ser únicos, eliminando la referencia al carácter de máximos que tenían previamente.

Igualmente, en relación con lo anterior, es preciso mencionar que el artículo decimosegundo de la precitada Ley 24/2005, de 18 de noviembre, suprime el número 4 del artículo 94 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, cuyo párrafo segundo establecía que las diferencias entre los peajes máximos aprobados y los que, en su caso,

apliquen los transportistas y distribuidores por debajo de los mismos, serían soportados por éstos.

No obstante, la Propuesta de Orden de peajes (así como la ITC/4100/2005 en vigor durante 2006) en su artículo 6 indica:

“1. A efectos del cálculo de los ingresos liquidables, se computarán los correspondientes por la aplicación de los peajes y cánones máximos a las cantidades facturadas, sin deducir los posibles descuentos que sobre las mismas puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y los usuarios. [...]”

En los mismos términos se refiere al cálculo de la tasa destinada a esta Comisión, y la cuota para la retribución del Gestor Técnico del Sistema.

En virtud de lo indicado, la redacción del artículo 6 de la Propuesta de Orden, en relación con la aplicación de peajes y cánones a las cantidades facturadas, pudiera ser entendida como discrepante con la literalidad del mentado artículo 94 de la Ley de Hidrocarburos,

El artículo 18 de la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, así como el artículo 3 del Reglamento (CE) nº 1775/2005, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, preceptúan que las tarifas de acceso habrán de ser transparentes, publicadas y aplicadas de forma no discriminatoria entre los usuarios de la red, evitando las inversiones cruzadas entre los mismos. En esta línea, y complementariamente a lo establecido por el artículo 94 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, no se considera conveniente la mención explícita a la aplicación de peajes y cánones máximos que lleva a cabo el artículo 6 de la Propuesta de Orden.

De conformidad con los razonamientos anteriores, se propone eliminar toda referencia al carácter de máximos de los peajes y cánones, en la redacción del repetido artículo 6 de la Propuesta de Orden.

7 CONSIDERACIONES FINALES

Primera. Se considera que el margen temporal que han tenido los distintos agentes implicados, incluida esta Comisión, tanto para hacer sus análisis y valoraciones, como para recoger comentarios, han sido claramente insuficiente para poder cumplir con los derechos y obligaciones a las que el marco legal les habilita. Esto también tendrá reflejo en el poco margen que el propio Ministerio dispondrá para valorar y recoger, en su caso, los comentarios que pueda considerar adecuados del presente informe. Debe asegurarse que próximas valoraciones de propuestas de regulación de este calado se realizan con la suficiente serenidad que su importancia debe permitir.

Segunda. Se considera que, a diferencia del año anterior, la información base para el análisis y valoración de las distintas propuestas que se plantean ha sido claramente insuficiente, lo que impide ponderar de forma adecuada las iniciativas que se exponen.

Tercera. Dado que el sistema regulativo español ha optado por la libre competencia como herramienta para conseguir el máximo beneficio sostenible para los consumidores, sería conveniente que sucesivas propuestas de tarifas de acceso, tarifas de venta o, en su caso, tarifas de último recurso, evalúen de forma clara su impacto en la dinámica competitiva.

Cuarta. Se considera que la introducción de los nuevos peajes contenidos en la Propuesta de Orden habría de llevarse a cabo, preferiblemente, a través de una modificación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en la que debería constar la definición precisa de cada uno de los servicios incluidos en los peajes, los derechos inherentes a los mismos, así como los parámetros específicos para su determinación.

Quinta. Esta Comisión valora positivamente la descomposición del actual peaje de regasificación en peaje de regasificación propiamente dicho, peaje de descarga en buques y peaje de carga en cisterna, en la medida en que aporta mayor transparencia en el sistema y permite, una mejor convergencia en el objetivo de que los ingresos de las distintas instalaciones y actividades se aproximen a su coste real.

No obstante, esta Comisión ha de poner de manifiesto que la información que acompaña a la propuesta de Orden no aporta suficiente información para valorar los términos fijos y variables de los nuevos peajes y cánones.

Sexta. Se ha comprobado que con los datos que obran en poder de la esta Comisión, los ingresos por los peajes y cánones de la propuesta serían a nivel global suficientes para cubrir los costes de acceso.

Séptima. No se considera adecuada la forma en que se ha trasladado la repercusión de una parte de los costes del suministro a tarifa y de la gestión de compra-venta al mercado liberalizado. En el caso, razonable, de que se quiera aplicar un coste a aquellos suministros en los que exista una probabilidad cierta de vuelta a tarifa por este servicio, esta Comisión entiende que debiera justificarse y estructurarse de una forma más orientada a este objetivo.

Séptima. Se considera que la cuota destinada al GTS debería recalcularse. En particular se propone que si se tiene en cuenta para su cálculo el posible déficit del pasado ejercicio, como se pretende, se analice también los posibles excesos de recaudación de otros años.

Octava. Esta Comisión, tal y como se ha indicado en informes tarifarios anteriores, considera que los peajes de transporte y distribución deben trasladar los coste reales de la red en el suministro de dichos clientes, por lo que valora positivamente la introducción de los peajes “2 bis”, en cuanto que suponen un acercamiento hacia los costes reales de la red de dichos suministros.

No obstante lo anterior, en relación con la modificación de las condiciones de aplicación de las tarifas y peajes del grupo 2.bis 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 igual o superior a 200.000 kWh/año, esta Comisión considera que la supresión del conjunto de condiciones y requisitos de cumplimiento sucesivo para que fuera aplicable a estos consumidores los peajes o tarifas del grupo 2.bis, unido al aumento del umbral, hasta 2015, del horizonte

temporal para la convergencia a los peajes y tarifas del grupo 3, implica un retroceso en la filosofía de imputación de los costes reales en los que hacen incurrir al sistema dichos suministros.

En consecuencia, en caso de extender el periodo transitorio hasta 2015, se propone mantener la obligación por parte del consumidor de realizar la acometida correspondiente y conectarse a gasoductos a presión superior a 4 bar en el momento en que el distribuidor disponga de redes en su zona para ello, lo que daría lugar al cambio de tarifas o peajes correspondientes al grupo 2.

Novena. En relación a la teled medida, se valora positivamente la introducción en las propuestas de Órdenes, de la normativa que afecta a la instalación de aparatos de teled medida, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3655/2005. No obstante, se proponen modificaciones incluidas en los comentarios al articulado. Adicionalmente, debería estudiarse la posibilidad de un periodo transitorio de adaptación para las distribuidoras, sobre todo por las nuevas obligaciones derivadas del nuevo peaje 3.5.

Décima. En relación con los peajes de duración inferior a un año se propone ampliar el mandato a la CNE para que no sólo defina el formato de contrato sino adicionalmente proponga un procedimiento operativo de contratación que se adapte a la naturaleza ágil de estos contratos.

Undécima. Respecto a los peajes de tránsito internacional, se recomienda una reflexión sobre su estructura y se avisa de que la matriz de entrada-salida está incompleta.

Asimismo, se advierte que la redacción del precepto admitiría una denegación de acceso por parte del Gestor Técnico del Sistema para la prestación del servicio de transporte de gas natural con destino a una conexión internacional, con base en las causas citadas en el artículo 13 de la Propuesta de Orden, diferentes a las causas de denegación de acceso a las instalaciones gasistas contempladas en los artículos 70 y 76 de la Ley 34/1998, y en el artículo 8 del Real Decreto 949/2001

Duodécima. En el apartado A) del artículo 12 de la Propuesta de Orden, se ha suprimido la aprobación por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), del plan a publicar anualmente por el Gestor Técnico del Sistema en relación con las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona expresado en MWh/día. Sin embargo, la mención a dicha aprobación sí figuraba en el artículo 12.1 de la Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre. Al objeto de contribuir a la transparencia y objetividad, y a fin de posibilitar la eficaz aplicación de la Resolución de 25 de julio de 2006, de la DGPEM, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista, se considera conveniente que la Propuesta de Orden que nos ocupa mantenga la referencia a la indicada aprobación por parte de la DGPEM.

Asimismo, cabe señalar que la Propuesta de Orden establece que los peajes interrumpibles serán de aplicación a partir del 1 de noviembre de 2007, siendo de aplicación hasta dicha fecha los peajes establecidos en la Orden ITC/4100/2005. Sin embargo la Disposición derogatoria única de la Propuesta incluye la derogación expresa de la indicada Orden ITC/4100/2005. En consecuencia, sería oportuna la introducción de una salvedad en la citada Derogatoria, declarando vigentes los peajes interrumpibles establecidos en la repetida Orden ITC/4100/2005 hasta el 31 de octubre de 2007.

Decimotercera. Esta Comisión no puede informar favorablemente la introducción de un peaje, aun de carácter transitorio, sin que se aporte información suficiente que justifique su introducción ni los costes que han de cubrir, por lo que se propone la supresión de la disposición transitoria.

Decimocuarta. En relación a la nueva desagregación del peaje de regasificación, se valora positivamente su nueva estructura, aunque esta Comisión considera que con los valores propuestos no parece que se vaya a cumplir con el objetivo declarado de conseguir que los barcos se distribuyan de manera más racional para el sistema entre las distintas plantas. Por otro lado, se avisa del posible impacto que la ponderación propuesta puede tener para la competitividad de los comercializadores de menor tamaño.

No obstante, e independientemente de la conveniencia regulatoria para llevar a cabo el indicado desglose, podría interpretarse que el mismo supone la modificación por una norma con rango de Orden ministerial, de la definición y contenido del peaje de regasificación establecido por el precitado artículo 29 del Real Decreto 949/2001, con posible quiebra del contenido unitario que el titular de la potestad reglamentaria quiso dar al peaje del servicio básico de regasificación.

Asimismo, el apartado segundo del Anexo de la Propuesta de Orden, al regular el nuevo peaje de descarga de buques, establece cantidades diferenciadas en función de la planta de descarga. Con independencia de la escasa utilidad práctica de la medida, puesta de manifiesto en el cuerpo del presente Informe, la misma podría ser considerada como discriminatoria por los titulares de plantas que resulten negativamente afectadas.

Decimoquinta.- El nuevo peaje 3.5 definido para los consumidores conectados a presión no superior a 4 bar y consumo mayor de 30 GWh/año no ha podido ser evaluado adecuadamente por la falta de información adecuada

Decimosexta.- Esta Comisión considera que las importantes subidas que se plantean en el canon de almacenamiento de GNL y de Almacenamiento Subterráneo no se pueden valorar adecuadamente por falta de información. No obstante, y dado el impacto de las medidas anteriores en su coste, esta Comisión plantea que debería replantearse en paralelo un análisis de los días de existencias mínimas necesarias para la seguridad del sistema español, dada la evolución que éste ha sufrido.

Decimoséptima. La redacción del artículo 6 de la Propuesta de Orden, en relación con la aplicación de peajes y cánones a las cantidades facturadas, pudiera ser entendida como discrepante con la literalidad del artículo 94 de la Ley de Hidrocarburos, así como discordante con el artículo 18 de la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, así como el artículo 3 del Reglamento (CE) nº 1775/2005, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, En consecuencia, no se considera conveniente la

mención explícita a la aplicación de peajes y cánones máximos que lleva a cabo el artículo 6 de la Propuesta de Orden, por lo que se propone eliminar dicha mención en la redacción del precepto.

Decimoctava.- Esta Comisión considera que, en aras de proporcionar estabilidad regulatoria y dar transparencia al sistema gasista, es necesario elaborar una Metodología que haga explícitos los criterios de asignación de costes para establecer tarifas, peajes y cánones de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, que se correspondan con los objetivos señalados por el RD 949/2001.

ANEXO I

**ESCENARIO DE PREVISIÓN CNE A PARTIR
DE INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR
EMPRESAS TRANSPORTISTAS Y
DISTRIBUIDORAS Y GTS**

Como se ha indicado en el epígrafe 3.2 del presente informe, la Memoria sobre las propuestas de Órdenes para el año 2007, no aporta información detallada del volumen, nº de clientes y capacidad contratada relativa a las estimaciones de cierre para el año 2006 y previsiones para el año 2007.

Asimismo, la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes, no incluye información relativa a algunas de las hipótesis e información utilizada para el cálculo del escenario de ingresos previsto para el año 2007, tales como el factor de carga de entrada al sistema previsto para 2007 o la previsión del volumen de gas a regasificar previstos para el año 2007. Igualmente, no se especifica si a la hora de determinar los ingresos del sistema, se ha tenido en cuenta la facturación para 2007 resultado de aplicar los peajes de duración inferior a un año y de tránsito internacional.

En particular, la Memoria que acompaña a la propuesta de Órdenes, si bien determina que la nueva estructura de los peajes de regasificación, no tiene ningún efecto sobre los ingresos del sistema, no aporta información relativa a la previsión de descarga de GNL por planta de regasificación.

A finales de 2006, esta Comisión coordinó con el GTS la petición de información a solicitar a las distintas empresas transportistas y distribuidoras, sobre el número de clientes, los caudales y los consumos, previstos para el cierre de 2006 y para 2007, desagregados por tarifa de venta y peaje de transporte y distribución.

El GTS, en aplicación del artículo 30 de la Orden ITC/4099/2005, procedió a comunicar al MITYC y a la Comisión Nacional de Energía, los datos de demanda previstos para el año 2007. Cabe señalar que dicha previsión de demanda para 2007 fue calculada integrando la previsión remitida por las distintas empresas.

Una vez recibida las previsiones de las distintas empresas transportistas y distribuidoras, esta Comisión analizó la adecuación de la citada información a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como la coherencia de la misma, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpible, las centrales térmicas y los ciclos combinados.

Como resultado de dicho análisis, se detectaron una serie de inconsistencias y erratas en la información remitida por los agentes transportistas y distribuidores, que fueron puestas en conocimiento de los citados agentes, con objeto de ser subsanadas en el menor plazo posible.

En el escenario de ingresos de la CNE, para facturar a los peajes y cánones de la propuesta de Orden, tanto a los consumidores del mercado regulado, como del mercado liberalizado, se han tenido en cuenta los siguientes aspectos, siempre desde un planteamiento de prudencia tarifaria de reducción de los ingresos del sistema, de forma que las variaciones propuestas en los peajes y cánones de gas natural fueran suficientes para cubrir los costes necesarios.

- Debido a que la información proporcionada por las empresas sobre el número de clientes es a 31 de diciembre de cada año, en la facturación por término fijo por cliente en el grupo 3 se ha tenido en cuenta la incorporación lineal de clientes en el mercado, por lo que se factura el término fijo por cliente aplicando la semisuma del número de clientes declarado por las empresas a 31 de diciembre de 2006 y a 31 de diciembre de 2007.
- Para la facturación del término de reserva de capacidad se ha considerado un factor de carga en el punto de entrada al sistema de un 90% para la totalidad de los clientes. Este efecto corrige el efecto de simultaneidad en la capacidad de entrada del sistema.
- Respecto a la facturación del término fijo por caudal de los peajes de conducción, se ha facturado por la semisuma del caudal contratado previsto por las empresas para 2006 y 2007, debido a que los datos proporcionados por las empresas son a 31 de diciembre de cada año.
- La Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso a terceros a las instalaciones gasistas, desagrega el actual peaje de

regasificación en los siguientes peajes: peaje de descarga de GNL a buques, peaje de regasificación y peaje de carga en cisternas.

Con el objeto de estimar los ingresos del sistema, según la nueva estructura de peajes, se ha procedido a distribuir las cantidades previstas de descarga de GNL para el año 2007, entre las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto, y Bilbao, utilizando las descargas de GNL realizadas en el periodo abril 2006 – octubre de 2006.

Se ha seleccionado el citado periodo, y no las descargas realizadas en los últimos 12 meses, debido a que durante dicho periodo de tiempo todas las plantas de regasificación anteriormente comentadas, han estado funcionando conjuntamente, ya que la planta de regasificación de Sagunto, entró en operación en marzo de 2006.

Asimismo, es preciso señalar que se ha considerado que la cantidad descargada en cisternas en la planta de Mugarodos durante el año 2007 es nula.

Dentro de la información solicitada a los agentes transportistas, se encontraba información relativa a la actividad de regasificación durante el año 2005. Se ha utilizado dicha información para estimar el tamaño medio de los barcos descargados en cada planta de regasificación durante el año 2007, considerando que el tamaño medio de los barcos descargados en la planta de Sagunto, es similar al tamaño medio de los barcos descargados en las plantas de Enagas.

La propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso a terceros de las instalaciones gasistas, establece que a la hora de facturar el termino fijo del peaje de carga en cisternas, se considerará como caudal diario el resultado de dividir los kWh cargados por el número de cisternas cargadas.

Utilizando la información remitida por los agentes transportistas relativa a la actividad de regasificación, se ha estimado el tamaño medio de las cisternas

cargadas (kWh cargados/número de cisternas) para el año 2005. Se ha supuesto para el año 2007 el mismo tamaño medio que el correspondiente al año 2005.

- A la hora de calcular los ingresos del sistema en el escenario de elegibilidad total, es preciso determinar las necesidades de regasificación con destino al mercado a tarifa.

Tal y como se señala en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, el artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, establece que a partir del 1 de enero de 2004, el gas natural procedente de Argelia y suministrado a través de gasoducto del Magreb se aplicará preferentemente al mercado a tarifas.

Con el objeto de determinar las necesidades de regasificación y almacenamiento del mercado a tarifas, se procede a perfilar mensualmente la demanda de gas natural prevista para el año 2007 de cada una de las tarifas de venta del mercado regulado, a partir de los perfiles mensuales de cada una de las tarifas de venta, calculados según la información de la Resolución de 15 de julio de 2002 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por el que se aprueban los formularios oficiales para la remisión de información de los sujetos que actúan en el sistema de gas natural, teniendo en cuenta la previsión de demanda del mercado regulado abastecida desde plantas satélite.

De acuerdo con la información de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, el contrato de Argelia es de 65.130 GWh/año. Se supone un perfil constante durante los 12 meses.

Como diferencia entre el perfil de consumo del mercado regulado y el perfil del contrato de Argelia se obtienen las necesidades de regasificación y almacenamiento con destino al mercado a tarifa.

Una vez calculadas las necesidades de regasificación y almacenamiento, se ha procedido a calcular las extracciones de gas natural con destinado al mercado a tarifas aplicando la Disposición transitoria decimoctava de la Ley 34/1998,

aprobada por el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio. Dichas extracciones se imputan a los meses durante los cuales la demanda de gas natural del mercado a tarifas excede el volumen del gas del Magreb.

Como diferencia entre las necesidades de regasificación y almacenamiento con destino al mercado a tarifa y extracciones de los almacenamientos se obtienen las necesidades de regasificación con destino al mercado a tarifa.

Asimismo, es preciso señalar que se aplica lo establecido en la Resolución de 25 de octubre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2006-2007, para la operación del sistema gasista, referente a la programación del Gaseoducto del Magreb y el uso de los almacenamientos subterráneos.

- La propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso a terceros a las instalaciones gasistas incluyen un nuevo peaje denominado 3.5, aplicable a aquellos suministros con consumos anuales superiores a los 30 GWh/año. El citado peaje incluye un descuento por el consumo nocturno realizado entre las 11:00h y las 07:00h. Por prudencia tarifaria, se ha supuesto que todos los clientes acogidos a este peaje realizan la totalidad de su consumo en horario nocturno.

Por prudencia tarifaria, todas estas hipótesis llevan a obtener en el escenario CNE unos menores ingresos por aplicación de los peajes y cánones vigentes, respecto a hipótesis menos ajustadas. En el escenario CNE se ha facturado a todos los clientes del sistema, también a las centrales térmicas, clientes interrumpibles y clientes a tarifa de uso como materia prima, por todos los peajes y cánones que les corresponda, debido a que se considera que todos los clientes deben pagar por los costes en que su suministro hace incurrir al sistema.

En el siguiente cuadro se recoge el escenario de ingresos previsto para 2007 en el caso de elegibilidad plena. En el citado escenario no están incluidos los ingresos derivados de

los peajes de tránsito internacional y de peajes de duración inferior a un año que se cifran en 11.632 Miles de €.

Cuadro 22. Escenario de ingresos de la CNE con elegibilidad plena

Propuesta O.M							
1. Peaje de Regasificación							
	MWh Regasif.	kWh/día	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Total Regasificación	284.038.297	1.094.581.153	71,1%	184.943	30.946	215.889	0,0760
Descarga de GNL	284.038.297			7.415	8.317	15.732	0,0055
Carga en cisternas	13.929.000			127	1.449	1.575	0,0006
Regasificación	270.109.297			177.795	21.609	199.404	0,0702
2. Almacenamiento Subterráneo							
	MWh Inyectados	MWh		Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	26.085.052	27.512.870.000		74.945	4.539	79.484	0,3047
3. Almacenamiento GNL							
		m3	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL		201.000	1.365.176	0	26	26	
4. Peaje de Transporte y Distribución							
	Consumo (MWh)	Nº clientes	Caudal (MWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	192.484.949	104	903.658	46.583	249.835	296.419	0,1540
Firme	171.401.471	102	830.818	41.481	241.824	283.304	0,1653
Interrumpible	21.083.478	2	72.840	5.102	8.012	13.114	0,0622
Grupo 2	168.049.904	5.091	684.871	40.670	313.438	354.108	0,2107
Firme	161.126.811	3.963	654.066	38.994	289.294	328.288	0,2037
Interrumpible	106.931	1	1.078	26	76	102	0,0955
Art. 9 ECO/32/2004	6.816.161	1.128	29.727	1.650	24.068	25.718	0,3773
Grupo 3	64.744.949	6.611.367	295.282	15.588	1.380.086	1.395.674	2,1556
Materia Prima	5.894.695	3	22.671	0	4.391	4.391	0,0745
Total T&D	431.174.497	6.616.565	1.906.482	102.840	1.947.751	2.050.591	0,4756
Total Acceso	431.174.497					2.345.990	0,5441

Fuente: CNE

Nota: No se incluyen los ingresos de los peajes de tránsito internacional y de peajes de duración inferior a un año (11.632 Miles de €).