



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 36/2012 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES
Y CÁNONES ASOCIADOS AL
ACCESO DE TERCEROS A LAS
INSTALACIONES GASISTAS Y LA
RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
REGULADAS DEL SECTOR GASISTA
PARA EL AÑO 2013**

20 de diciembre de 2012



ÍNDICE

0	RESUMEN Y CONCLUSIONES.....	4
1	INTRODUCCIÓN.....	10
2	ANTECEDENTES	11
3	ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2013.....	13
4	COMENTARIOS A LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN.....	20
4.1	Valoración general de la Propuesta de peajes y cánones	20
4.2	Peajes 2.bis	27
4.3	Coste de transporte imputado al gas en tránsito	29
4.4	Peajes aplicables a usuarios conectados a planta satélite	29
4.5	Peaje temporal para usuarios de materia prima	30
4.6	Peaje de puesta en frío	31
4.7	Periodicidad en la revisión de los peajes y cánones	32
5	COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN	33
5.1	Consideraciones generales.....	33
5.2	Sobre los parámetros necesarios en las metodologías vigentes de cálculo de la retribución	34
5.3	Sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de o&m de las actividades reguladas	35
5.4	Sobre la retribución reconocida del sector gasista para 2013 considerada en la propuesta de orden	36
5.5	Sobre cantidades pendientes de incluir en el régimen retributivo	38
6	OTRAS CONSIDERACIONES	39
6.1	Sobre el Artículo 3 Cuotas destinadas a fines específicos	39
6.2	Artículo 4. Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones	40
6.3	Artículo 18. Garantías económicas para realizar la actividad de comercialización de gas natural	41
6.4	Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio por la que se establece la metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso	43
6.5	Disposición adicional sexta: Modificación del artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas	52
6.6	Disposición adicional octava. Modificación de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista	55
6.7	Disposición adicional novena. Ejecución de la sentencia del recurso 468/2009 del Tribunal Supremo, sala de lo contencioso-administrativo.	59
6.8	Disposición adicional décima: Modificación de la Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre.....	60
6.9	Modificación Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.....	60
6.10	Metodología para el cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema.....	61

7	ERRATAS	62
7.1	Sobre el Anexo I: Tercero: Peaje de carga de cisternas.....	62
1	COMENTARIOS particulares SOBRE ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN	6

INFORME 36/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS Y LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA PARA EL AÑO 2013

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 la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 20 de diciembre de 2012, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. Previsiones de demanda de gas natural para el ejercicio 2013

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se prevé que la demanda de gas natural para 2013 alcance los 351 TWh, de los cuales 273 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 78 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone una reducción del 1,9% y del 12,4%, respectivamente, sobre la demanda prevista para el cierre de 2012 por el GTS¹

En pasado 29 de noviembre fue remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante, MIET), el *Informe sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2013* elaborado por esta Comisión en cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, y remitido al MIET el pasado 1 de diciembre (Véase Anexo I).

Esta Comisión indicó en el citado informe el elevado grado de incertidumbre existente sobre la evolución de la demanda de gas natural para 2013, derivada tanto de la evolución de la actividad económica, como del impacto sobre el consumo del gas del proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, normativa no aprobada en el momento de elaboración del presente informe.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión se remite al escenario de demanda de gas natural enviado al MIET, haciendo hincapié en que la elección del escenario de demanda de gas convencional que finalmente se utilice en la determinación de los peajes y cánones para el año 2013, garantice la suficiencia de los mismos y minimice el impacto de un déficit en la liquidación de las actividades reguladas del sector gasista.

Por último, se considera necesario, que en la información que acompaña a la propuesta de Orden se incluyan todas las variables de facturación implicadas en la determinación de los peajes de la actividad de regasificación y almacenamiento.

¹ En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se ha detectado una errata en la previsión de cierre 2012 según el GTS. En particular, la demanda convencional de cierre prevista para 2012 por el GTS, sin considerar el suministro de GNL directo a cliente final, es de 264 TWh y no de 251 TWh. En el presente documento no se ha considerado dicha errata.

2. Aspectos retributivos contenidos en la propuesta de Orden

En primer lugar cabe indicar que los ingresos por peajes previstos para el año 2013 en la Propuesta del MIET, de 3.212,6 millones de euros, son insuficientes para cubrir los pagos previstos que hay que realizar en 2013 para retribuir las actividades reguladas, estimados por esta Comisión en 3.555,3 millones de €, según el criterio de caja.

La previsión de ingresos considerada en la Memoria, resultante de aplicar los peajes y cánones establecidos en la propuesta de Orden (3.212,6 M€), tampoco alcanzaría a cubrir las cantidades reconocidas como retribución fija y variable previstas a publicar en el B.O.E., más el desvío acumulado previsto alcanzar en el año 2012 de 313 millones de euros, lo que hace un total de 3.287,4 millones de €.

A título informativo, procede indicar que la cantidad total estimada actualmente por esta Comisión² como devengada a finales de 2013, es de unos 3.941,2 millones de euros, resultante de las retribuciones pendientes de las instalaciones en servicio o previstas poner en servicio a lo largo de 2013.

El cuadro adjunto recoge las magnitudes económicas principales indicada para el sector del gas natural en el año 2013, que detallan la situación descrita:

Cuadro 1. Magnitudes económicas principales para el sector del gas natural en el año 2013

En Millones de €	Calculos CNE considerando criterio $f_i=0$				Presupuesto 2013 MITyC (3)	(2)-(1)	(3)-(2)
	Retribución con Devengo en 2013 (A)	Retribución con Devengo 2002-2012 (B)	Total Devengo (1)=(A) + (B)	Criterio Caja (2)			
	Actividad de Regasificación	564,0	60,0	624,0			
Actividad de AASS	382,3	146,6	528,9	247,7	227,1	-281,1	-20,6
Actividad de Transporte	936,0	-12,7	923,4	915,5	926,3	-7,9	10,9
Actividad de Distribución	1.467,1	0,0	1.467,1	1.467,1	1.467,2	0,0	0,1
Retribución Específica	68,2	0,0	68,2	16,4	8,1	-51,8	-8,3
Gestión Técnica del Sistema	11,6	0,0	11,6	11,6	11,7	0,0	0,1
Comisión Nacional de Energía	5,1	0,0	5,1	5,1	4,8	0,0	-0,3
Desvío Liquidaciones años anteriores	0,0	313,1	313,1	313,1	0,0	0,0	-313,1
Retribución Total Sector Gasista	3.434,1	507,1	3.941,2	3.555,3	3.212,6	-385,9	-342,7

Entre las medidas de carácter retributivo más importantes adoptadas por la Propuesta del MIET para el año 2013 se encuentran: (i) prever 182 millones de € para la retribución por primera vez de los AASS de Castor, Yela y Marismas; (ii) una retribución financiera para la planta de regasificación del Musel; no tener en cuenta para las necesidades económica del año 2013 los desvíos habidos en los años anteriores, por valor de 313 millones de €, consolidando dicho valor para, al menos, el año 2013; y (iii), no actualizar mediante el IPH³ la retribución de la actividad de distribución y de los activos de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, lo que supone una menor retribución de las actividades reguladas de 60,5 millones de €.

² Tras la aplicación del valor cero al factor "f" en la actualización de la retribución de distribución y de los activos de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008

³ IPH: es el valor medio entre el índice anual de variación precios al consumo y el índice anual de variación de precios industriales

Esta última Propuesta coincide con una de las medidas incluidas⁴ por esta Comisión en su informe, de 7 de marzo de 2012, sobre el Sector Energético Español, parte II: *Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista*, donde se indicaba la necesidad de revisar la retribución a la actividad de distribución⁵, y que esta medida de asignar valor cero al factor de eficiencia “f”, se podrá aplicar transitoriamente, en tanto en cuanto, no se disponga de la revisión de la retribución de la actividad de distribución de gas natural, siendo esta última una medida de carácter más estructural.

En consecuencia, esta Comisión considera que la medida propuesta de aplicar el valor cero al factor f, de forma general a toda la actividad de distribución, solo se debería aplicar de forma temporal y, en tanto, no se disponga de la revisión de la retribución de la actividad de distribución de gas natural, para adecuarla a los costes reales de cada empresa distribuidora.

Por otro lado, esta Comisión recomienda que, con el objetivo de alcanzar la adecuada sostenibilidad económica del sector del gas natural, se profundice en la aplicación de las medidas propuestas en el mencionado informe de esta Comisión, de 7 de marzo de 2012, sobre el Sector Energético Español, parte II: *Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista*

Además, en relación a otros artículos de la propuesta de Orden Ministerial que regulan aspectos retributivos de las actividades reguladas del sector gasista, a lo largo del informe se muestran comentarios más particularizados.

3. Consideraciones sobre los peajes y cánones de la propuesta de Orden

A la fecha de elaboración del presente informe la CNE ha lanzado consulta pública, a efectos de recabar la opinión de los agentes sobre los principios generales, los criterios de imputación, las variables inductoras de los costes y las variables de facturación consideradas el proceso de elaboración de la metodología para establecer peajes y cánones. Los comentarios que se reciban servirán a la CNE para la elaboración de la propuesta de Circular sobre metodología asignativa de costes para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, que deberá desarrollar la CNE de acuerdo con la citada función decimonovena.iv.

En dicha consulta pública se presentan una serie de consideraciones iniciales del sistema gasista español, respecto a la seguridad de suministro y la flexibilidad existente en el sistema, que hacen necesario una metodología global de peajes y cánones, por lo que modificaciones específicas de determinados peajes y cánones como los incluidos en la propuesta de Orden (peaje de tránsito y peaje de puesta en frío de buques) afectarán a la recuperación de los ingresos y proporcionaran resultados diferentes a los de la metodología final. Por ello, en tanto no se disponga de dicha metodología, se hace necesario evitar modificaciones particulares en los términos de los peajes.

En consecuencia, se considera que no se deberían introducir modificaciones en la estructura de los peajes y cánones, que no estén justificadas metodológicamente, a efectos de no incidir en el resultado de aplicar la metodología global de peajes, actualmente en fase de consulta pública, y, en su caso, en la definición de un periodo transitorio, evitando que se proporcionen señales de precios que pueden diferir de las que resulten de la metodología final.

⁴ Punto 2.1 de dicho informe

⁵ Puntos 4.1 y 4.2: Revisión de la retribución de la actividad de distribución teniendo en cuenta la amortización de sus activos y el valor real actual de los costes de operación y mantenimiento.

4. Suficiencia de ingresos

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes a la demanda de 2013 ascienden a 3.116,70 M€, justificando un incremento de los peajes y cánones del 3,1%, en línea con las variaciones de peajes y cánones contenidas en la Propuesta de Orden para obtener la cobertura de los 3.212,6 M€ de la propuesta de Orden.

Cabe indicar que, teniendo únicamente en cuenta las necesidades previstas por esta Comisión bajo el criterio de caja (3.555,3 M€) y los ingresos previstos por el MIET para 2013 (3.212,6 M€), se estima que a finales del 2013 se alcanzaría un desvío total acumulado de 342,7M€, lo que supone un crecimiento para el déficit para 2013 sobre el estimado por la CNE para el ejercicio 2012, hecho que puede significar en el año 2013 la consolidación en el sector del gas natural de un déficit que se podría calificar de estructural, lo que constituye un motivo de especial preocupación para la estabilidad económica-financiera del sistema retributivo.

Adicionalmente, en caso de considerar tanto los ingresos a los peajes y cánones de la propuesta de Orden (3.166,1 M€), como los costes previstos por esta Comisión para 2013 según el criterio de caja (3.555,3 M€), el déficit de las actividades reguladas podría alcanzar los 389,1 M€.

En consecuencia, se considera necesario revisar los ingresos y los costes de las actividades reguladas y establecer los ajustes necesarios en los peajes y cánones, a efectos de lograr la suficiencia tarifaria y no acumular déficit futuros.

5. Otras Consideraciones

– *Peajes 2.2 bis y 2.3 bis*

Se han detectado erratas en el procedimiento de cálculo utilizado. En particular, según los cálculos de la CNE, los incrementos a aplicar a los peajes 2.2 bis y 2.3 bis son del 4,5% y del 7%, respectivamente, sobre los establecidos en la Orden IET/849/2011, inferiores a los considerados en la propuesta de Orden (13,6% y 48,3%, respectivamente).

– *Coste del gas natural imputado al tránsito*

El artículo 12 de la propuesta de Orden establece que no se aplicará el término variable del peaje de transporte y distribución 1.3 vigente al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre. Ni en la propuesta de Orden, ni la información que acompaña a la misma se justifica la eliminación de dicho término variable. En relación con la eliminación del término variable del peaje para estos consumidores, esta Comisión realiza las siguientes consideraciones:

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

Las tarifas para los usuarios de la red no serán discriminatorias y se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte [...].”

Por lo tanto, debería justificarse adecuadamente en la Orden que finalmente se publique los motivos que determinan que un consumidor nacional debe pagar un término variable por la utilización de la red de transporte, mientras que un comercializador que utiliza las mismas infraestructuras para abastecer a consumidores no nacionales no debe sufragar dicho coste variable.

Finalmente, se señala que teniendo en cuenta el escenario de demanda previsto por esta Comisión, el impacto de la eliminación del término variable al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre podría suponer una minoración de los ingresos de 5,5 Millones de €. En consecuencia se propone la inclusión del término variable del peaje de tránsito.

– *Peajes aplicados a los consumidores conectados a las plantas satélites*

En relación con los peajes aplicados a los consumidores conectados a las plantas satélites, esta Comisión se reitera en las consideraciones realizadas en el informe 31/2011 sobre la Propuesta de orden ministerial por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, aprobado por el Consejo de Administración el pasado 6 de octubre de 2011.

– *Peaje temporal de materia prima*

La disposición transitoria primera de la propuesta de Orden, objeto del presente informe, regula el peaje temporal para antiguos usuarios de materia prima, reproduciendo las mismas condiciones de aplicación que las establecidas en la Orden ITC/849/2012, si bien aplica un incremento de los términos fijo y variable del 612% sobre los establecidos en la citada Orden.

Esta Comisión, como ya ha puesto de manifiesto reiteradamente en informes tarifarios anteriores, considera necesaria la supresión del peaje temporal de materia prima, debido a que los suministros deben sufragar los costes que hacen incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente. El incremento incluido en la propuesta de Orden sigue la tendencia necesaria para alcanzar el nivel del peaje que le corresponde.

Según el escenario de demanda e ingresos de la CNE, la aplicación del peaje de materia prima establecido en la propuesta de Orden supone una reducción de los ingresos, en términos anuales, de 8,6 millones de euros sobre la alternativa de facturar el consumo previsto para dichos consumidores a los peajes generales.

– *Peaje de puesta en frío.*

El punto 4 del anexo I de la propuesta de Orden modifica los peajes aplicables a las operaciones de puesta en frío. En particular, la propuesta reduce el término fijo aplicable a dichas operaciones desde los 171.153 €/operación, establecido en la Orden IET/849/2012, hasta los 50.000 €/operación lo que supone una reducción del 59,1%. La memoria que acompaña a la propuesta de Orden justifica dicha medida “*como incentivo a la realización de este tipo de operaciones que en la actualidad resultan muy escasas*”, criterio que no se corresponde con el reflejo de costes de dichas operaciones y que podría ser discriminatorio respecto a precios de otros servicios proporcionados en plantas de regasificación.

En relación con dicha modificación, esta Comisión considera que los peajes aplicables a estos servicios deben ser el resultado de una metodología asignativa, en la que se determine las instalaciones que intervienen en la prestación de dichos servicios y se tenga en cuenta además de los costes de explotación de los servicios básicos de planta, aquellos sobrecostes de explotación derivados de la prestación de los servicios en condiciones de operación no óptimas. En consecuencia se propone la eliminación de dicha reducción en el término fijo del citado peaje.

– *Revisiones trimestrales de los peajes y cánones*

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 949/2001, la revisión, en el momento que se produzca, deberá ser adecuadamente justificada, esto es, se deberán señalar las causas que,

con impacto en el sistema gasista, aconsejan su revisión. A este respecto caben las mismas consideraciones que las realizadas por esta Comisión en sus informes 37/2008, 34/2009 y 40/2010, 7/2012 sobre la revisión de los peajes y cánones con periodicidad inferior al año.

En particular, se señala que: (1) el plazo de revisión de los peajes y cánones debería ser un elemento de la correspondiente metodología de peajes y cánones y (2) que las modificaciones con periodicidad inferior a la establecida con carácter general deberían tener carácter excepcional y estar contempladas en dicha metodología. En consecuencia, esta Comisión propone la supresión de la Disposición final primera de la propuesta de Orden informada e insiste en la importancia de establecer peajes anuales suficientes.

– *Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio por la que se establece la metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso*

La Propuesta de Orden incluye en su disposición adicional quinta, dos modificaciones de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso.

En primer lugar, la propuesta de Orden establece un procedimiento de cálculo para los coeficientes β_{SI} y β_{SB} incluidos en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio. En relación con dicha modificación y, como se señaló en el Informe CNE 14/2012, dicha formulación de carácter general incluida en la Propuesta de Orden es adecuada, si bien se proponen definir de forma genérica los coeficientes β_{SI} y β_{SB} , de manera que en caso de modificar las cantidades de gas a subastar no fuera necesario modificar de nuevo la Orden ITC/1660/2009.

En segundo lugar, la propuesta de Orden añade un nuevo artículo 11 a la Orden ITC/1660/2009, de 2 de junio relativa a la remisión de información, que se valora positivamente, dado que se considera oportuno que la CNE reciba las previsiones de demanda de gas que hagan los CUR, tal y como se establece en el nuevo artículo 11 de la Orden ITC/1660/2009, en la redacción dada por la DA quinta de la Propuesta de Orden.

Esta modificación, que ya ha sido formulada en los sucesivos informes de mejoras de las subastas TUR de gas realizados por la CNE, es necesaria para cumplir con el mandato establecido para la CNE, como entidad supervisora de las subastas TUR de gas, en el artículo 13 de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, en el que se establece que la CNE “*evaluará las diferencias que se hubieran producido entre las previsiones de consumo, realizadas por los comercializadores de último recurso, y el consumo finalmente efectuado*”.

No obstante, esta Comisión considera que la remisión de las previsiones de demanda de los CUR debería realizarse antes de la fecha especificada en la propuesta (15 de mayo de cada año) debido a que las resoluciones de la DGPEyM por las que se establecen las características para el desarrollo de las subastas TUR de gas, en las que se fija el volumen a subastar, se aprueban a mediados de mayo, por lo que se hace necesario disponer de dichas previsiones con tiempo de antelación suficiente para analizarlas, a efectos de poder establecer el volumen objeto de subasta.

Asimismo, dado que el artículo 5.4 de la Orden ITC/1660/2009 establece que para la determinación del coste de la materia prima se realizarán dos subastas anuales del producto gas de base, a celebrar la primera con anterioridad al 30 de junio para el suministro del segundo semestre del año en curso y la segunda a celebrar con anterioridad al 31 de diciembre para el suministro del primer semestre del año siguiente, se podría contemplar que los CUR enviaran la actualización de las previsiones del primer semestre del año siguiente antes de la celebración de la segunda subasta de gas de base.

– *Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso*

En relación con la actualización para el cálculo de la tarifa de último recurso, esta Comisión considera que debería haberse incluido una mayor justificación del procedimiento de cálculo utilizado, con objeto mostrar un procedimiento de actualización del mismo transparente y replicable, dado su impacto sobre la actividad de comercialización.

Esta Comisión ha contrastado los valores aportados en la Propuesta de Orden coincidiendo, dichos valores, con los que resultaría de aplicar el procedimiento de cálculo propuesto por esta Comisión en su informe 15/2009, utilizando la información disponible para 2011.

– *Garantías económicas para realizar la actividad de comercialización de gas natural*

En relación a las garantías económicas para realizar la actividad de comercialización, se considera que éste es un tema de gran trascendencia económica. En este sentido, se considera necesario el establecimiento de un sistema de garantías para el pago de los peajes de acceso.

No obstante, es necesario que este modelo de garantías sea sencillo de gestionar tanto para los comercializadores como para los titulares de infraestructuras, y para ello sería conveniente que las garantías se constituyan de forma global para cada comercializador, en función de sus obligaciones de pago de peajes, de manera que no sea necesario constituir múltiples garantías con cada titular de infraestructuras y por cada nuevo contrato de acceso.

En todo caso, considerando la importancia de establecer un sistema de garantías económicas adecuado y sencillo y la premura de tiempo para realizar una propuesta alternativa, se propone elaborar con un mayor plazo que el establecido en la propuesta un modelo de gestión de garantías para el pago de los peajes de acceso por parte de los comercializadores de gas natural.

– *Canon por exceso de almacenamiento de GNL y prohibición de las compraventas de GNL de los pequeños comercializadores*

En relación a la modificación del canon por exceso de almacenamiento de GNL y prohibición de las compraventas de GNL de los pequeños comercializadores, se considera positiva la medida de ampliación de los días dado el bajo uso de la capacidad disponible de las plantas. Sin embargo, no parece adecuada la prohibición de la realización de las compraventas de GNL por los pequeños comercializadores dado su efecto pernicioso para el desarrollo del mercado tal como se justifica en el informe.

1 INTRODUCCIÓN

El día 11 de diciembre de 2012 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 y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2013, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo. Dicha documentación fue remitida el mismo día al Consejo Consultivo de Hidrocarburos para alegaciones.

Se considera que la propuesta normativa debería haberse trasladado con mayor antelación a esta Comisión para informe preceptivo y a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos para la tramitación correspondiente.

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

2 ANTECEDENTES

El Real Decreto-Ley 13/2012 de 30 de marzo, por el que se transponen Directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, introduce diversas modificaciones sobre la Ley 34/1998.

En particular, incluye entre las funciones de esta Comisión la de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas, dentro del marco tarifario y retributivo definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en su normativa de desarrollo (función decimonovena.iv).

Adicionalmente, el artículo 92 de la Ley 34/1998, establece que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de Energía.

En aplicación de las previsiones contenidas en dicha norma, el pasado 30 de noviembre de 2012, La Comisión Nacional de la Energía publicó una consulta pública sobre la “Metodología para asignar costes y determinar peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas”⁶, que estará abierta hasta el día 31 de enero de 2013.

Una vez recibidos los comentarios a la consulta pública, y una vez analizados los mismos, la CNE preparará una propuesta de Circular. Dicha propuesta de Circular será remitida al Consejo Consultivo de Hidrocarburos, antes que finalmente sea aprobada por la CNE teniendo en cuenta los comentarios emitidos por los miembros del Consejo Consultivo.

Por lo tanto, en el momento de emisión del presente informe resulta de aplicación la Disposición Transitoria Primera .2 del Real Decreto-ley 13/2012, la cual establece:

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

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en su capítulo IV, introduce los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones, los elementos de cálculo de dichos precios regulados, así como las nuevas estructuras de tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural.

⁶ Disponible en: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=537&&keyword=&auditoria=F

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

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

Por otra parte, en los apartados 1 y 3 del artículo 26 del Real Decreto 949/2001 se describen los conceptos de coste recogidos en los diferentes peajes y cánones de gas natural. Dichos costes son los de conducción (regasificación, transporte, distribución y almacenamiento), la tasa 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 la normativa aplicable para determinar la retribución de las actividades reguladas, se han registrado diversas modificaciones, entre las que cabe destacar las siguientes:

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

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

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

La Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural, introdujo modificaciones sobre los coeficientes de mermas del sistema y sobre el procedimiento de cálculo de la retribución de las actividades reguladas.

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades regulada, introdujo diversas modificaciones en la determinación de diferentes aspectos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor, la retribución de las actividades reguladas de las actividades gasistas y la actualización de la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico.

El Real Decreto-ley 13/2012, establece la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, la suspensión de la

tramitación de la autorización administrativa de nuevos gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida incluidos en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, y la modificación de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural.

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

3 ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2013

Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se prevé que la demanda de gas natural para 2013 alcance los 351 TWh, de los cuales 273 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 78 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone una reducción del 1,9% y del 12,4%, respectivamente, sobre la demanda prevista para el cierre de 2012 por el GTS⁷ (véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Demanda considerada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden para el cierre de 2012 y 2013, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica

	GWh			Tasa de variación %/ año anterior		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
	REAL	GTS	MIET			
Convencional	263.056	278.063	272.833	-0,8%	5,7%	-1,9%
Sector Eléctrico	109.920	89.072	78.001	-18,9%	-19,0%	-12,4%
TOTAL	372.976	367.135	350.834	-6,9%	-1,6%	-4,4%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En la información que acompaña a la propuesta de Orden se indica que dicho escenario de demanda para el año 2013 se ha elaborado a partir de las previsiones de las empresas distribuidoras. En relación con dicho escenario de demanda se añaden las siguientes consideraciones:

En primer lugar, el escenario de demanda considerado por el Ministerio para 2013 coincide con el escenario de previsión de las empresas transportistas y distribuidoras remitido por el GTS el pasado 31/10/2012.

⁷ En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se ha detectado una errata en la previsión de cierre 2012 según el GTS. En particular, la demanda convencional de cierre prevista para 2012 por el GTS, sin considerar el suministro de GNL directo a cliente final, es de 264 TWh y no de 251 TWh. En el presente documento no se ha considerado dicha errata.

No obstante, el pasado 12 de noviembre el GTS remitió actualización del escenario de demanda previsto por las empresas para el ejercicio 2013, incorporándose la información actualizada de varias empresas transportistas y distribuidoras. Por lo tanto en el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden no se incluye la información actualizada remitida por dichas empresas transportistas y distribuidoras⁸.

En el Cuadro 3 se compara el escenario de demanda previsto por las empresas para 2013 remitido por el GTS el 30/10/2012, esto es, el considerado en la propuesta de Orden, y el escenario de demanda previsto por las empresas para 2013 y remitido por el GTS el 12/11/2012. Se observa que éste último presenta una demanda superior en un 3,2% a la considerada en la propuesta de Orden, siendo la capacidad contratada un 0,1% superior. Las diferencias se concentran en la previsión de las variables de facturación del grupo 1 (consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar) y del grupo 4 (consumidores interrumpibles).

Cuadro 3. Escenarios de demanda previstos para 2013: remitido por el GTS el 30/10/2012 y remitido por el GTS el 12/11/2012.

	(A). Propuesta de Orden				(B). Escenario empresas actualizado				(B) - (A)		
	Consumo (GWh)	Nº clientes a 31/12/2013	Capacidad contratada a 31/12/2013 (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes a 31/12/2013	Capacidad contratada a 31/12/2013 (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes a 31/12/2013	Capacidad contratada a 31/12/2013 (MWh/día)
Escenario de demanda previsto por las empresas para el ejercicio 2013, según la información remitida por el GTS el 30/10/2012					Escenario de demanda previsto por las empresas para el ejercicio 2013, según la información remitida por el GTS el 12/11/2012						
Grupo 1	123.122	104	698.115	48%	132.181	105	698.115	52%	9.059	1	0
Grupo 2	141.328	4.356	599.682	65%	141.520	4.358	600.631	65%	192	2	949
Firme	139.848	3.879	591.978	65%	140.040	3.881	592.927	65%	192	2	949
Art. 9 ECO/32/2004	1.480	477	7.704	53%	1.480	477	7.704	53%	0	0	0
Grupo 3	68.888	7.499.551	422.852	45%	68.888	7.499.552	422.852	45%	0	1	0
Grupo 4 (Interrumpible)	6.160	2	47.695	35%	7.664	2	47.695	44%	1.504	0	0
Total T&D	339.498	7.504.013	1.768.344	53%	350.252	7.504.017	1.769.293	54%	10.755	4	949
Suministro GNL directo a cliente final	11.336				11.336				0		
Total Demanda	350.834				361.589				10.755		

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

En segundo lugar, y en relación con la previsión del nº de clientes y de la capacidad contratada para 2013, se constata que en la propuesta de Orden se ha considerado el nº de clientes y la capacidad contratada previstas por las empresas distribuidoras y transportistas para el 31 de diciembre de 2013. Esta Comisión señala que sería más adecuado considerar la semisuma de los datos a 31 de diciembre de 2011 y a 31 de diciembre de 2012, al objeto de prever la facturación por peajes y cánones correspondiente a 2013, tal y como se ha venido realizado en informes anteriores de peajes y cánones de gas natural.

⁸ Como se señala en el *Informe sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2013* (véase Anexo I del presente informe), una vez recibida la información de las empresas transportistas y distribuidoras, se analizó la adecuación de la misma a la estructura de peajes y cánones vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNE. Como consecuencia de dicho análisis se han detectado incoherencias en la información remitida por las citadas empresas, que fueron puestos en su conocimiento, a efectos, en su caso, de su corrección. El escenario de la CNE por esta Comisión incluye las previsiones actualizadas remitidas por las empresas una vez corregidas dichas erratas, no así el escenario considerado en la propuesta de Orden

Finalmente, el pasado 30 de noviembre de 2012, se publicó la Resolución de 20 de noviembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

Dicha Resolución establece una oferta de 11,5 GWh/día de caudal interrumpible para el conjunto del sistema, no obstante la previsión de la capacidad interrumpible a 31 de diciembre de 2013, considerada por el MIET según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, es de 48 GWh/día, esto es un 317% superior.

El pasado 29 de noviembre fue aprobado *Informe sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2013* (en adelante escenario CNE) elaborado por esta Comisión en cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, y remitido al MIET (Véase Anexo I para el detalle de las variables de facturación).

Cabe señalar que, en el citado informe se indicó que: *“Teniendo en cuenta, [...] que a la fecha de emisión del presente informe no ha sido publicada la Resolución que regula la aplicación de la interrumpibilidad entre octubre de 2012 y septiembre de 2013, se ha considerado que a 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2013, ningún consumidor se encontrará acogido a dichas tarifas interrumpibles. Por lo tanto, las previsiones de consumo, caudal y nº de clientes de los peajes interrumpibles remitidas por las empresas se han incorporado en el peaje firme asociado.”*

No obstante, debido a que el pasado 30 de noviembre de 2012 se publicó la Resolución en la que se establece una oferta de 11,5 GWh/día de caudal interrumpible para el conjunto del sistema se ha procedido a actualizar el escenario de demanda previsto para 2013 en el citado informe, con objeto de incorporar la menor previsión de asignación interrumpible para dicho ejercicio.

La citada resolución estima necesaria la oferta de caudal interrumpible en los siguientes gasoductos saturados:

- Ramal de Villapresente: 4,5 GWh/día (Hasta la puesta en servicio del gasoducto Treto-Bilbao, prevista para el cuarto trimestre de 2013).
- Red de distribución de Lugo: 1 GWh/día (Hasta la incorporación del gasoducto Guitiriz-Lugo, prevista para el mes de diciembre de 2013).
- Red de distribución de Avilés-Gijón: 4 GWh/día.
- Red de distribución de Valle de Arratia: 1 GWh/día.
- Red de distribución de Zaldibia-Amezketta: 1 GWh/día.

Asimismo, establece que el usuario de las instalaciones podrá solicitar la aplicación del peaje interrumpible para sus puntos de suministro al titular de las mismas, hasta el 3 de diciembre de 2012, inclusive.

En la actualización del escenario de previsión se ha tenido en cuenta que:

- De las zonas en las que se oferta interrumpibilidad para el periodo 2012–2013, tres zonas fueron incluidas en la oferta de interrumpibilidad correspondiente al periodo 2011–2012: Ramal de Villapresente (5 GWh/día), Red de distribución de Avilés-Gijón (4 GWh/día) y Red de distribución de Lugo (1 GWh/día).
- De las tres zonas anteriores, sólo se asignó capacidad interrumpible en el Ramal de Villapresente (5 GWh/día) y en la Red de distribución de Avilés-Gijón (0,575 GWh/día)

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha estimado la demanda de consumo, caudal y nº de clientes de los peajes interrumpibles para el ejercicio 2013, a partir de la capacidad interrumpible asignada para el periodo 2011–2012. En particular:

- Se ha considerado como mejor previsión del nº de clientes y de la capacidad contratada a 31 de diciembre de 2013, el nº de clientes y la capacidad contratada interrumpible asignada para el periodo 2011–2012
- La demanda prevista por dichos consumidores para 2013 se ha estimado aplicando de las tasas de variación previstas por esta Comisión, para el año 2013 a la demanda individualizada de los consumidores que ofertaron interrumpibilidad en el periodo 2012-2012 registrada durante los últimos 12 meses (octubre 2011 – septiembre 2012).

Cabe señalar que, la actualización no supone una modificación de la demanda global, convencional o destinada a generación eléctrica, prevista en el citado informe para 2013, dado que únicamente se ha trasladado demanda firme a demanda interrumpible (1.302 GWh). Esto es, se ha reducido la demanda firme de los peajes asociados, manteniéndose la demanda prevista por nivel de presión.

En el Cuadro 4 se comparan para el ejercicio 2013 las previsiones de demanda de la propuesta de Orden y del escenario de la CNE actualizado, incluyendo la mejor previsión de demanda interrumpible para el ejercicio 2013. Se observa que, la demanda destinada a la generación eléctrica considerada en la propuesta de Orden supera en 4.067 GWh a la prevista por la Comisión, mientras que la demanda convencional resulta 633 GWh inferior la prevista por la Comisión. Como resultado de lo anterior, según la Memoria que acompaña a la Orden la demanda de gas para 2013 se reducirá un 4,4% respecto de la previsión de cierre para el 2012 del GTS, mientras según la previsión de la CNE la demanda se reducirá un 5,4%.

Cuadro 4. Escenarios de demanda previsto para 2013, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica. MIET vs CNE (GWh)

	2013		Tasa de variación 2013 vs 2012		
	2012 (GTS)	Propuesta de Orden	CNE	Propuesta de Orden	CNE
	<i>Demanda convencional</i>	278.063	272.833	273.466	-1,9%
<i>Demanda destinada a generación Eléctrica</i>	89.072	78.001	73.934	-12,4%	-17,0%
TOTAL T & D	367.135	350.834	347.400	-4,4%	-5,4%

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

En relación con la composición por grupos tarifarios, se observa que las mayores diferencias se registran en las demandas de los Grupos 1 y 4. En particular, la demanda de los consumidores interrumpibles considerada de la propuesta de Orden es un 373,2% (4.858 GWh) superior a la demanda prevista en el escenario CNE, mientras que la demanda del grupo 1 es un 0,9% (1.143 GWh) inferior a la prevista en el escenario de la CNE (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2013, por el MIET y por la CNE.

	Propuesta de Orden				CNE				Propuesta de Orden - CNE		
	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)
Grupo 1	123.122	104	678.015	50%	124.265	104	906.351	38%	-1.143	0	-228.335
Grupo 2	141.328	4.356	599.682	65%	141.516	4.346	622.041	62%	-188	10	-22.360
Firme	139.848	3.879	591.978	65%	140.115	3.869	614.249	62%	-266	11	-22.271
Art. 9 ECO/32/2004	1.480	477	7.704	53%	1.401	477	7.792	49%	79	0	-89
Grupo 3	68.888	7.499.551	422.852	45%	68.981	7.451.846	522.954	36%	-94	47.705	-100.102
Grupo 4 (Interrumpible)	6.160	2	47.695	35%	1.302	3	5.575	64%	4.858	-1	42.120
Total T&D	339.498	7.504.013	1.748.244	53%	336.064	7.456.299	2.056.921	45%	3.434	47.714	-308.677
Suministro GNL directo a cliente final	11.336				11.336				0		
Total Demanda	350.834				347.400				3.434		

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

Adicionalmente, se observan diferencias entre la capacidad contratada y el número de clientes previstos para 2013 en la Memoria y por la CNE. En particular, el número de clientes considerado en la propuesta de Orden es un 0,6% superior al considerado por en el escenario CNE, justificado porque en la propuesta de Orden se considera como mejor previsión del número de clientes para 2013, la previsión del número de clientes remitida por las empresas a 31/12/2013, mientras que esta Comisión considera la semisuma de las previsiones remitidas por las empresas a 31/12/2012 y 31/12/2013.

La capacidad contratada según la Memoria de la propuesta de Orden es un 15% inferior a la considerada por esta Comisión, debido a que, por una parte, el escenario previsto por el MIET en la Memoria considera como mejor previsión para 2013 la previsión de la capacidad contratada remitida por las empresas a 31/12/2013, mientras que esta Comisión considera la semisuma de las previsiones remitidas por las empresas a 31/12/2012 y 31/12/2013. Por otra parte, el escenario previsto por esta Comisión para 2013 incluye como previsión del caudal contratado por las instalaciones destinadas a generación eléctrica para 2013, la previsión de cierre del ejercicio 2012 de las citadas empresas transportistas/distribuidoras⁹.

⁹ En la solicitud de información que anualmente realiza esta Comisión a efectos de elaborar el informe sobre peajes y cánones se requiere información de caudales contratados por las instalaciones de generación eléctrica a 31 de diciembre de 2012 y de 2013. Como previsión para el ejercicio 2013 varios agentes incluyeron las cantidades actualmente contratadas por dichas instalaciones, muy inferiores a las previstas para el cierre. Preguntados al respecto, las empresas transportistas/distribuidoras señalaron la dificultad de realizar una previsión de caudal contratado por las centrales de generación eléctrica, debido a que los comercializadores han modificado su operativa de contratación, como consecuencia de la elevada incertidumbre existente sobre la demanda de electricidad y el exceso de capacidad en el sistema eléctrico, de forma que muchas instalaciones optan por contratar una cantidad mínima a largo plazo, realizando contrataciones puntuales cuando el ciclo combinado produce electricidad. Considerando que el caudal contratado por las instalaciones de generación podrían entenderse como un valor mínimo de contratación, se optó para el caudal contratado por las instalaciones destinadas a generación eléctrica para 2013, por la previsión de cierre del ejercicio 2012 proporcionada de las empresas transportistas/distribuidoras. Como consecuencia de lo anterior, el escenario previsto por la CNE para 2013 incluye como previsión del caudal contratado por las instalaciones destinadas a generación eléctrica para 2013, la previsión de 2012 por las citadas empresas transportistas/distribuidoras.

Finalmente, el escenario previsto por esta Comisión incluye las previsiones actualizadas remitidas por las empresas una vez corregidas erratas, no así el escenario considerado en la propuesta de Orden.

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

En el Cuadro 6 se compara la previsión de las variables de facturación de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo de la propuesta de Orden y las incluidas en el informe remitido al MIET el pasado 1 de diciembre¹⁰.

Cuadro 6. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2013. Propuesta de Orden vs CNE-

	Propuesta de Orden			Escenario CNE			Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNE		
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Factor de carga (%)	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Factor de carga (%)	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Factor de carga (%)
Regasificación	577.547	210.805	100%	751.400	189.558	69%	-23%	11%	-133%
	Nº de buques	GWh descargados de buques	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	GWh descargados de buques	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	GWh descargados de buques	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)
Descarga de buques	373	245.000	96.879	265	223.336	124.314	41%	10%	3510%
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Factor de carga (%)	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Factor de carga (%)	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Factor de carga (%)
Carga en cisternas	35.362	12.907	100%	44.148	12.110	75%	-20%	7%	-91%
	Nº de buques	GWh descargados de buques	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	GWh descargados de buques	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	GWh descargados de buques	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)
Trasvase de GNL a buques	24	21.490	132.067	24	21.490	130.616	-1%	0%	0%
	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	
Almacenamiento de GNL	n.d	n.d		8,82	6.629,360		n.d	n.d	
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	
Almacenamiento de GN	n.d	n.d		28.623	25.131		n.d	n.d	

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

En relación con la previsión de dichas variables para el ejercicio 2013, se añaden las siguientes consideraciones.

En primer lugar, la memoria que acompaña a la propuesta de Orden no incluye información sobre las previsiones de algunas de las variables de facturación necesarias para estimar los ingresos por peajes y cánones para 2013. En particular, no se aporta información sobre la utilización estimada de los almacenamientos subterráneos y de los almacenamientos de GNL en las plantas de regasificación.

Se considera necesario la transparencia en la información que acompaña a la propuesta de Orden, de forma que se incluyan todas las variables de facturación implicadas en la determinación

¹⁰ La modificación introducida en la demanda interrumpible, no supone modificación de las necesidades de regasificación al mantenerse la demanda por nivel de presión considerada en el informe remitido el 29 de noviembre de 2012.

de los peajes de la actividad de regasificación y almacenamiento con objeto de que se pueda analizar el contenido de la propuesta de Orden.

En segundo lugar, la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no aporta información suficiente para contrastar si las variables de facturación de la actividad de regasificación, almacenamiento de GN y almacenamiento de GNL son coherentes con el escenario de demanda considerado por la CNE. No obstante, cabe señalar que el escenario de regasificación previsto para 2013, coincide con el previsto por el GTS para dicho ejercicio, mientras que el de demanda se corresponde con la previsión de las empresas.

Se considera fundamental que se garantice la coherencia del escenario de demanda, regasificación y almacenamiento subterráneo. En este sentido, el escenario de regasificación previsto para 2013 por la CNE es coherente con el de demanda previsto para dicho año.

Se señala que el escenario de regasificación previsto por el MIET para 2013 coincide con el escenario remitido por el GTS el 30/10/2012, pero no con la previsión del GTS para dicho ejercicio remitida por el GTS el 14/11/2012.

En tercer lugar, el factor de carga resultante para la actividad de regasificación de la propuesta de Orden, asciende al 100%, valor muy superior al registrado en 2011 y durante los últimos 12 meses (septiembre 2011 – agosto 2012) (66%), de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y al previsto por esta Comisión para 2012 (69%). Lo anterior explica que el caudal previsto por el MIET para 2013 sea un 23% inferior al previsto por esta Comisión.

Finalmente, el factor de carga resultante para la actividad de carga en cisterna de la propuesta de Orden es del 100%, valor muy superior al registrado en 2011 y durante los últimos 12 meses (septiembre 2011 – agosto 2012) (76%), de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y al previsto por esta Comisión para 2012 (75%). Lo anterior explica que el caudal previsto por el MIET para 2013 sea un 20% inferior al previsto por esta Comisión.

Consideraciones finales

Como se indicó en el informe remitido al MIET, destaca el elevado grado de incertidumbre existente sobre la evolución de la demanda de gas natural para 2013, derivado de la evolución de la actividad económica y del impacto del proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, cuya normativa no ha sido aprobado en el momento de realizar el presente informe.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión se remite al escenario de demanda de gas natural actualizado, y recomienda prudencia en la elección del escenario de demanda que finalmente se utilice en la determinación de los peajes y cánones para el año 2013, con el objeto de garantizar la suficiencia de los mismos y minimizar el impacto de un déficit en la liquidación de las actividades reguladas del sector gasista.

4 COMENTARIOS A LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1 Valoración general de la Propuesta de peajes y cánones

La Propuesta de Orden introduce un incremento homotético del 3,3% sobre los peajes establecidos en la Orden IET/849/2012¹¹, excepto para:

- El término fijo aplicable a la puesta en frío de buques que se reduce un 59% sobre el establecido en la Orden IET/849/2012
- El canon de almacenamiento subterráneo para el que se mantiene el valor establecido en la Orden IET/849/2012.
- El peaje 2.2bis y 2.3bis, para los que cuales se incrementan un 13,6% y un 20,5%, respectivamente, sobre los valores establecidos en la Orden ITC/849/2012 como consecuencia del proceso de convergencia aplicado a dichos peajes.
- El término variable aplicable al gas natural destinado a la exportación que se elimina, según establece en el artículo 12 de la propuesta de Orden.
- El peaje temporal para antiguos usuarios de materia prima se incrementa un 612% sobre los establecidos en la Orden IET/849/2012.
- Los términos de conducción aplicables a los usuarios suministrados mediante planta satélite de gas natural licuado se reducen un 0,4%, excepto los peajes 2.2 bis, 2.3 bis y 3.5.

En particular, el peaje 2.2 bis aplicable a estos suministros se incrementa un 9,6% sobre los establecidos en la Orden IET/849/2012, mientras que el término fijo del peaje 2.3bis se incrementa un 43% y el término variable un 16,2% sobre los establecidos en dicha Orden. Por otra parte el peaje 3.5 aplicable a dichos consumidores se incrementa un 0,5%.

En el Anexo II del presente informe se incluyen los cuadros con las variaciones de los peajes y cánones sobre los establecidos en la Orden IET/849/2012.

4.1.1 Asignación de costes por actividades para establecer los peajes y cánones

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE establece en su artículo 41, que la autoridad regulatoria tendrá, entre otras, la obligación de establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución, o sus metodologías, velando porque no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro.

El Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, incluyendo entre las funciones de esta Comisión la de establecer mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas, dentro del marco tarifario y retributivo definido en la Ley

¹¹ Cabe destacar que los peajes y cánones que se incluyen en la propuesta de Orden no coinciden con los de la memoria a la propuesta de Orden, habiéndose considerado en el presente informe los establecidos en la propuesta de Orden.

34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en su normativa de desarrollo (función decimonovena.iv).

A la fecha de elaboración del presente informe la CNE ha lanzado consulta pública, a efectos de recabar la opinión de los agentes sobre los principios generales, los criterios de imputación, las variables inductoras de los costes y las variables de facturación consideradas en el proceso de elaboración de la metodología para establecer peajes y cánones. Los comentarios que se reciban servirán a la CNE para la elaboración de la propuesta de Circular sobre metodología asignativa de costes para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, que deberá desarrollar la CNE de acuerdo con la citada función decimonovena.iv.

En la consulta pública realizada por la CNE se presentan una serie de consideraciones iniciales del sistema gasista español, respecto a la seguridad de suministro y la flexibilidad existente en el sistema, que hacen necesario considerar una metodología global para establecer de forma consistente y suficiente los peajes y cánones de gas natural. Por tanto, introducir modificaciones específicas de determinados precios regulados, como los introducidos en la propuesta de Orden para el peaje de tránsito internacional o para el de puesta en frío de buques, pueden generar incentivos a realizar determinadas operaciones pero pueden no reflejar costes, de forma discriminatoria a otros servicios. Esto es, en tanto no se disponga de dicha metodología global de peajes y cánones, se hace necesario no introducir modificaciones particulares en los términos de los peajes no justificados metodológicamente de forma global.

A título indicativo, en el Cuadro 7 se comparan los costes de la propuesta de Orden y los ingresos por actividad que se obtienen de aplicar los peajes de la propuesta de Orden al escenario de demanda previsto por la CNE actualizado según la última información disponible. Se observa que, existe un desalineamiento entre los costes reconocidos y los ingresos por actividad.

Cuadro 7. Costes de la propuesta de Orden e ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la propuesta respecto al escenario de previsión de demanda, capacidad y clientes de la CNE. Año 2013.

Actividad	Costes (Miles €)	Ingresos (Miles €)	Diferencia entre ingresos y costes	
			Miles de €	%
<i>Regasificación</i>	570.348	325.930	- 244.418	74,99%
<i>Almacenamiento</i>	215.117	148.415	- 66.702	44,94%
<i>Transporte y Distribución</i>	2.427.184	2.691.818	264.634	-9,83%
Total	3.212.648	3.166.163	-46.485	1,47%

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNE.

En consecuencia, se considera que no se deberían introducir modificaciones en la estructura de los peajes y cánones, que no estén justificadas metodológicamente, a efectos de no incidir en el resultado de aplicar la metodología global de peajes y, en su caso, en la definición de un periodo transitorio, evitando proporcionar a los usuarios señales de precios que pueden diferir de las que resulten de la metodología final.

Cabe señalar que una vez recibidos los comentarios a la consulta pública, y una vez analizados los mismos, la CNE preparará una propuesta de Circular. Dicha propuesta de Circular será remitida al Consejo Consultivo de Hidrocarburos, antes que finalmente sea aprobada por la CNE teniendo en cuenta los comentarios emitidos por los miembros del Consejo Consultivo.

4.1.2 Suficiencia global de los peajes y cánones

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes a la demanda de 2013 ascienden a 3.116,70 M€ justificando un incremento de los peajes y cánones del 3,1%, en línea con las variaciones de peajes y cánones contenidas en la Propuesta de Orden para obtener la cobertura de los 3.212,6 M€ de la propuesta de Orden.

Cabe destacar, que en la información que acompaña a la propuesta de Orden se detalla la facturación resultante de aplicar a la previsión de demanda los peajes de transporte y distribución actualmente vigentes, pero no se incluyen los ingresos resultantes de la aplicación de los peajes y cánones de regasificación, almacenamiento subterráneo y peajes de tránsito.

Como se ha señalado anteriormente, se considera necesario que en la información que acompaña a la propuesta de Orden se incluyan tanto las variables de facturación implicadas en la determinación de los peajes de la actividad de regasificación y almacenamiento como las hipótesis de facturación, resultantes de aplicar los peajes vigentes en 2012 y los previstos para 2013. Todo ello con el objetivo de que pueda ser replicable el escenario de ingresos de la Propuesta de Orden y así permita valorar su suficiencia.

En el Cuadro 8 se comparan los costes previstos en la propuesta de Orden con los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la Orden IET/849/2012 al escenario de demanda previsto la CNE, teniendo en cuenta la modificación introducida en la demanda interrumpible, y la información que sobre las facturaciones aparece en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden (Escenario MIET).

Cuadro 8. Ingresos previstos de aplicar los peajes y cánones de la Orden IET/849/2012. Escenario de facturación MIET vs CNE, escenario de costes del MIET. Año 2013

	Facturación (Millones de €)		Diferencias : MIET vs CNE	
	MIET	CNE	Miles de €	%
I. Contratos de Largo Plazo				
(A). Actividad de Regasificación	<i>n.d</i>	316,2		
Peaje de descarga de buques		18,1		
Peaje de carga en cisternas		16,8		
Peaje de regasificación		168,1		
Almacenamiento GNL		76,6		
Trasvase de GNL a buques		36,7		
(B). Almacenamiento Subterráneo	<i>n.d</i>	145,9		
(C). Transporte y Distribución	2.591,8	2.577,2	14,7	0,6%
Reserva de Capacidad	176,4	141,4	35,0	24,7%
Término de conducción	2.415,4	2.435,7	-20,3	-0,8%
Grupo 1	312,1	341,6	-29,5	-8,6%
Grupo 2	427,0	430,6	-3,7	-0,9%
Grupo 3	1.667,0	1.661,6	5,4	0,3%
Grupo 4 (interrumpible)	9,3	1,9	7,4	385,2%
(D). Total Ingresos por contratos Largo Plazo (A) + (B) + (C)	<i>n.d</i>	3.039,3		
II. Contratos de Corto Plazo				
(E). Total Corto Plazo	- 30,0	- 26,8	- 3,2	12,0%
(F). Total Ingresos (D) + (E)	<i>n.d</i>	3.012,5		
(G). Otros Ingresos	<i>n.d</i>	51,2		
Peajes de Tránsito Internacional		48,8	- 48,8	
Suministros directos GNL	12,3		12,3	
Venta de Condesados		2,5	- 2,5	
Desbalances			-	
(H). Ingresos de actividades reguladas (F) + (G)	3.116,7	3.063,8	52,9	1,7%
(B). Costes de actividades reguladas	3.212,6	3.212,6		
(E) - (B)	- 95,9	- 148,9		

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

Notas:

(B) Costes de actividades reguladas de la propuesta de Orden ambos escenarios (MIET y CNE).

n.d: no disponible la información en la Memoria.

Se observa que en la propuesta de Orden se estiman unos ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes de la Orden IET/849/2012 que superan en 52,9 M€ a los que resultan del escenario de facturación de la CNE, según las hipótesis de facturación descritas en el informe del 29 de noviembre de 2012. De esta diferencia, 14,7 M€ se corresponden con el peaje de transporte y distribución y el resto, 38,2 M€, se corresponde al resto de peajes.

Cabe señalar que, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, entre los ingresos previstos para 2013, se incluye la cantidad de 12,3 M€ en concepto de facturación por GNL directo a cliente final. Esta Comisión, como ya ha indicado en informes anteriores¹² considera que no se deberían incluir dichos ingresos, debido a que, por un parte, los consumidores suministrados a través de plantas satélites no pagan el peaje de transporte y distribución y, por otra parte, la facturación de los peajes de carga en cisternas y descarga de buques incluye la demanda de dichos suministros.

En el Cuadro 9 se comparan los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes (Orden IET/849/2012 y de la Propuesta de Orden, a las variables de facturación previstas por la CNE para 2013, incluyendo las modificaciones introducidas en el presente documento sobre la demanda interrumpible.

Se observa que, según el escenario de la CNE, como consecuencia de las modificaciones introducidas en los peajes y cánones de la Propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2013 aumentarían un 3,3% respecto a los resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes (establecidos en la Orden IET/849/2012). Este aumento se explica por el incremento del 3,3% de los ingresos de la actividad de regasificación, del 3,8% de los ingresos de transporte y distribución, un mantenimiento de los ingresos de almacenamiento subterráneo y una reducción del 7,5% de otros ingresos, como consecuencia de la eliminación del término variable para el peaje de tránsito internacional.

Según las previsiones de las variables de facturación de la CNE, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden (3.166,1 M€) no serían suficientes para cubrir los costes de 2013 previstos en la Memoria de la Propuesta de Orden (3.212,7 M€), en 46,5 M€.

El GTS en sus alegaciones (recibidas el 17 de diciembre) ha señalado que en la versión definitiva (22-nov-12) del Presupuesto Anual 2013 Oferta-Demanda, se rebajó la previsión de GNL trasvasado de planta a buque, desde los 21.490.000 kWh/año, considerados en la previsión remitida al MIET y a la CNE, a los 10.690.000 kWh/año. En el caso de considerar dicha modificación los ingresos previstos para 2012, serían de 3.146,2 M€, cifra inferior en 19,9 M€ a los considerados bajo el escenario de variables de facturación de la CNE.

¹² Véase informes 34/2009, 40/2010 y 40/2011 de la CNE.

Cuadro 9. Ingresos previstos para 2013 resultado de aplicar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden y los vigentes (Orden IET/849/2012), a las variables de facturación de 2013 previstas por la CNE.

	Facturación (Miles de €)		Diferencias : Propuesta OM 2013 vs Orden IET/849/2012 (%)
	Orden IET/849/2012	Propuesta OM 2013	
(A). Actividad de Regasificación	315.502	325.930	3,3%
<i>Peaje de descarga de buques</i>	18.095	18.659	3,1%
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	16.557	17.098	3,3%
<i>Peaje de regasificación</i>	167.545	173.129	3,3%
<i>Almacenamiento GNL</i>	76.637	79.166	3,3%
<i>Trasvase de GNL a buques</i>	36.668	37.879	3,3%
(B). Almacenamiento Subterráneo	145.950	145.950	0,0%
(C). Transporte y Distribución	2.551.090	2.646.918	3,8%
<i>Reserva de Capacidad</i>	141.541	146.255	3,3%
<i>Término de conducción</i>	2.409.549	2.500.663	3,8%
(D). Otros Ingresos	51.231	47.364	-7,5%
<i>Peajes de Tránsito Internacional</i>	48.766	44.900	-7,9%
<i>Ingresos subastas</i>			
<i>Venta de Condesados</i>	2.465	2.465	0,0%
<i>Penalizaciones</i>			
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	3.063.773	3.166.163	3,3%
(B). Costes de actividades reguladas		3.212.648	
(E) - (B)		- 46.485	

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

Finalmente, en caso de considerar tanto los ingresos previstos por la CNE (3.166,16 M€), como los costes previstos por esta Comisión para 2013 según el criterio de caja (3.555,3 M€) como se señala en el epígrafe 5 del presente documento, el déficit de las actividades reguladas podría alcanzar los 389,1 M€.

Se considera que la existencia de déficit de las actividades reguladas en 2013 dependerá de forma crítica del escenario de demanda considerado, por lo que se ha realizado dos escenarios de sensibilidad, justificados por la incertidumbre sobre la evolución de la demanda de los ciclos combinados, ante el impacto de las medidas incluidas en el proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética¹³, y la sensibilidad de los ingresos a la demanda del grupo 3.

En el análisis de sensibilidad de los ingresos a la evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica se han considerado los escenarios de funcionamiento de los ciclos combinados previstos por el GTS, por el OS y por las empresas (de acuerdo con la información

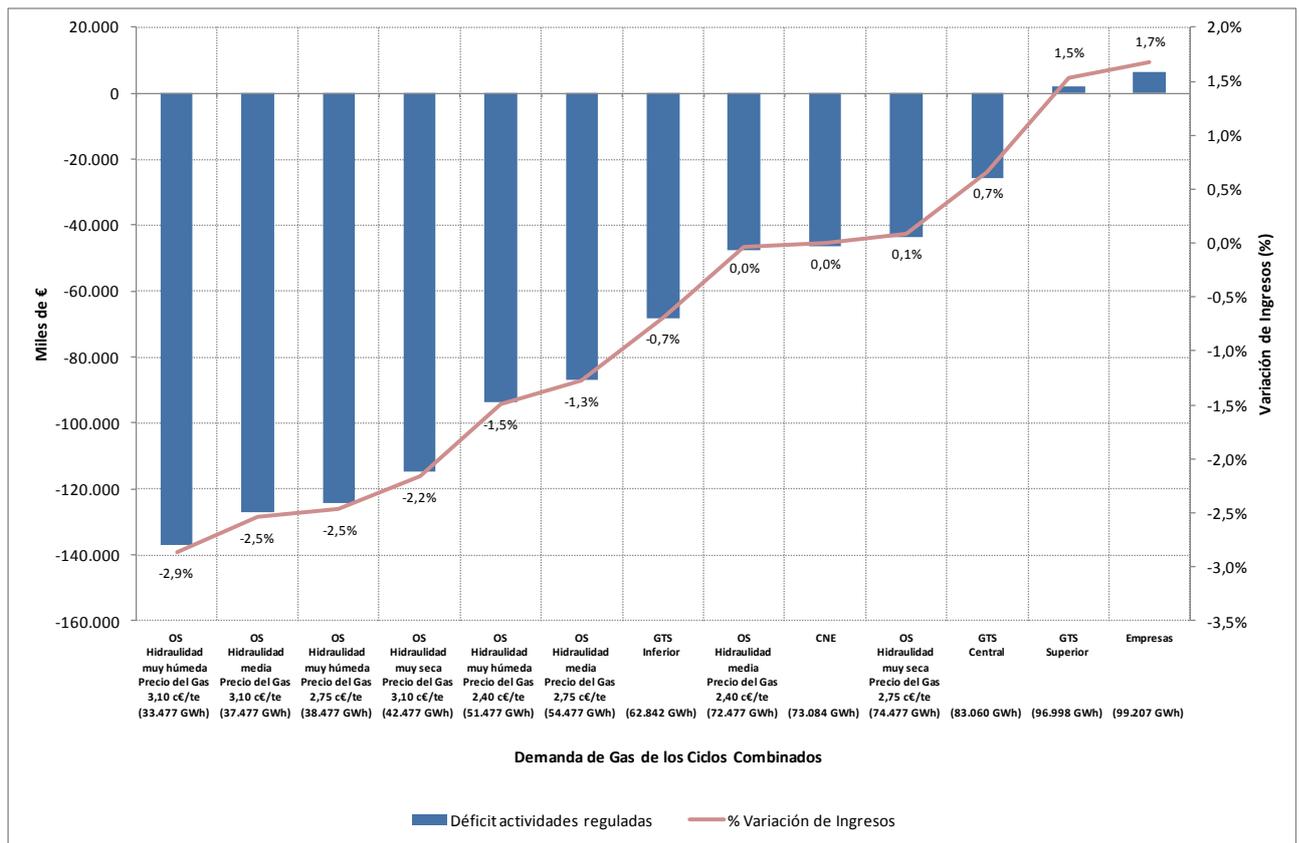
¹³ Cabe indicar que no se ha incluido el impacto de dichas medidas debido a que la normativa no ha sido aprobada en el momento de elaborar el presente informe.

remitida a la CNE), manteniendo la demanda convencional y las hipótesis de facturación de esta Comisión.

En el Gráfico 1 se presenta el déficit estimado en la liquidación de actividades reguladas para el ejercicio 2012 considerando los costes incluidos en la propuesta de Orden para cada uno de los escenarios de demanda de gas natural de los ciclos combinados previstos para 2013 por el GTS, el OS y las empresas. Se observa que únicamente se registraría un superávit en las liquidaciones de las actividades reguladas, manteniendo la misma de demanda de gas convencional, si la demanda de ciclos combinados se situara en el escenario superior previsto por el GTS (96.998 GWh) o en el escenario previsto por las empresas de acuerdo con la información remitida por las mismas a esta Comisión (99.207 GWh).

Dependiendo del escenario de demanda de ciclos combinados considerado, el déficit (-)/superávit (+) en las liquidaciones de las actividades reguladas se podría situar entre los -137 M€ (demanda prevista por el OS con hidraulicidad muy húmeda y precio del gas 3,10 c€/te) y los +6,5 M€ (escenario previsto por las empresas).

Gráfico 1. Escenarios de déficit de las actividades reguladas en función de la demanda de ciclos combinados, utilizando las hipótesis de facturación y demanda de la CNE. Año 2013. (En miles de €).



Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden, GTS y CNE.

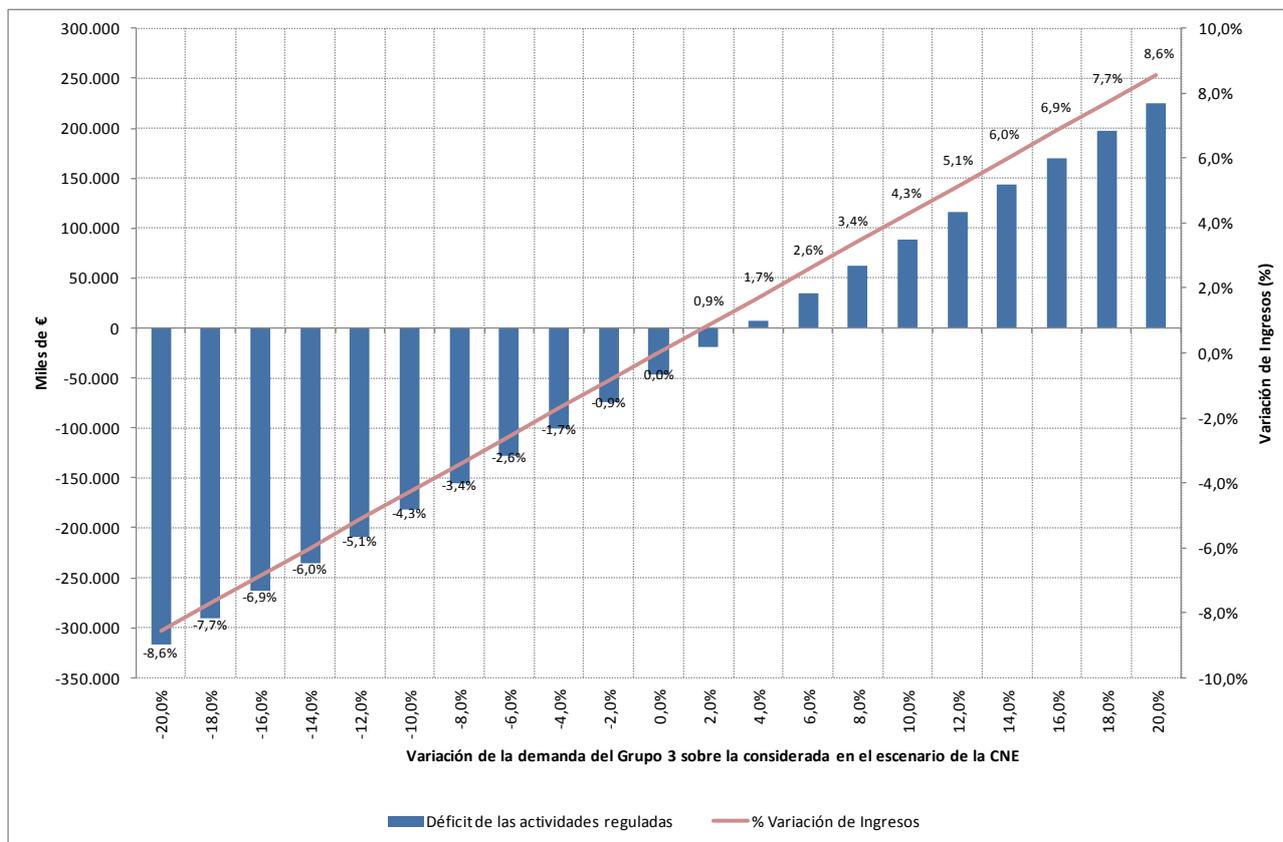
En el análisis de sensibilidad de los ingresos a la evolución de la demanda del grupo 3, se mantiene la demanda destinada a la generación eléctrica, aplicando las hipótesis de facturación de esta Comisión.

En el Gráfico 2 se presenta el déficit estimado en la liquidación de actividades reguladas para el ejercicio 2013 bajo diferentes escenarios de demanda del grupo 3, considerando los costes incluidos en la propuesta de Orden. En el eje de abscisas se muestra la variación de la demanda

del grupo 3 para 2013 respecto del escenario de esta Comisión, actualizado con la última información disponible.

Se observa que, con las hipótesis consideradas, para que los peajes y cánones de la Propuesta de Orden fueran suficientes para cubrir los costes previstos en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, sería necesario una demanda del grupo 3 un 3% superior que la considerada en el escenario de previsión de esta Comisión.

Gráfico 2. Déficit de las actividades reguladas en función del incremento de la demanda convencional sobre el escenario previsto por la CNE para 2012 utilizando las hipótesis de facturación de la CNE. Miles de €.



Fuente: CNE.

En consecuencia, teniendo en cuenta la incertidumbre del impacto de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, sobre la demanda de los consumidores de gas y ante la evolución del ciclo combinado previsto para 2013 y su resultado sobre la demanda de gas, esta Comisión considera necesario realizar un ajuste de ingresos y revisar los costes de las actividades reguladas para lograr la suficiencia tarifaria y no acumular déficit futuros.

4.2 Peajes 2.bis

La propuesta de Orden establece un incremento de los peajes 2.3bis y 2.4bis del 13,6% y del 48,3%, respectivamente, sobre los establecidos en la Orden IET/849/2012.

En relación con el procedimiento aplicado en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden para calcular el incremento aplicable a dichos peajes, se concluye que:

1. De acuerdo a lo establecido en la propuesta de Orden y en la Orden IET/849/2012, dichos peajes son 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 superior a 500.000 kWh/año e igual o inferior a 30.000.000 kWh/año, que no hubieran optado por acogerse a los peajes el Grupo 3.

Por lo tanto, a dichos consumidores no les es de aplicación el peaje 3.5 (que se aplica a consumos superiores a 8 GWh/año) como se indica erróneamente en la memoria, por lo que no se debería de incluir dicho peajes en el cuadro comparativo.

- Para el cálculo de los incrementos a aplicar en dichos peajes, se deberían comparar los peajes 2.bis establecidos en la Orden IET/849/2012, con el peaje 3.4 establecido en la propuesta de Orden.
- La propuesta de Orden, establece el mismo valor para los consumidores acogidos al peaje 2.2 bis y para el peaje 2.3 bis, como consecuencia de una errata en el procedimiento de cálculo (véase página 72 de la Memoria)

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, se compara el peaje 2.3 bis establecido en la Orden IET/849/2012 con los peajes 3.4 y 3.5 de la propuesta de Orden. Sin embargo, para analizar el proceso de convergencia del peaje 2.3 bis, se ha partido del peaje 2.2 bis establecido en la Orden incrementado en un 3,3%, en lugar de considerar el peaje 2.3 bis de la Orden IET/849/2012.

- La Orden ITC/3802/2008 establece que los peajes del grupo 2.bis convergerán de forma lineal con los correspondientes del grupo 3 en el periodo que finaliza el 1 de enero de 2015. Sin embargo, la propuesta de Orden incrementa un 10% los términos establecidos en la Orden IET/849/2012, sin justificar los motivos por los que se ha apartado del criterio establecido en la Orden ITC/3802/2008.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se ha calculado el incremento que debería aplicarse a los peajes 2.2 bis y 2.3 bis respecto a los establecidos en la Orden IET/849/2012, utilizando el escenario de demanda y los peajes de la propuesta de Orden, conforme a lo establecido en la Orden ITC/3802/2008. En el Cuadro 10 se detalla el procedimiento de cálculo.

Se observa que los incrementos aplicables a los peajes 2.2 bis y 2.3 bis son del 4,5% y del 7,0%, respectivamente, e inferiores a los considerados en la propuesta de Orden (13,6% y 48,3% respectivamente). Adicionalmente, se señala que los incrementos necesarios para alcanzar la convergencia entre las tarifas del grupo 2.bis, y el peaje 3.4, se sitúan entre el 8,9% y el 13,9%, incrementos inferiores a los considerados en la propuesta de Orden.

Cuadro 10. Cálculo de los peajes 2.2bis y 2.3 bis para 2013

Tarifa/Peaje	Volumen	Previsión Empresas			Términos			Propuesta de Orden					Diferencia (%)	Incremento a aplicar
		Volumen MWh	Ciudad Nº	Capacidad contratada Qd (kWh/día)	Término fijo (€/Consumidor/mes)	Término fijo (€/kWh/día /mes)	Término variable (€/kWh)	Término fijo por consumidor (€)	Término fijo por capacidad (€)	Término variable (€)	Facturación total (€)	Precio medio (cent€/kWh)		
Tarifas 2.bis					Orden IET/849/2012									
2.2.bis	<5.000 MWh	742.194	381	3.394.168		15,43	0,3500	0	6.284.641	2.597.679	8.882.320	1,197		
2.3.bis	<30.000 MWh	782.839	96	4.309.387		11,82	0,3300	0	6.112.435	2.583.369	8.695.803	1,111		
Tarifa 3.4					Propuesta de Orden									
3.4	≤ 30.000 MWh	742.194	381	3.394.168	80,96		1,2535	370.149	0	9.303.402	9.673.551	1,303	8,9%	4,5%
3.4	≤ 30.000 MWh	782.839	96	4.309.387	80,96		1,2535	93.266	0	9.812.887	9.906.153	1,265	13,9%	7,0%

Fuente: Orden IET/849/2012 y Propuesta de Orden.

4.3 Coste de transporte imputado al gas en tránsito

El artículo 12 de la propuesta de Orden establece que no se aplicará el término variable del peaje de transporte y distribución 1.3 vigente al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre. Ni en la propuesta de Orden, ni en la información que acompaña a la misma se justifica la eliminación de dicho término variable.

En relación con la eliminación del término variable del peaje para estos consumidores, esta Comisión presenta las siguientes consideraciones:

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

Las tarifas para los usuarios de la red no serán discriminatorias y se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte [...].”

Por lo tanto, debería justificarse adecuadamente en la Orden que finalmente se publique los motivos que determinan que un consumidor nacional debe pagar un término variable por la utilización de la red de transporte, mientras que un comercializador que utiliza las mismas infraestructuras para abastecer a consumidores no nacionales no debe sufragar dicho coste variable.

En segundo lugar, se señala que teniendo en cuenta el escenario de demanda previsto por esta Comisión, el impacto de la eliminación del término variable al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre podría suponer una minoración de los ingresos de 5,5 Millones de €

Por lo expuesto anteriormente, esta Comisión propone mantener el del término variable actualmente vigente.

Por último, se señala que el título del artículo podría ser por lo que considera que debería reformularse el título del artículo como “Peaje de exportación por conexiones internacionales”.

4.4 Peajes aplicables a usuarios conectados a planta satélite

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

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

Las sentencias del Tribunal Supremo de 21 de marzo, 28 de marzo, 6 de mayo de 2011 declaran nulo el factor de 0,8 a aplicar al término de conducción de los consumidores suministrados

mediante planta satélite establecido en las órdenes ITC/3863/2007, ITC/3802/2008 e ITC/3250/2009, debiendo ser sustituido por otro factor ajustado a lo dispuesto en el artículo 92.5 de la Ley 34/1998.

La Orden ITC/3128/2011 estableció en su artículo 9 el procedimiento de cálculo a utilizar para establecer los términos de conducción aplicables a las redes de distribución alimentadas por planta satélite, con objeto de dar cumplimiento a las citadas sentencias. La fórmula propuesta coincide con la contenida en la *Propuesta de orden ministerial por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas* y que fue objeto de informe por parte de esta Comisión.

Esta Comisión se reitera en las consideraciones que se realizaron en el informe sobre la citada propuesta de Orden. Se considera que la metodología de cálculo del coeficiente reductor a aplicar al término de conducción del peaje de transporte y distribución no garantiza que los consumidores conectados a plantas satélites únicamente estén pagando por el coste de la red de distribución de 4 bar. Cabe indicar que el término de conducción que debe ser aplicado a los consumidores suministrados mediante planta satélites debe formar parte de una metodología global para el establecimiento de peajes y cánones de acceso, que de acuerdo con la Ley 34/1998 debe ser elaborada por la CNE.

Adicionalmente, en relación con el procedimiento de cálculo aplicado para determinar los valores aplicables para el año 2013, se formulan las siguientes observaciones:

- En el cálculo del Descuento global (Dm), proporción de los costes de transporte sobre los costes de transporte y distribución, la retribución al transporte debería incluir tanto la retribución reconocida al transporte (incluyendo retribución a cuenta), como la retribución pendiente al transporte. En consecuencia, la retribución al transporte a considerar es 900.186.736 €, en lugar de 899.286.978 €, y, por tanto, el porcentaje de descuento que resulta es del 38,03%, y no del 38,00%
- Los peajes a considerar en el cálculo del peaje medio deberían ser los establecidos en la propuesta de Orden, esto es con cuatro decimales, y no con seis decimales como se considera en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

4.5 Peaje temporal para usuarios de materia prima

La Disposición transitoria primera de la propuesta de Orden, objeto del presente informe, regula el peaje temporal para antiguos usuarios de materia prima, con las mismas condiciones de aplicación que las establecidas en la Orden ITC/849/2012, aplicando un incremento de los términos fijo y variable del 612% respecto a los establecidos en la citada Orden.

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden señala que sería necesario incrementar el peaje de materia prima un 1.225,2% para alcanzar la recaudación prevista por el peaje ordinario.

En relación con dicho cálculo se señala que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se compara el peaje temporal de materia prima establecido en la Orden IET/849/2012 con el resultado de adicionar los peajes de regasificación, reserva de capacidad y término de conducción. Se considera que en la comparación se debería incluir el peaje de descarga (que de acuerdo la Orden IET/849/2012 está incluido en el peaje temporal de materia prima) y el canon de almacenamiento de GNL.

Esta Comisión, como ha puesto de manifiesto en sucesivos informes tarifarios, considera necesaria la supresión del peaje temporal de materia prima, en la medida en que todos los

suministros deben sufragar los costes en los que un hacen incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento, y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente.

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

No obstante, si bien se señala que, de aplicarse el contenido de la propuesta de Orden, y según la información proporcionada en la Memoria que acompaña a la misma, los consumidores acogidos a dicho peaje temporal, tendrán un descuento del 612% respecto a lo que un consumidor de las mismas características pagaría de acuerdo con los peajes ordinarios, cabe indicar que el aumento propuesto sigue la tendencia exigida para la eliminación de dicho peaje temporal, (respecto al exigido supone un aumento necesario del 1.225,2% según la propuesta de Orden), aspecto que se valora positivamente.

Finalmente, se indica que, sobre la base del escenario de demanda y de las hipótesis de facturación considerados por esta Comisión, la aplicación del peaje de materia prima considerado en la propuesta de Orden supone una reducción de los ingresos, en términos anuales, de 8,6 M€, esto es, 7,2 M€ menos que los que resultaría de aplicar las condiciones de facturación establecidas en la Orden IET/849/2012. Es decir, que la modificación introducida en la propuesta de Orden implica que los usuarios de dicho peaje sufragan únicamente el 51% del coste total del servicio, calculado aplicando los peajes generales.

4.6 Peaje de puesta en frío

El punto 4 del anexo I de la propuesta de Orden, modifica los peajes aplicables a las operaciones de puesta en frío. En particular, la propuesta reduce el término fijo aplicable a dichas operaciones desde los 171.153 €/operación, establecido en la Orden IET/849/2012, hasta los 50.000 €/operación, lo que supone una disminución de dicho término del 59,1%.

La memoria que acompaña a la propuesta de Orden justifica dicha medida *“como incentivo a la realización de este tipo de operaciones que en la actualidad resultan muy escasas”*.

Se considera que los peajes aplicables a estos servicios deben reflejar el coste de dichos servicios de forma no discriminatoria y establecerse a partir de una metodología asignativa, en la que se determine las instalaciones que intervienen en la prestación de dichos servicios y se tenga en cuenta, además de los costes de explotación de los servicios básicos de planta, aquellos sobrecostes de explotación derivados de la prestación de los servicios en condiciones de operación no óptimas. Dicha propuesta metodológica ha sido incluida para consulta pública por esta Comisión, actualmente y hasta el 31/01/2013, pendiente de recibir los comentarios al respecto. En consecuencia se considera que debería eliminarse la disminución de dicho término del 59,1%.

Finalmente, se indica que no es posible calcular el impacto económico de dicha medida, debido a que la previsión de realización de dichas operaciones para el año 2013 es nula.

En la información aportada por el GTS, se prevé que en 2012 se habrán realizado 8 operaciones de puesta en frío de buques, con un volumen asociado de 257 GWh, mientras que en el ejercicio 2011 se realizaron 6 operaciones, con un volumen asociado de 145 GWh.

En el Cuadro 11 se incluye información de la facturación de dicha operaciones a las condiciones que la propuesta de Orden establece para las operaciones de puesta en frío, y las condiciones aplicables para la carga de GNL, que serían las aplicables a la puesta en frío de mantenerse las condiciones de facturación establecidas en la Orden IET/849/2012, para 2011 y el cierre de 2012. Las medidas introducidas en la propuesta de Orden implicarían una reducción del precio medio entre el 49% (2011) y el 47% (cierre de 2012) y una reducción de los ingresos de 0,6 M€ y 0,9 M€ para 2011 y el cierre de 2012, respectivamente.

Cuadro 11. Número de operaciones de puesta en frío realizadas en 2011 y previsiones de cierre 2012. Impacto de la modificación introducida por la propuesta de Orden.

	2011	Previsión de cierre 2012
Operaciones (nº)	6	8
Volumen (MWh)	145.411	256.957

Facturación condiciones establecidas en la propuesta de Orden (€)

A. Facturación condiciones trasvase de GNL a buques	1.288.084	1.816.031
B. Facturación puesta en frío	647.278	961.623
Diferencia (B) - (A)	- 640.806	- 854.408

Fuente: GTS y CNE.

4.7 Periodicidad en la revisión de los peajes y cánones

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

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

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

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

Adicionalmente, se señala que la Orden IET/849/2012 modificó los peajes a partir del 1 de abril de 2012. No obstante, la exposición de motivos de dicha norma no justifica la modificación en la

Disposición final primera de la Orden IET/3587/2011, que determinó que los peajes y cánones establecidos podrían ser revisados trimestralmente para su entrada en vigor el primer día del mes de abril, sino que hace referencia al artículo 25.1 del Real Decreto 949/2001, siguiendo la recomendación efectuada por esta Comisión en su informe 7/2012.

En consecuencia, cabe realizar las mismas consideraciones que las realizadas por esta Comisión en sus informes 37/2008, 34/2009, 40/2010, 40/2011 y 7/2012 sobre la revisión de los peajes y cánones con periodicidad inferior al año, y que a continuación se reproducen:

“El Artículo 25 del Real Decreto 949/2001 habilita al Ministerio a modificar los peajes anualmente “o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen”, sin necesidad de establecer una disposición adicional a este fin. Por otra parte, sí cabe entender que la realización de revisiones de peajes adicionales a la anual deberían tener un carácter de excepcionalidad.”

En aras a una mayor estabilidad regulatoria y para facilitar la toma de decisión por parte de las empresas gasistas y de los consumidores, sería preferible mantener una única revisión anual con peajes suficientes.

Por tanto, se considera que: (1) el plazo de revisión de los peajes y cánones debería ser un elemento de la correspondiente metodología de peajes y cánones y (2) las modificaciones con periodicidad inferior al establecido con carácter general deberían tener carácter excepcional y estar contempladas en la citada metodología.

Por lo expuesto anteriormente, esta Comisión propone la supresión de la Disposición final primera de la propuesta de Orden informada, teniendo en cuenta que deben establecerse peajes suficientes a partir del 1 de enero según las mejores previsiones de demanda y costes de actividades reguladas.

5 COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

5.1 Consideraciones generales

En primer lugar cabe indicar que los ingresos por peajes y cánones para el año 2013 en la Propuesta del MIET, de 3.212,6 millones de euros, son insuficientes para cubrir los pagos previstos por retribución regulada a realizar en 2013 que estima esta Comisión como necesarios según el criterio de caja y de sostenibilidad económica, por valor de 3.555,3 millones de €¹⁴.

La cantidad prevista ingresar por el MIET, tampoco alcanzaría a cubrir las cantidades reconocidas como retribución fija y variable previstas publicar en el B.O.E., más el desvío acumulado previsto alcanzar en el año 2012 de 313 millones de euros, lo que hace un total de 3.287,4 millones de €.

Asimismo, la retribución reconocida por la Propuesta del MIET tampoco alcanzaría a cubrir los derechos de cobro que se devengarían por las instalaciones que, puestas en servicio en 2012, están previstas incluir en el régimen retributivo a lo largo de 2013, tales como los AASS de Yela y Castor y Marismas, ni tampoco permitiría que se cubrieran, aunque fuera parcialmente, las cantidades pendientes de reconocimiento de pago devengadas por las instalaciones en años anteriores al año 2012.

¹⁴ De haberse mantenido el factor de eficiencia “f_i”=0,85 esta cifra alcanzaría los 3.616,7 Millones de €

A título informativo, procede indicar que la cantidad total estimada actualmente por esta Comisión¹⁵ como devengada a finales de 2013, es de unos 3.941,2 Millones de €, resultante de las retribuciones pendientes de las instalaciones en servicio o previstas poner en servicio a lo largo de 2013.

En resumen, cabe indicar que, teniendo únicamente en cuenta las necesidades previstas por esta Comisión bajo el criterio de caja y los ingresos previstos por el MIET, se estima que en 2013 habrá un desvío adicional de 29,6 millones de €, con lo que a finales del 2013 se alcanzaría un desvío total acumulado de 342,7 millones de €. Este hecho puede significar en el año 2013 la consolidación en el sector del gas natural de un déficit que se podría calificar de estructural, lo que constituye un motivo de especial preocupación para la estabilidad económica-financiera del sistema retributivo.

El cuadro adjunto recoge las magnitudes económicas principales para el sector del gas natural en el año 2013, que detallan la situación descrita:

	Calculos CNE considerando criterio fi=0								Presupuesto 2013 MITyC (3)	` (2)-(1)	` (3)-(2)	
	Retribución con Devengo en 2013				Retribución con Devengo 2002-2012							
	Retribución Fija a Publicar OM	Retribución Variable	Pendiente de Reconocer a Instalaciones	TOTAL 2013	Pendiente de Reconocer a Instalaciones	Desvío Liquidaciones años anteriores	TOTAL Años anteriores	Total Devengo (1)				Criterio Caja (2)
Actividad de Regasificación	447,6	41,2	75,1	564,0	60,0	0,0	60,0	624,0	578,9	567,4	-45,1	-11,5
Actividad de AASS	46,6	31,0	304,7	382,3	146,6	0,0	146,6	528,9	247,7	227,1	-281,1	-20,6
Actividad de Transporte	904,9	24,6	6,6	936,0	-12,7	0,0	-12,7	923,4	915,5	926,3	-7,9	10,9
Actividad de Distribución	1.467,1	0,0	0,0	1.467,1	0,0	0,0	0,0	1.467,1	1.467,2	1.467,2	0,0	0,1
Retribución Específica	0,0	0,0	68,2	68,2	0,0	0,0	0,0	68,2	16,4	8,1	-51,8	-8,3
Gestión Técnica del Sistema	11,6	0,0	0,0	11,6	0,0	0,0	0,0	11,6	11,6	11,7	0,0	0,1
Comisión Nacional de Energía	0,0	0,0	5,1	5,1	0,0	0,0	0,0	5,1	5,1	4,8	0,0	-0,3
Desvío Liquidaciones años anteriores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	313,1	313,1	313,1	313,1	0,0	0,0	-313,1
Retribución Total Sector Gasista	2.877,8	96,8	459,5	3.434,1	194,0	313,1	507,1	3.941,2	3.555,3	3.212,6	-385,9	-342,7

Cuadro 12 – Magnitudes económicas principales para el sector del gas natural en el año 2013¹⁶

En los siguientes epígrafes se realiza un análisis de la Propuesta del MIET, comparándola en un primer momento con la Propuesta de la CNE¹⁷, recientemente remitida al MIET, de Retribución para el año 2013 de las actividades reguladas actualizada con la mejor información disponible, y después, con los resultados obtenidos por esta Comisión tras adoptar el criterio propuesto por el MIET de que el factor “fi” sea igual a cero en la fórmula de actualización de la retribución de la actividad de distribución y de los activos de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008. En el anexo III se analiza con mayor grado de detalle cada una de las partidas.

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

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

Como se ha indicado en las consideraciones generales, entre el momento de cálculo de la Propuesta de Retribución de la CNE y el cálculo de la Propuesta de la Orden Ministerial, se han

¹⁵ Tras la aplicación del valor cero al factor “fi” en la actualización de la retribución de distribución y de los activos de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008. En el supuesto de aplicarse un factor “fi”=0,85 el importe se elevaría a 4.002,6 Millones de €.

¹⁶ En el supuesto de aplicarse un factor “fi”=0,85 el importe de la retribución fija a publicar de la actividad de Transporte se incrementaría en 15,9 Millones de € y la de la actividad de Distribución en 45 Millones de €.

¹⁷ La Propuesta de la CNE es realizada con los valores publicados en octubre 2012 (valores a septiembre de 2012) de los parámetros IPC, IPRI, IPRI Bienes de Equipo y Bonos del Estado_{10 años}, mientras que la Propuesta de Orden se ha realizado con los últimos valores disponibles en el momento de cálculo, en este caso los valores publicados en noviembre 2012 (valores a octubre de 2012).

Además, con posterioridad a la realización de la Propuesta de la CNE se suelen recibir tanto nuevas resoluciones de inclusión en el régimen retributivo de forma definitiva y provisional como nuevas actas de puesta en servicio de instalaciones de transporte para determinar su retribución a cuenta, que modifican las propuestas de retribución a publicar en el B.O.E.

publicado nuevos valores de IPC, IPRI, IPRI_{Bienes de Equipo} y Bonos del Estado_{10 años}, correspondientes a octubre de 2012, que condicionan el valor final a considerar en el cálculo de la retribución, como por ejemplo el IPH, los Factores de Actualización de la Retribución de la Actividad de Distribución y de los Activos de Transporte puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008, de la Tasa de Retribución Financiera (Tr) y de los Índices de Actualización de los Valores Unitarios de Referencia.

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

	Propuesta CNE			Diferencias (B) s/ (A)	
	Datos Sept12	Datos Oct12 (A)	Prop OM (B)	abs	%
Valores a utilizar para cálculo Retribución 2013					
IPC ₂₀₁₃ = IPC _{Oct2012}	3,41%	3,48%	3,48%	0,00%	0,00%
IPRI ₂₀₁₃ = IPRI _{Oct2012}	3,77%	3,53%	3,53%	0,00%	0,00%
IPH ₂₀₁₃	3,59%	3,51%	3,51%	0,00%	0,00%
IPRI Bienes de equipo	0,81%	0,63%	0,63%	0,00%	0,00%
ICE ⁽¹⁾	11,03%	11,03%	11,03%	0,00%	0,00%
Factor f _i					
para actualización valores unitarios inversión y O&M	0,85	0,85	0,85	0,00	0,00%
para actualización Retribución Distribución y Transporte Pem antes 2008	0,85	0,85	0,00	-0,85	-100,00%
Obligaciones del Estado a 10 años					
Media Ultimos 12 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas ⁽²⁾	5,89%	5,92%	5,92%	0,00%	0,00%
Media Ultimos 24 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas ⁽³⁾	5,53%	5,59%	n.i.		n.a.
Índices de Actualización para 2012					
Actividades reguladas (1+0,85*IPH)	1,030515	1,029793	1,029793	0,00	0,00%
Valores Unitarios Inversión ⁽⁴⁾	1,003100	1,001300	1,001300	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Transporte ⁽⁵⁾	1,019900	1,020100	1,020100	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Fijos Reg/AASS ⁽⁶⁾	1,019900	1,020100	1,020100	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Variables Reg/AASS ⁽⁷⁾	1,084833	1,084473	1,084473	0,00	0,00%
Valores O&M Directos/Indirectos de AASS ⁽⁸⁾	1,022000	1,022450	1,022450	0,00	0,00%
Tr a Aplicar a los Activos de					
Transporte ⁽⁹⁾	9,64%	9,67%	9,67%	0,00%	0,00%
Regasificación ⁽¹⁰⁾	9,03%	9,09%	n.i.		n.a.
AASS ⁽¹¹⁾	9,03%	9,09%	n.i.		n.a.

- (1) Incrementos anuales en 2006 y 2007. Para el 2008 y 2009, incremento del primer semestre
(2) El dato de Obligaciones del Estado a 10 años en 2011 es la media últimos 12 meses (Nov-Oct) de las Operaciones no segregadas. El dato de 2010 no será conocido
(3) Dato orientativo puesto que el cambio de metodología de cálculo de Retribución de las O. ITC 3994/2006 y 3995/2006, señala que la Tr se calcula con los 24 datos
(4) Calculado como (1+0,75*IPH) en el periodo 2002-2006, y como (IPRI_{Bienes de Equipo} - 0,5) a partir de 2007
(5) Calculado como (1+0,85*IPH) en el periodo 2002-2006, y como (0,2*(IPRI_{Bienes de Equipo} - 0,5) + 0,8*(IPC-1)), a partir de 2007
(6) Calculado como (1+0,85*IPH) en el periodo 2002-2006, y como (0,2*(IPRI_{Bienes de Equipo} - 0,5) + 0,8*(IPC-1)), a partir de 2007. También se utilizó entre 2007 y 2011 para
(7) Calculado como (1+0,85*IPH) en el periodo 2002-2006, y como (0,8*(ICE - 0,5) + 0,2*(IPRI_{Bienes de Equipo} - 0,5)), a partir de 2007. También se utilizó entre 2007 y 2011 para
(8) Desde la publicación de la O.ITC/3128/2011, calculado como (0,1*(IPRI_{Bienes de Equipo} - 0,005)+0,9*(IPC - 0,01) +) a partir de 2007.
(9) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2007, y de 375 pbb a partir de 2008
(10) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2006, y de 350 pbb a partir de 2007. No obstante, con el cambio de metodología de cálculo de la retribución con la O. ITC
(11) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2006, y de 350 pbb a partir de 2007. No obstante, con el cambio de metodología de cálculo de la retribución con la O. ITC

Cuadro 13 – Comparación de parámetros utilizados en la Propuesta de la CNE y los que se deben considerar en la Propuesta de Orden Ministerial

Como puede observarse en el cuadro anterior, a diferencia con la Propuesta de la CNE, la Propuesta de la Orden Ministerial aplica un factor “f_i” de valor 0 para la actualización de la retribución de la actividad de distribución y de las instalaciones de transporte con puesta en marcha anterior al 1 de enero de 2008.

5.3 Sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de o&m de las actividades reguladas

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

En relación con los Valores Unitarios de Referencia recogidos en la Propuesta de Orden, y una vez comparados con los valores obtenidos por esta Comisión, procede señalar que tan sólo se

han observado ligeras diferencias en los valores unitarios de Operación y Mantenimiento para 2013 de la actividad de transporte.

		Valor Propuesta OM (A)	Valor Calculado CNE (B)	Diferencias (A)-(B)	
				abs	%
Gasoductos €/ m / pulg		0,4858	0,4856	0,0002	0,04%
Estaciones de Compr	Término Fijo (€ / E.C.)	156.387	156.325	62	0,04%
	Término Variable (€/kW)	62,72	62,70	0,02	0,03%
Tamaño ERM (Tipo G) (€/ERM)	65	40.116	40.100	16	0,04%
	100	43.652	43.635	17	0,04%
	160	48.244	48.225	19	0,04%
	250	50.335	50.315	20	0,04%
	400	53.855	53.834	21	0,04%
	650	57.369	57.347	22	0,04%
	1.000	68.639	68.612	27	0,04%
	1.600	77.788	77.757	31	0,04%
	2.500	88.002	87.967	35	0,04%
	4.000	110.880	110.837	43	0,04%
6.500	133.764	133.712	52	0,04%	

Cuadro 14 – Comparación de valores unitarios de O&M de transporte recogidos en la Propuesta de Orden Ministerial y los calculado por la CNE

El origen de esta diferencia radica en el índice de actualización utilizado ya que el valor utilizado por el MIET es de 1,02050 mientras que el valor a utilizar es 1,02010. La razón de esta diferencia estriba en que para su cálculo, el MIET utilizó como valor de IPC 3,53% en lugar del valor correcto de 3,48%

$$IA_{\text{VU O\&M Transporte}} = 1 + (0,2 * (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - x) + 0,8 * (IPC - y))$$

$$IA_{\text{MIET}} = 1 + (0,2 * (0,63\% - 0,5\%) + 0,8 * (3,53\% - 1\%)) = 1,02050$$

$$IA_{\text{REAL}} = 1 + (0,2 * (0,63\% - 0,5\%) + 0,8 * (3,48\% - 1\%)) = 1,020100$$

Por otro lado, y aunque no existen diferencias en el cálculo del valor unitario de inversión para plantas de regasificación, hay que señalar que, para mantener la praxis de publicación de valores unitarios, habría que redondear al € el Valor Máximo al Construir una Nueva Planta para actuaciones de inversión que agrupan las unidades de inversión no-estandarizadas, pasando su valor de 173.805.384,68 € a 173.805.385 €.

5.4 Sobre la retribución reconocida del sector gasista para 2013 considerada en la propuesta de orden

En el siguiente cuadro se comparan la retribución reconocida indicada en la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en la Propuesta de Retribución realizada por esta Comisión actualizada con la última información disponible.

En relación con los datos contenidos en la Memoria cabe señalar que se han observado leves diferencias entre las cantidades indicadas en los diferentes capítulos de la propuesta que desarrollan las necesidades financieras de las actividades reguladas y las cantidades expresadas en el resumen de la página 66 de la Memoria. Por tanto, a los efectos de este análisis, cuando existe disparidad, se ha tomado el valor contenido en la Memoria al ser más concreto y estar más justificado, entendiendo que los valores del resumen estaban sin actualizar.

CONCEPTO	Memoria OM IET/3587/2011		Presupuesto Retribución Año 2013					Variación de la Retribución Año 2013 de la Propuesta de OM				
			PROPUESTA CNE con fi=0,85			Propuesta OM con fi=0		sobre Retribución Año 2011		sobre Propuesta CNE Actualizada		
			Envía a MINETUR	Actualizada	%	€	%	€	%	€	%	
€	%	€	€	%	€	%	€	%	€	%		
Total Retribución Reconocida Fija (Transporte, Regasificación y AASS)	1.354.282.361	43,4%	1.444.889.199	1.452.973.946	40,2%	1.442.502.654	44,9%	88.220.293	6,5%	-10.471.292	-0,7%	
Transporte	842.986.846	27,0%	913.015.763	920.784.599	25,5%	900.178.503	28,0%	57.191.657	6,8%	-20.806.097	-2,24%	
Activos	840.158.401	26,9%	909.984.937	917.380.226	25,4%	897.136.955	27,9%	56.978.555	6,8%	-20.243.271	-2,21%	
Definitiva	516.347.098	16,6%	547.052.990	547.163.036	15,1%	528.957.376	16,5%	12.610.277	2,4%	-18.205.660	-3,33%	
PEM antes 2008	510.398.047	16,4%	534.953.678	534.973.544	14,8%	516.857.683	16,1%	6.459.635	1,3%	-18.115.862	-3,39%	
PEM desde 2008	5.949.051	0,2%	12.099.312	12.189.491	0,3%	12.099.693	0,4%	6.150.642	103,4%	-89.798	-0,74%	
Provisional para activos PEM antes 2008	29.276.431	0,9%	14.125.982	14.125.890	0,4%	14.125.890	0,4%	-15.150.541	-51,7%	0	0,00%	
A cuenta para activos PEM desde 2008	294.534.871	9,4%	348.805.964	356.091.300	9,8%	354.053.690	11,0%	59.518.818	20,2%	-2.037.610	-0,57%	
Anualidad	286.607.231	9,2%	340.728.669	346.693.396	9,6%	343.651.660	10,7%	57.044.429	19,9%	-3.041.736	-0,88%	
Incluidas en OM anteriores (O ITC/3802/2008, ITC/3520/2009, ITC/3554/2010, etc)	286.607.231	9,2%	280.245.720	282.303.797	7,8%	277.740.054	8,6%	-8.867.177	-3,1%	-4.563.743	-1,62%	
PEM Año 2008	74.572.599	2,4%	72.412.651	72.426.996	2,0%	73.113.338	2,3%	-1.459.261	-2,0%	686.342	0,95%	
PEM Año 2009	103.473.979	3,3%	101.363.033	101.161.239	2,8%	101.358.640	3,2%	-2.115.339	-2,0%	177.401	0,2%	
PEM Año 2010	28.669.308	0,9%	29.235.322	28.388.424	0,8%	28.455.079	0,9%			66.655	0,2%	
PEM Año 2011	79.891.344	2,6%	77.234.714	80.307.138	2,2%	74.812.997	2,3%			-5.494.141	-6,8%	
A incluir en la nueva OM	0	0,0%	60.482.949	64.389.599	1,8%	65.911.606	2,1%	65.911.606	-	1.522.007	2,4%	
PEM Año 2009			83.002	83.002	0,0%					-83.002	-100,0%	
PEM Año 2010			457.581	247.616	0,0%					-247.616	-100,0%	
PEM Año 2011			3.094.903	4.766.691	0,1%	3.411.001	0,1%	3.411.001	-	-1.355.690	-28,4%	
PEM Año 2012			56.847.463	59.292.291	1,6%	62.500.605	1,9%	62.500.605	-	3.208.314	5,4%	
Pagos únicos	7.927.641	0,3%	8.077.296	9.397.904	0,3%	10.402.030	0,3%	2.474.389	31,2%	1.004.125	10,7%	
Incluidas en el año 2012	7.927.641	0,3%										
A incluir en OM	0	0,0%	8.077.296	9.397.904	0,3%	10.402.030	0,3%			1.004.125	10,7%	
PEM Año 2009			246.493	246.493	0,0%	742.288				495.795	201,1%	
PEM Año 2010			907.919	491.311	0,0%	993.782				502.470	102,3%	
PEM Año 2011			3.097.228	4.771.329	0,1%	4.770.629	0,1%	4.770.629	-	-700	0,0%	
PEM Año 2012			3.825.656	3.888.771	0,1%	3.895.331	0,1%	3.895.331	-	6.561	0,2%	
Retrib. Financiera Gas Talón/NMLL	2.828.445	0,1%	3.031.861	3.041.547	0,1%	3.041.547	0,1%	213.102	7,5%	0	0,0%	
Ajustes por errores cálculo Retribución años anteriores	0	0,0%	-1.035	362.826	0,0%			0	-	-362.826	-100,0%	
Retribución Definitiva 2012 activos Pem antes 2008	0	0,0%		363.161	0,0%					-363.161	-100,0%	
Otros ajustes de años anteriores	0	0,0%	-1.035	-335	0,0%					334,93	-100,0%	
Regasificación	464.187.773	14,9%	485.240.281	485.544.865	13,4%	495.679.669	15,4%	31.491.896	6,8%	10.134.804	2,1%	
Activos	420.531.366	13,5%	428.062.663	428.359.035	11,8%	427.992.490	13,3%	7.461.124	1,8%	-366.545	-0,1%	
Definitiva	273.042.422	8,8%	333.083.404	333.375.384	9,2%	333.098.123	10,4%	60.055.701	22,0%	-277.261	-0,1%	
Provisional	147.488.943	4,7%	94.979.259	94.983.650	2,6%	94.894.367	3,0%	-52.594.576	-35,7%	-89.283	-0,1%	
Retrib. Financiera Gas Talón/NMLL	2.397.702	0,1%	2.570.139	2.578.351	0,1%	2.578.351	0,1%	180.649	7,5%	0	0,0%	
Retribución Variable Regasificación	41.258.705	1,3%	37.896.310	37.896.310	1,0%	48.397.659	1,5%	7.138.954	17,3%	10.501.349	27,7%	
Ajustes Retribución Años Anteriores por Sentencia Audiencia Nacional	0	0,0%	16.711.169	16.711.169	0,5%	16.711.169	0,5%	16.711.169	-	0	0,0%	
Ajustes por errores cálculo Retribución años anteriores	0	0,0%		0	0,0%			0	-	0	-	
Almacenamientos subterráneos	47.107.743	1,5%	46.633.156	46.644.482	1,3%	46.644.482	1,5%	-463.260	-1,0%	0	0,0%	
Retribución Inversión	22.637.675	0,7%	21.609.227	21.609.227	0,6%	21.609.227	0,7%	-1.028.448	-4,5%	0	0,0%	
Definitiva	22.637.675	0,7%	21.609.227	21.609.227	0,6%	21.609.227	0,7%	-1.028.448	-4,5%	0	0,0%	
Provisional	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0	0	0		
Coste O&M Directos e Indirectos (Provisional)	25.175.397	0,8%	25.729.256	25.740.584	0,7%	25.740.584	0,8%	565.188	2,2%	0	0,0%	
Ajustes (descuento anual por sobreretribución 2007/08)	-705.329	0,0%	-705.327	-705.329	0,0%	-705.329	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	
Distribución	1.515.577.362	48,6%	1.512.172.146	1.512.181.429	41,8%	1.467.104.618	45,7%	-48.472.744	-3,2%	-45.076.811	-3,0%	
Devengo Año "n"	1.521.880.542	48,8%	1.557.006.506	1.556.931.833	43,0%	1.511.998.239	47,1%	-9.882.303	-0,6%	-44.933.594	-2,9%	
Desvíos en Años "n-1" y "n-2"	-6.303.180	-0,2%	-44.834.360	-44.750.404	-1,2%	-44.893.621	-1,4%	-38.590.441	612,2%	-143.217	0,3%	
Retribución Específica Distribución	8.483.960	0,3%	16.356.036	16.356.036	0,5%	8.078.985	0,3%	-404.975	-4,8%	-8.277.051	-50,6%	
Gas de operación	42.376.046	1,4%	58.869.372	58.869.372	1,6%	62.638.505	1,9%	20.262.459	47,8%	3.769.133	6,4%	
Transporte	23.268.252	0,7%	24.580.903	24.580.903	0,7%	26.154.705	0,8%	2.886.453	12,4%	1.573.801	6,4%	
Regasificación	2.080.653	0,1%	3.323.667	3.323.667	0,1%	3.536.466	0,1%	1.455.813	70,0%	212.799	6,4%	
Almacenamientos subterráneos	17.027.141	0,5%	30.964.802	30.964.802	0,9%	32.947.335	1,0%	15.920.194	93,5%	1.982.533	6,4%	
Gestor Técnico del Sistema	11.789.434	0,4%	11.977.485	11.964.518	0,3%	11.672.139	0,4%	-117.295	-1,0%	-292.379	-2,4%	
Suministro a Tarifa	100.000	0,0%	0	0	0,0%	100.000	0,0%	0	0,0%	100.000	-	
Retribución Pendiente de Inclusión Definitiva en el Régimen Retributivo	182.200.077	5,8%	247.275.356	246.161.680	6,8%	215.729.111	6,7%	33.529.034	18,4%	-30.432.569	-12,4%	
Transporte	21.000.000	0,7%	-15.204.769	-15.204.769	-0,4%	0	0,0%	-21.000.000	-100,0%	15.204.769	-100,0%	
Instalaciones PEM 2010-2011	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0	-	0	-	
Instalaciones PEM 2008-2009	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0	-	0	-	
Instalaciones PEM 2002-2007	0	0,0%	-15.204.769	-15.204.769	-0,4%	0	0,0%	0	-	15.204.769	100,0%	
Con Retribución Provisional	0	0,0%	-17.622.341	-17.622.341	-0,5%	0	0,0%	0	-	17.622.341	100,0%	
Otros Activos	0	0,0%	2.417.572	2.417.572	0,1%	0	0,0%	0	-	-2.417.572	-100,0%	
Ajustes	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0	-	0	-	
Regasificación	35.443.532	1,1%	88.337.765	88.212.329	2,4%	68.219.111	2,1%	33.775.579	92,5%	-19.993.218	-22,7%	
Instalaciones con retrib. Provisional	0	0,0%	56.615.796	56.615.796	1,6%	33.628.026	1,0%	32.628.026	-	-22.987.770	-40,6%	
Previsión 2013	0	0,0%	15.339.434	15.339.434	0,4%	7.913.311	0,2%	7.913.311	-	-7.426.123	-48,4%	
Previsión 2002-2012	0	0,0%	41.276.362	41.276.362	1,1%	25.714.715	0,8%	25.714.715	-	-15.561.647	-37,7%	
Instalaciones sin retribución reconocida	0	0,0%	31.721.969	31.596.533	0,9%	34.591.085	1,1%	34.591.085	-	2.994.552	9,5%	
Previsión 2013	0	0,0%	31.721.969	31.596.533	0,9%	34.350.209	1,1%	34.350.209	-	2.753.676	8,7%	
Previsión 2002-2012	0	0,0%	0	0	0,0%	240.876	0,0%	240.876	-	240.876	-	
Almacenamientos subterráneos	125.756.545	4,0%	171.103.670	170.111.871	4,7%	147.510.000	4,6%	21.753.455	17,3%	-22.601.871	-13,3%	
Instalaciones	108.975.690	3,5%	117.816.611	117.816.611	3,3%	127.360.000	4,0%	18.384.310	16,9%	9.543.389	8,1%	
Gas Colchón	16.780.855	0,5%	41.459.597	41.459.597	1,1%		0,0%	-16.780.855	-100,0%	-41.459.597	-100,0%	
Costes O&M	0	0,0%	11.827.463	10.835.663	0,3%	20.150.000	0,6%	20.150.000	-	9.314.337	86,0%	
Retrib. Financiera Gas Talón	0	0,0%	3.038.690	3.042.249	0,1%	0	0,0%	0	-	-3.042.249	-100,0%	
Transporte	0	0,0%	1.203.667	1.205.250	0,0%	0	0,0%	0	-	-1.205.250	-100,0%	
Regasificación	0	0,0%	1.835.022	1.836.999	0,1%	0	0,0%	0	-	-1.836.999	-100,0%	
Desvíos liquidaciones años anteriores	0	0,0%	313.148.420	313.148.420	8,7%	0	0,0%	0	-	-313.148.420	-100,0%	

De acuerdo con el cuadro anterior, las necesidades económicas para 2013 recogidas por el MIET en la Memoria de su Propuesta de Orden Ministerial, en términos globales, son 404,1 Millones de € inferiores al valor resultante de la Propuesta Actualizada de la CNE. Dicha diferencia se concentran principalmente en:

- **Conceptos previstos por el MIET inferiores a los previstos por la CNE (420,9 Millones de €):** Desvíos de Cierre del Ejercicio 2012 (313,1 Millones de €), Retribución Definitiva 2013 de Activos de Transporte PEM antes de 2008 (18,1 Millones de €), Ajustes Retribución 2012 de Activos de Transporte PEM antes de 2008 (0,4 Millones de €), Retribución A Cuenta 2013 de Activos de Transporte (4,6 Millones de €), Retribución Definitiva y Provisional de la Actividad de Regasificación (0,4 Millones de €), Retribución de la Actividad de Distribución (45,0 Millones de €), Retribución de la Actividad de GTS (0,3 Millones de €), la Previsión de Retribución Pendiente de Reconocer de Activos de Transporte, AA.SS. y Regasificación (30,4 Millones de €), Previsión Retribución Específica de Distribución (8,3 Millones de €) y Previsión Retribución CNE (0,3 Millones de €)
- **Conceptos previstos por el MIET superiores a los previstos por la CNE (16,9 Millones de €):** Retribución de Activos de Transporte a Incluir en Régimen A Cuenta en 2013 (2,5 Millones de €), Previsión Retribución Variable de Regasificación (10,5 Millones de €), Previsión Coste Gas de Operación (3,8 Millones de €), Previsión Retribución de la Actividad de Suministro a Tarifa (0,1 Millones de €).

En el anexo III se analiza en más detalle cada una de las partidas de las necesidades económicas del sector gasista donde existen diferencias entre la propuesta realizada por la CNE y la propuesta del MIET; así, como aquellas partidas que, sin tener diferencias, por su importancia así lo requieran.

5.4.1 Retribución GTS

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

Tal y como se ha indicado en apartados anteriores, la Propuesta de Orden Ministerial prevé un valor de Retribución inferior en 292.379 € a la Propuesta de la CNE actualizada (11.964.518 €).

La razón se encuentra en que el MIET propone, para 2013, mantener la retribución establecida para 2012 de 11.789.434 €, mientras la CNE proponía transitoriamente para 2013 actualizarla con el valor interanual de IPC.

[CONFIDENCIAL]

5.5 Sobre cantidades pendientes de incluir en el régimen retributivo

La Propuestas tanto de la CNE como del MIET a la hora de determinar las cantidades a considerar en la determinación del valor de los peajes de acceso, tienen en cuenta que, por los procesos administrativos de reconocimiento de los costes regulados de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, existe un periodo de tiempo entre la fecha de la puesta en servicio de la instalación (fecha de devengo de los derechos retributivos) y la fecha de incorporación del coste reconocido en el sistema de liquidaciones, lo que hace que los pagos efectivos a las empresas de los costes reconocidos por las nuevas instalaciones sean posteriores a las fechas de devengo de los citados costes.

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

En el análisis de las necesidades de económicas de la Propuesta de Orden Ministerial se ha puesto de manifiesto un criterio de caja del MIET más restrictivo que el que plantea esta Comisión. En concreto, el MIET considera que durante 2012 se van a incorporar 215,7¹⁸ M€ correspondiente a cantidades devengadas por instalaciones puestas en servicio entre 2002 y 2013, mientras que esta Comisión prevé 246,2 M€¹⁹, es decir existe una diferencia de 31,5 M€. Todo ello, sin tener en cuenta que la Propuesta del MIET no ha considerado el desvío previsto hasta 2012 de 313,1 M€

6 OTRAS CONSIDERACIONES

6.1 Sobre el Artículo 3 Cuotas destinadas a fines específicos

La Propuesta modifica para 2013 el valor de la cuota destinada al GTS pasando de 0,40 en la IET 3587/2011, al valor de 0,38 en 2013. Asimismo, la Propuesta mantiene para el año 2013 el valor de la Tasa de la CNE aplicado en la IET 3587/2011 de 0,153.

Para el año 2013 la Propuesta mantiene la retribución asignada al GTS en el año 2012 y se le resta la cantidad de 235.189,36 €, que es el 50% de la retribución del CPC que pasa a ser retribuido íntegramente a ENAGAS, S.A., el resultado final es una retribución anual para 2013 de 11.672.139 € y de acuerdo a la previsión de ingresos la cuota aplicable como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones pasa de 0,40 a 0,38

En relación a la tasa de la CNE, procede indicar que la D.F. 3ª dos, del Real Decreto-ley 13/2012 establece que el tipo por el que se multiplicará la base imponible para determinar la cuota tributaria a ingresar en la Comisión Nacional de Energía es de 0,140 por ciento, por lo que se propone corregir dicha errata.

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

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

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

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

¹⁸ Transporte 0 M€, Regasificación 68,2 M€ y AASS 147,5 M€

¹⁹ Transporte -15,2 M€, Regasificación 88,2 M€ y AASS 170,1 M€

No obstante, teniendo en cuenta la reciente segregación del GTS en sujeto jurídico independiente, se considera necesario que la regulación establezca una metodología explícita de retribución de esta actividad, que permita la adecuada toma de decisiones de inversión y gasto por el GTS, en un marco supervisado y controlado ex ante por la autoridad regulatoria correspondiente. En este sentido se incluye en el punto 6.10 del presente documento una propuesta de redacción con objeto de que esta Comisión elabore y envíe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema.

[CONFIDENCIAL]

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

La propuesta de Orden propone la introducción de un nuevo apartado 7 al artículo 4.

“7. A efectos de la contratación nueva capacidad o ampliar capacidad ya contratada para la carga de cisternas de gas natural licuado (GNL), destinadas a plantas satélites, los usuarios deberán acreditar al titular de la planta de regasificación que no existe una red de transporte o distribución de gas natural próxima al punto de consumo susceptibles de alimentarlo. Para ello, los usuarios deberán acreditar que no existe ninguna red de transporte o distribución en un radio inferior a 2.000 m desde el punto de consumo.”

Según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la medida se justifica *“con el fin de mejorar la seguridad en el tráfico rodado de mercancías peligrosas, mediante la disminución del número de cisternas vehiculadas por carretera”*. Adicionalmente, señala que *“se pretende una mejor asignación de la capacidad de carga de cisternas favoreciendo aquellos usuarios que no tengan una posibilidad efectiva de conectarse a las redes para el suministro de gas natural.”*

Al respecto, esta Comisión señala lo siguiente:

En primer lugar, según la propuesta de Orden son los usuarios los que tienen que acreditar la no existencia de una red de transporte y distribución en un radio inferior de 2.000 desde el punto de consumo.

Se considera que únicamente los transportistas y los distribuidores pueden realizar dicha acreditación, por lo que debería establecerse con mayor grado de detalle qué documentación se precisa para acreditar dicha distancia, cuales son los agentes responsables, y el procedimiento de acreditación ante los titulares de la planta de regasificación.

En segundo lugar, dicha medida sólo afecta a la contratación de nueva capacidad o la ampliación de capacidad existente. Esto es, no afecta a los consumidores que, actualmente, disponen de planta satélite y se encuentran a una distancia inferior a 2.000m de una red de transporte y distribución o a los que disponen de una acometida, aspecto que debería ser analizado antes de la publicación de la Orden.

En tercer lugar, se señala que la medida propuesta debería suponer un incremento de los ingresos del sistema derivado del pago del peaje de transporte y distribución por parte de los consumidores que se conecten a la red de transporte y/o distribución.

No obstante, se indica que los usuarios afectados disponen de acceso a combustibles alternativos, tales como los derivados de los productos derivados del petróleo, por lo que se podría incentivar el uso de dichos combustibles alternativos en lugar del gas natural, reduciendo la carga en cisternas y en consecuencia los ingresos del sistema.

6.3 Artículo 18. Garantías económicas para realizar la actividad de comercialización de gas natural

a) Antecedentes sobre la constitución de Garantías

El artículo 14.3 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 gas natural, en la redacción dada por el Real Decreto 194/2010, de 28 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 22/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, establece lo siguiente:

“3. Las empresas comercializadoras deberán constituir garantías ante la caja general de depósitos por una cuantía equivalente a sus obligaciones de pago previstas durante el periodo de facturación.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio establecerá la forma de efectuar el cálculo del importe económico a constituir como garantías, los sujetos que deben prestar dichas garantías, los sujetos a favor de los que se constituyen las mismas y las causas que pueden motivar su ejecución.

Dicho detalle deberá incluirse en los modelos de contratos de acceso a las instalaciones de gas.”

b) Descripción de la propuesta

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 14.3 del Real Decreto 1434/2002, la Propuesta de Orden incluye un artículo en el que regula los sujetos que deben prestar las garantías, la forma de efectuar el cálculo del importe económico a constituir, los sujetos a cuyo favor se constituyen las garantías y que por lo tanto pueden ejecutarlas, y las causas que pueden motivar la ejecución de las garantías. Asimismo, incluye un mandato a la CNE para que realice una propuesta de modelo de contrato normalizado de prestación de garantías por el pago de peajes que deberá ser aprobado por el Director General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el que se incluirá la forma de ejecutar los avales.

“Artículo 18. Garantías económicas para realizar la actividad de comercialización de gas natural.

1. El titular de la instalación con el que se ha celebrado un contrato de acceso exigirá a los comercializadores y consumidores directos en mercados que hagan uso de sus instalaciones, la constitución de una garantía ante la Caja General de Depósitos. La cuantía garantizada será la correspondiente a 45 días de la facturación del año natural anterior del comercializador o consumidor directo en mercado por la utilización de las infraestructuras propiedad del titular de la instalación con la que se ha celebrado el contrato de acceso.

2. En el caso de nuevos comercializadores, nuevos consumidores directos en mercado o nuevos titulares de la red a la que se conectan los clientes, se constituirá esta garantía en función de la facturación por peajes prevista, y se habilita al titular de la instalación a la que se conectan los clientes a revisarlo trimestralmente durante el primer año para adecuarla a una mejor previsión.

3. La Comisión Nacional de Energía, propondrá un modelo de contrato normalizado de prestación de garantías por el pago de peajes que deberá ser aprobado por el Director General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el que se incluirá la forma de ejecutar los avales.

4. En caso de finalización de todos los contratos de acceso de un comercializador o consumidor directo en mercado con un titular de la instalación con el que se ha celebrado el contrato de acceso, la garantía podrá ser cancelada tras el último pago de las facturas de peajes.

5. Si transcurridos 15 días desde la recepción por el comercializador o por el Consumidor Directo en Mercado de la factura emitida por el titular de la instalación con el que se ha celebrado el contrato de acceso, el comercializador o Consumidor Directo en Mercado no hubiera hecho efectivo el importe total de la misma, se habilita al titular de la instalación con el que se ha celebrado el contrato de acceso a

ejecutar la garantía constituida por el importe pendiente en el plazo de 15 días, con independencia de las actuaciones que se puedan derivar de lo establecido en la normativa vigente. No se considerará impago el supuesto de discrepancia con los conceptos o cuantías incluidos en la factura, siempre que se notifique de forma fehaciente las causas que motivan tal discrepancia y siempre y cuando se abone la cantidad no discutida de las mismas.”

c) Comentario de la CNE

La constitución de garantías es un tema de gran trascendencia económica. Tanto la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico como la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, y sus normativas de desarrollo, reconocen el derecho de los distribuidores a exigir las garantías que se determinen reglamentariamente en relación con la contratación del acceso a sus redes.

Según lo dispuesto en el artículo 18 de la Propuesta de Orden, el titular de la instalación con el que se ha celebrado un contrato de acceso exigirá al comercializador o consumidor directo en mercado la constitución de una garantía ante la Caja General de Depósitos por una cuantía correspondiente a 45 días de la facturación del año natural anterior del comercializador o consumidor directo en mercado por la utilización de las infraestructuras de su propiedad.

En relación con los sujetos pasivos de las garantías establecidas en el artículo 18 de la propuesta informada, cumple señalar que el artículo 14.3 del Real Decreto 1434/2002 se refiere exclusivamente a las empresas comercializadoras, de modo que la incorporación de los consumidores directos en el mercado y los nuevos titulares de las redes a la que se conectan los clientes sería susceptible de exceder la delimitación del ámbito subjetivo fijado en una norma de rango superior.

Continuando con el análisis de citado artículo 18 de la Orden, a juicio de esta Comisión, se considera necesario indicar de forma expresa en el propio artículo el objeto de la garantía, en términos similares a la regulación de la garantía del artículo 6.4 del Real Decreto 949/2001. Esto es, parece razonable que el precepto manifieste de forma expresa que el objeto de la constitución de la fianza es garantizar el pago de los peajes de acceso. Máxime, cuando la constitución de garantías es un tema de gran trascendencia económica.

Comparando la Propuesta con lo establecido en el sector eléctrico, cabe destacar que, en el sector eléctrico, la exigencia de un depósito de garantía por parte de los distribuidores a los consumidores o a los comercializadores en el caso de que éstos contraten el acceso en nombre del consumidor no es obligatoria, sino que los distribuidores la pueden exigir de forma potestativa. Además, la cuantía se establece en función del número de días del periodo de liquidación del contrato de acceso, con un máximo equivalente a 30 días de la facturación del año natural del contrato de acceso.

Por otra parte, la constitución de una garantía tal y como se establece en la Propuesta podría resultar complicada, ya que cada comercializador tendría constituidas un gran número de garantías ante la Caja General de Depósitos. Las garantías de los comercializadores a favor de los distribuidores deberían establecerse de una forma sencilla, de manera que no obliguen a continuos flujos económicos por nuevas contrataciones de acceso del comercializador.

Con el objeto de facilitar la gestión de las garantías podría considerarse la posibilidad de que cada comercializador constituya una única garantía por la cuantía correspondiente un porcentaje de su facturación total de peajes en el año natural anterior, y que exista un único sujeto que realice la gestión de garantías y asuma la función de contrapartida central.

Al considerar la facturación global de peajes, el modelo realizaría un tratamiento integrado tanto de los contratos a corto como de largo plazo.

Adicionalmente, es necesario eliminar las garantías por infrautilización establecidas en el artículo 6 del RD 949/2002.

d) Propuesta de modificación de redactado

Se considera necesario el establecimiento de un sistema de garantías para el pago de los peajes de acceso por parte de los comercializadores. No obstante, es necesario que este modelo de garantías sea sencillo de gestionar tanto para los comercializadores como para los titulares de infraestructuras, y para ello sería conveniente que las garantías se constituyan de forma global para cada comercializador, en función de sus obligaciones de pago de peajes, de manera que no sea necesario constituir múltiples garantías con cada titular de infraestructuras y por cada nuevo contrato de acceso.

El establecimiento de un sistema de garantías para el pago de los peajes de acceso por parte de los comercializadores por cada contrato perjudicaría especialmente las contrataciones de peajes a corto plazo, cada vez más extendidas en los peajes de transporte.

Considerando la importancia de establecer un sistema de garantías económicas, para el pago de los peajes de acceso por parte de los comercializadores, adecuado y sencillo y la premura de tiempo para realizar una propuesta alternativa, se propone eliminar el artículo 18 y modificar la Disposición Transitoria Segunda:- Garantías económicas de los comercializadores de gas natural, instando a la CNE a presentar al Director General de Política Energética y Minas un modelo de gestión de garantías para realizar la actividad de comercialización de gas natural.

“Disposición transitoria segunda:- Garantías económicas comercializadores gas natural

En el plazo de ~~tres~~ seis meses desde la entrada en vigor de la presente orden, la Comisión Nacional de Energía, presentará al Director General de Política Energética y Minas el modelo de ~~contrato~~ gestión de garantías económicas para el pago de los peajes de acceso por parte de los comercializadores. a que hace referencia el artículo 18 de la presente disposición.

Una vez aprobado el mismo por la citada Dirección General, las empresas comercializadoras dispondrán del plazo de un mes para constituir y presentar las garantías establecidas de acuerdo con lo dispuesto en el ~~citado artículo~~ modelo que se apruebe.”

6.4 Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio por la que se establece la metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso

6.4.1 Disposición adicional quinta: Modificación del artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009

La Propuesta de Orden incluye en su disposición adicional quinta, dos modificaciones de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso.

En primer lugar, la propuesta de Orden establece las siguientes fórmulas para el cálculo de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} incluidos en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio:

$$\beta_{SI} = (Q_{ai}/Q_{oi}) * P_s$$

Siendo

- Q_{ai} la cantidad de gas de invierno adjudicada en la subasta.
- Q_{oi} la cantidad de gas de invierno ofertada en la subasta.

- Ps porcentaje de gas de invierno que se subasta en relación a la demanda de gas de invierno. Este valor se fija en 0.5.”

$$\beta_{SB} = (Q_{ab}/Q_{pb}) * P_s$$

Siendo

- Q_{ab} la cantidad de gas de base adjudicada en la subasta.
- Q_{pb} la de cantidad de gas de base ofertada en la subasta.
- P_s porcentaje de gas de base que se subasta en relación a la demanda de gas de base. Este valor se fija en 0.5. ”

La modificación de la citada Disposición incluida en la propuesta de Orden, es muy similar a la redacción incluida en la propuesta de Orden por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural remitida por el MIET el pasado 11 de junio de 2012, y que fue objeto del informe 14/2012²⁰. No obstante, en la citada propuesta, en lugar de incluir en las fórmulas el coeficientes P_s, que toma el valor de 0,5, se incluía directamente el valor de 0,5.

Esta Comisión señaló tanto en sus informes 9/2010²¹ como en el 14/2012 “*que el valor de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} se determinase, respectivamente, como la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de invierno en relación a la previsión de demanda de gas de invierno asociada a la TUR, y la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de base en relación a la previsión de demanda de gas de base asociada a la TUR. Así, en dichos informes se advertía de la necesidad de indicar claramente en la Orden qué previsiones de demanda se empleaban para determinar los valores de β_{SI} y β_{SB} ”.*

Adicionalmente, se proponía definir de forma genérica los coeficientes β_{SI} y β_{SB} , de manera que en caso de modificar las cantidades de gas a subastar no fuera necesario modificar de nuevo la Orden ITC/1660/2009.

Por ello, esta Comisión se reitera en lo indicado en el informe 14/2012 proponiendo la siguiente redefinición de β_{SI} y β_{SB} :

$$\beta_{SI} = Q_{ai}/Q_{pi}$$

Siendo

- Q_{ai} la cantidad de gas de invierno adquirida en la subasta
- Q_{pi} la previsión de cantidad de gas de invierno demandada durante el periodo de suministro.

$$\beta_{SB} = Q_{ab}/Q_{pb}$$

Siendo

- Q_{ab} la cantidad de gas de base adquirida en la subasta en la subasta correspondiente al semestre de suministro
- Q_{pb} la previsión de cantidad de gas de base demandada durante el semestre de suministro.

Es decir, como se señaló en el Informe CNE 14/2012, se pone de manifiesto que dicha formulación de carácter general es más adecuada, puesto que en la normativa de aplicación a las subastas TUR de gas natural se contempla la implementación, como mecanismos de protección de la subasta, de un precio de reserva (Anexo de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para

²⁰ Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne24_12.pdf

²¹ Véase [Informe 9/2010](#).

la fijación de la tarifa de último recurso) y de una regla de reducción del volumen objeto de subasta (VOS) (apartado 7.1.7 de las Reglas de la subasta, aprobadas a través de la Resolución de la DGPEyM por la que se establecen las características de la subasta), que podrían conducir a que no se adjudicara la totalidad de la cantidad subastada.

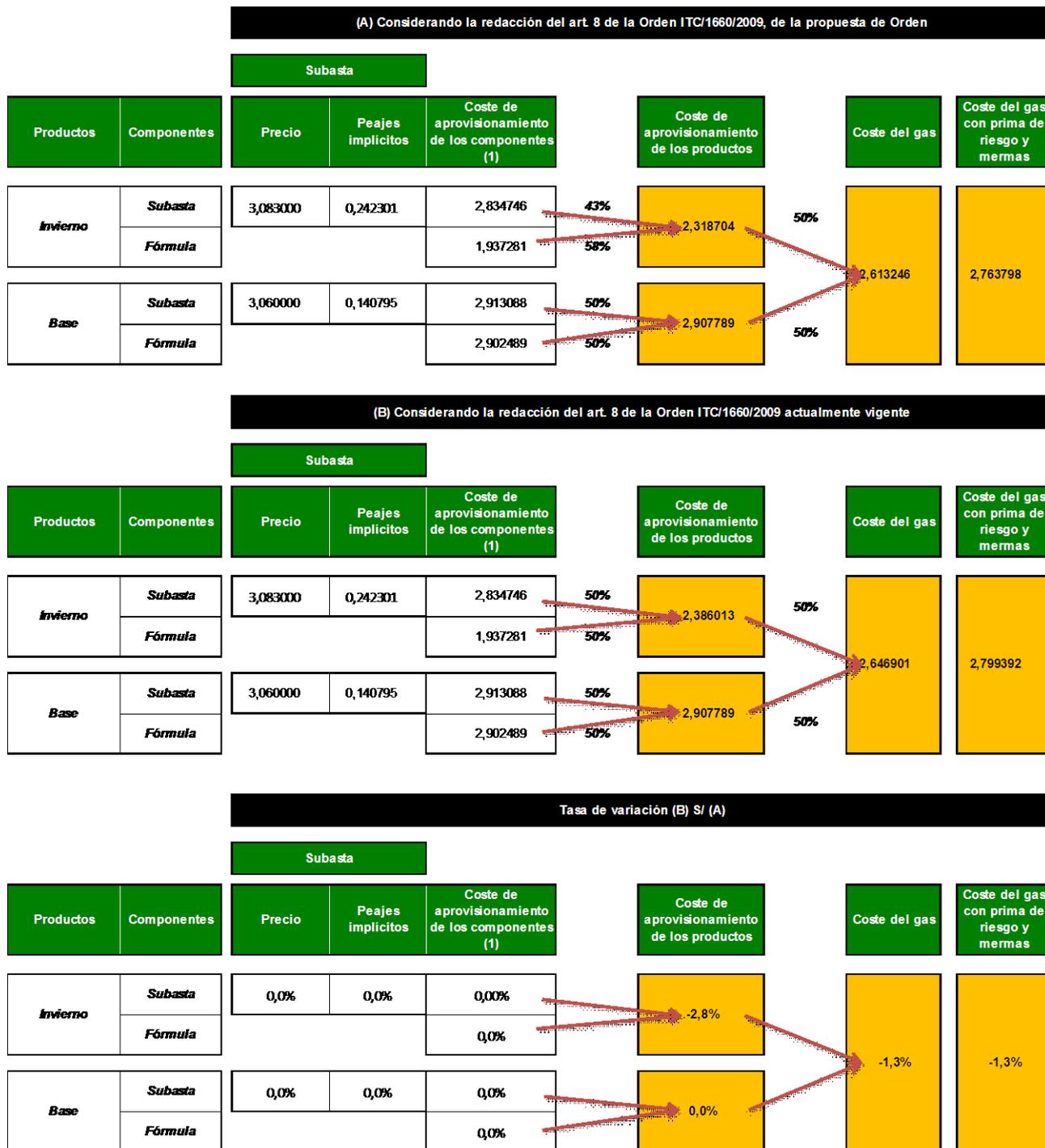
En este sentido, se señala que en la 6ª subasta TUR de gas, celebrada el 19 de junio de 2012, se adjudicó el 85% del volumen inicialmente subastado, debido a la activación, durante su celebración, de la regla de reducción de volumen objeto de subasta (VOS) aprobada por Resolución de 15 de junio de 2012, de la DGPEyM.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 16 se analiza el impacto sobre el coste del gas aplicable a considerar en el cálculo de las TUR aplicables a partir del 1 de enero de 2012, resultante de considerar la modificación propuesta en el artículo 8 de la Orden ITC/1880/2009²².

Se observa, que dado que en la subasta del producto Gas de Invierno únicamente se adjudicó el 85% de la cantidad subastada, la modificación introducida en la propuesta de Orden, supondría reducir el coste del gas de invierno un 2,8%, y el coste del gas un 1,3% sobre el resultante de considerar la redacción del artículo 8 de la Orden ITC/1880/2009, actualmente vigente.

²² Considerando las cotizaciones registradas hasta el día 12/12/2012 y los peajes y cánones establecidos en la propuesta de Orden.

Cuadro 16. Impacto de la modificación del art. 8 de la Orden ITC/1660/2009



Nota: (1) Incluye las mermas en el precio de las subastas

Fuente: CNE

En segundo lugar, la propuesta de Orden añade un nuevo artículo 11 a la Orden ITC/1660/2009, de 2 de junio relativa a la remisión de información:

“Las empresas comercializadoras de último recurso, antes del día 15 de mayo de cada año, remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la entidad responsable de la organización de las subastas para la adquisición de gas natural

para la fijación de la tarifa de último recurso, la demanda mensual de los consumidores acogidos a las tarifas TUR.1 y TUR.2 durante el periodo comprendido entre el 1 de julio del año anterior y el último mes disponible del año en curso y las previsiones mensuales hasta el 30 de junio del año siguiente.”

Se valora positivamente y se considera oportuno que la CNE reciba las previsiones de demanda de gas que hagan los CUR, tal y como se establece en el nuevo artículo 11 de la Orden ITC/1660/2009²³, en la redacción dada por la DA quinta de la Propuesta de Orden. Esta modificación, que ya ha sido formulada en los sucesivos informes de mejoras de las subastas TUR de gas realizados por la CNE²⁴, es necesaria para cumplir con el mandato establecido para la CNE, como entidad supervisora de las subastas TUR de gas, en el artículo 13 de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, en el que se establece que la CNE *“evaluará las diferencias que se hubieran producido entre las previsiones de consumo, realizadas por los comercializadores de último recurso, y el consumo finalmente efectuado”*.

Dicho procedimiento para la evaluación de las previsiones de los CUR de gas en relación a los consumos efectuados es similar al procedimiento establecido en las subastas CESUR, en el que la CNE realiza un informe sobre la solicitud de volumen a adquirir en la subasta CESUR de los CUR eléctricos, evaluando y verificando en el mismo la adecuación de su solicitud a sus previsiones de demanda y (ex post) la diferencia entre éstas y los consumos finalmente efectuados.

No obstante lo anterior, la remisión de las previsiones de demanda de los CUR debería realizarse antes de la fecha especificada en la propuesta (15 de mayo de cada año) dado que las resoluciones de la DGPEyM por las que se establecen las características para el desarrollo de las subastas TUR de gas, en las que se fija entre otros el volumen a subastar, se aprueban a mediados de mayo²⁵, por lo que se hace necesario disponer de dichas previsiones con tiempo de antelación suficiente para analizarlas, a efectos de poder establecer el volumen objeto de subasta.

Por tanto, se propone la siguiente redacción para el artículo 11 de la Orden ITC/1660/2009:

Donde dice: *“Las empresas comercializadoras de último recurso, antes del día 15 de mayo de cada año, (...)”*.

Debe decir: *“Las empresas comercializadoras de último recurso, antes del día 15 de abril de cada año, (...)”*.

Asimismo, dado que el artículo 5.4 de la Orden ITC/1660/2009 establece que para la determinación del coste de la materia prima se realizarán dos subastas anuales del producto gas de base, a celebrar la primera con anterioridad al 30 de junio para el suministro del segundo

²³ Una redacción similar a la del artículo 11 de la Orden ITC/1660/2009 está incluida en el apartado quinto (Comunicación de las previsiones de demanda) de la Resolución de 25 de abril de 2012, de la SEE, por la que se establecen determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del año siguiente, en la que se especifica que los CUR tienen que remitir dicha información a la DGPEyM y a la entidad responsable de la organización de la subasta antes del 13 de mayo del año en curso.

²⁴ Informes de mejoras de la primera, segunda, tercera, cuarta, quinta y sexta subastas TUR de gas, aprobados por el Consejo de la CNE en sus sesiones de fecha 6 de mayo de 2010, 30 de septiembre de 2010, 28 de abril de 2011, 22 de septiembre de 2011, 10 de mayo de 2012 y 20 de septiembre de 2012, respectivamente, así como en el Informe CNE 13/2012 aprobado en la sesión del Consejo de 21 de junio de 2012.

²⁵ En concreto, el 17 de mayo de 2012 para la 6ª y 7ª subastas TUR de gas y el 18 de mayo de 2011 para la 4ª y 5ª subastas TUR de gas.

semestre del año en curso y la segunda a celebrar con anterioridad al 31 de diciembre para el suministro del primer semestre del año siguiente, se podría contemplar que los CUR enviaran la actualización de las previsiones del primer semestre del año siguiente antes de la celebración de la segunda subasta de gas de base. Para ello, se propone añadir el siguiente texto al final del artículo 11 de la Orden ITC/1660/2009:

“(…) Asimismo, las empresas comercializadoras de último recurso, antes del día 1 de septiembre de cada año, remitirán a las entidades mencionadas anteriormente la actualización de previsiones mensuales de los consumidores acogidos a las tarifas TUR.1 y TUR.2 para el primer semestre del año siguiente”.

6.4.2 Disposición transitoria cuarta: Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso

La Disposición transitoria cuarta de la propuesta de Orden actualiza los parámetros que se utilizan para la imputación de los peajes y cánones para calcular las Tarifas de Último Recurso. En el Cuadro 17 se comparan los parámetros utilizados en la determinación de las TUR correspondientes al tercer trimestre de 2012 y los incluidos en la propuesta de Orden.

Cuadro 17. Parámetros que se utilizan en la determinación de las TUR.

Parametro	Unidad	Parametros en vigor TUR Q3 2012	Propuesta de Orden	Diferencia (%)
Tamaño medio de buque	m3 de GNL	111.934	111.934	0,0%
Consumo medio TUR.1	kWh/cliente	2.507	2.379	-5,1%
Consumo medio TUR.2	kWh/cliente	10.256	8.610	-16,0%
Factor de carga	%	0,36	0,36	0,0%
Porcentaje GNL	%	0,68	0,68	0,0%
Factor de conversión kWh/m ³	kWh/m ³	6.808	6.808	0,0%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.1	GWh/día	6	11	83,9%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.2	GWh/día	25	37	49,0%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.1	MWh/día	6.800	8.339	22,6%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.2	MWh/día	28.028	28.157	0,5%
Nº de Consumidores TUR.1	Número	3.491.298	3.713.381	6,4%
Nº de Consumidores TUR.2	Número	3.518.322	3.464.696	-1,5%

Fuente: Resolución de 28 de junio de 2012 y propuesta de Orden

Se observa que la propuesta de Orden, propone modificar los siguientes parámetros:

- Consumo anual medio por cliente de cada TUR
- Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos para la TUR.1 y TUR.2

- Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso para la TUR.1 y TUR.2
- Número de consumidores acogidos a las TUR.1 y TUR.2

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se indica que se ha considerado los últimos valores de mercado disponibles. En este sentido, los valores propuestos para el consumo anual medio por cliente y el número de consumidores, coinciden con los valores correspondientes al ejercicio 2011, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Adicionalmente, y en relación con la emisión máxima de los almacenamientos subterráneos y la cantidad diaria de gas abastecida mediante gas en estados gaseoso, se ha comprobado que los valores propuestos, coinciden con los que resultaría de aplicar el procedimiento de cálculo propuesto por esta Comisión en su informe 15/2009²⁶, utilizando la información disponible para el ejercicio 2011.

Esta Comisión considera que, si bien la actualización de dichos valores coincide con el procedimiento de cálculo propuesto en el informe 15/2009, debería haberse incluido explícitamente una mayor justificación del procedimiento de cálculo utilizado, con objeto de que el procedimiento de actualización del mismo fuera transparente y replicable, debido al impacto que pueda derivarse sobre la actividad de comercialización.

En el Cuadro 18 se analiza el impacto de la modificación de dichos parámetros sobre las TUR aplicables a partir del 1 de enero de 2012²⁷, considerando los consumos anuales medios incorporados en la propuesta de Orden.

Se observa que, la propuesta implica una reducción de la facturación media del peaje de reserva de capacidad (del -12,73% para la TUR.1 y del -22,71% para la TUR.2), y del peaje de regasificación imputado a la TUR del -15,42% para la TUR.1 y del -24,67% para la TUR.2), así como un incremento de la facturación media del canon de GNL imputado en las TUR (del 15,96% para la TUR.1 y TUR.2).

Como consecuencia de lo anterior, se reduce en un 0,79% y en un 2,02% el importe de los peajes y cánones incorporados a las TUR.1 y TUR.2, respectivamente, lo que determinaría una reducción de la TUR.1 del -0,48%, y del -1,05% de la TUR.2.

²⁶ Informe 15/2009 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de Gas natural

²⁷ Considerando las cotizaciones registradas hasta el día 12/12/2012, los peajes y cánones establecidos en la propuesta de Orden y sin consideran la disposición adicional quinta de la propuesta de Orden.

Cuadro 18. Impacto de la modificación de los parámetros que se utilizan en la determinación de las TUR, sobre las TUR aplicables a partir del 1 de enero de 2012. (Considerando las cotizaciones internacionales hasta el 12/12/2012).

TUR - 1									
Concepto	Parámetros Vigentes			Parámetros propuestos			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,190764	-	0,096221	0,166486	-	0,083976	-12,73%		-12,73%
Canon AA.SS	-	0,0687633	0,068763	-	0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	0,306699	0,0079828	0,162682	0,256966	0,0079828	0,137597	-16,22%	0,00%	-15,42%
Peaje Descarga buques	-	0,0077481	0,007748	-	0,0077481	0,007748		0,00%	0,00%
Canon GNL	-	0,0101471	0,010147	-	0,0117667	0,011767		15,96%	15,96%
Término de conducción	2,530000	2,8806000	4,156737	2,530000	2,8806000	4,156737	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	3,02746	2,9752413	4,50230	2,95345	2,9768609	4,46659	-2,44%	0,05%	-0,79%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,79925	1,42000	0,083000	0,79925	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas	-	2,799392	2,79939	-	2,799392	2,79939		0,00%	0,00%
TUR	4,45000	5,857633	8,10222	4,37000	5,859253	8,06349	-1,80%	0,03%	-0,48%

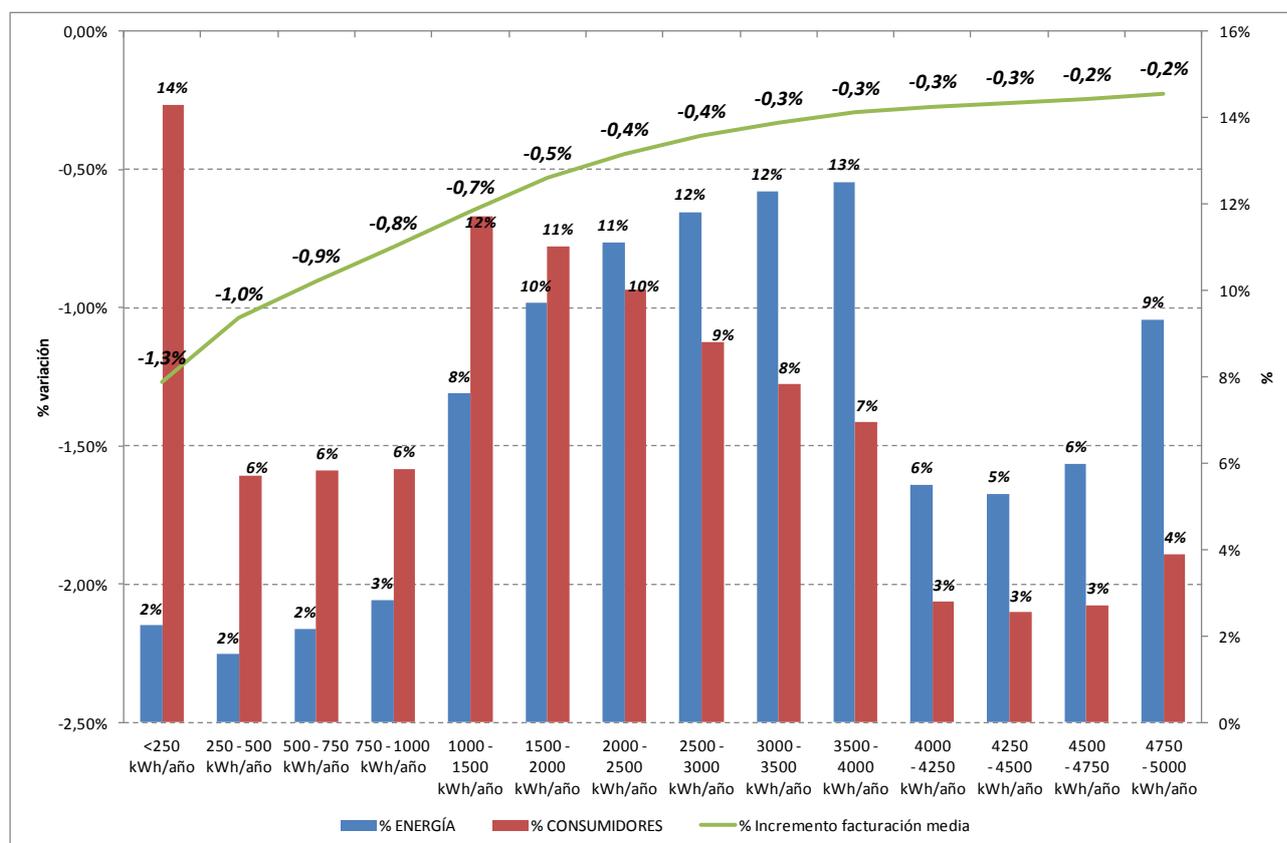
TUR - 2									
Concepto	Parámetros Vigentes			Parámetros propuestos			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,779588	-	0,108654	0,602524	-	0,083976	-22,71%		-22,71%
Canon AA.SS	-	0,0687633	0,068763	-	0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	1,253246	0,0079828	0,182652	0,929976	0,0079828	0,137597	-25,79%	0,00%	-24,67%
Peaje Descarga buques	-	0,0077481	0,007748	-	0,0077481	0,007748		0,00%	0,00%
Canon GNL	-	0,0101471	0,010147	-	0,0117667	0,011767		15,96%	15,96%
Término de conducción	5,780000	2,1935000	2,999080	5,780000	2,1935000	2,999080	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	7,81283	2,2881413	3,37704	7,31250	2,2897609	3,30893	-6,40%	0,07%	-2,02%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,28091	1,42000	0,083000	0,28091	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas	-	2,799392	2,79939	-	2,799392	2,79939		0,00%	0,00%
TUR	9,23000	5,170533	6,45695	8,73000	5,172153	6,38889	-5,42%	0,03%	-1,05%

Fuente: Orden ITC/3354/2010, IET/849/2012, Platt's, ICE, Banco Central Europeo, Resolución de 28 de junio de 2012, propuesta de Orden y CNE.

En el Gráfico 3 y en el Gráfico 4 se muestra el impacto de la modificación de los citados parámetros, en función del volumen de consumo.

Se observa que aunque la variación media de la tarifa TUR.1, resultado de la modificación de dichos coeficientes, es del -0,48%, el precio medio de los consumidores de menor tamaño se reduce -1,3%, mientras que el de los de mayor tamaño se reduce un 0,2%.

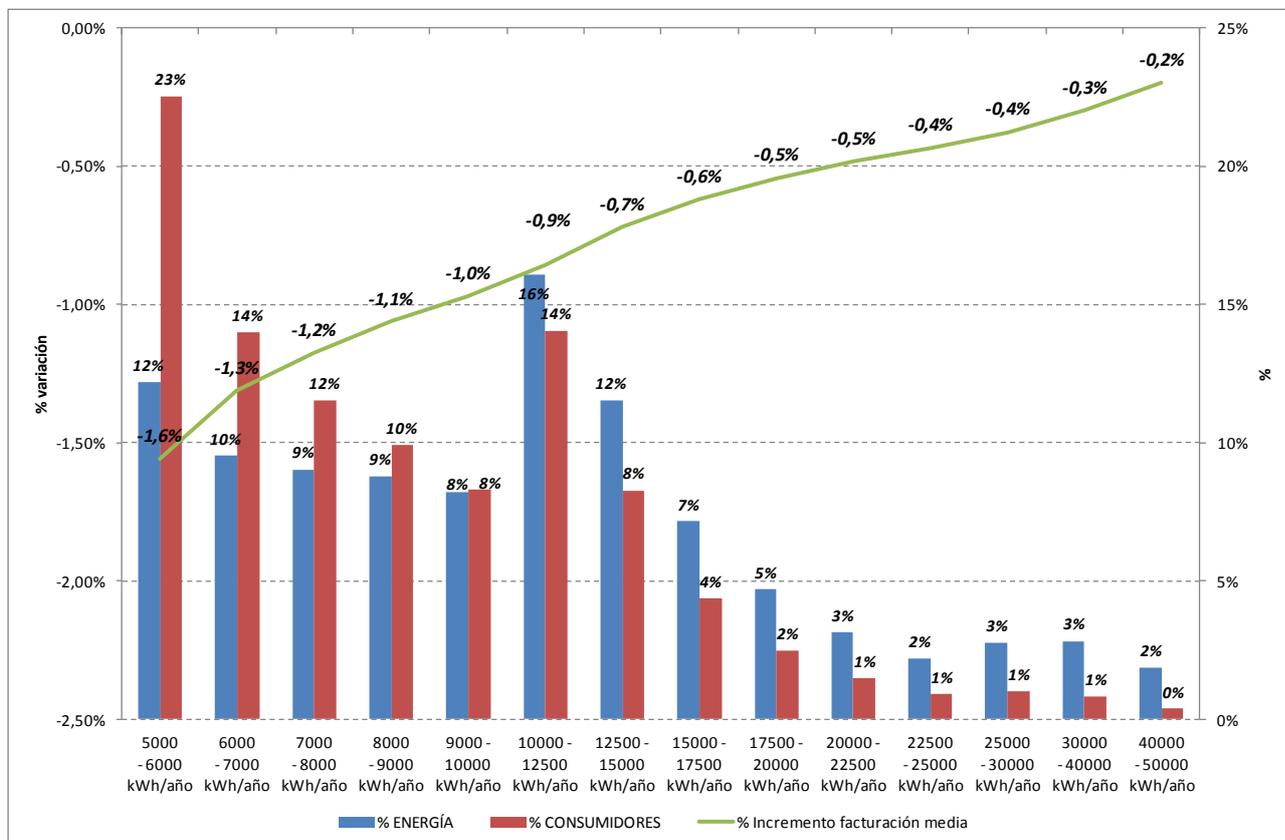
Gráfico 3. Impacto de las TUR resultantes de los peajes y cánones de la Propuesta de Orden por volumen de consumo. TUR.1



Fuente: CNE

En relación con el impacto sobre los consumidores acogidos a la TUR.2 se observa que aunque la variación media de la tarifa TUR.2 es del un -1,06%, el precio medio de los consumidores de menor tamaño se reduce un -1,6%, mientras que el de los de mayor tamaño se reduce un -0,2%.

Gráfico 4. Impacto de las TUR resultantes de los peajes y cánones de la Propuesta de Orden por volumen de consumo. TUR.2



Fuente: CNE

En relación con las modificaciones que la propuesta de Orden propone introducir respecto a la Orden ITC/1660/2009, esta Comisión considera que se podrían unificar en una única disposición la actual disposición adicional quinta y disposición adicional undécima de la Propuesta de Orden, debido a que ambas disposiciones proponen la modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

6.5 Disposición adicional sexta: Modificación del artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas

Esta Disposición modifica el artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, en concreto los párrafos 1, 2 y 3 del artículo 11, referidos a las obligaciones de los transportistas y distribuidores de enviar información sobre las mediciones el día n+1.

La Orden establecía que los operadores de cada instalación de transporte y distribución proporcionarían la información sobre los repartos diarios del gas circulado por sus instalaciones, en el día de gas, a una hora determinada del día siguiente, y desde el 1 de enero de 2013. Para ello, habría de desarrollarse normativamente cómo realizar estos repartos. Está previsto que esto se incluya en las Normas de Gestión Técnica del sistema, y concretamente en el protocolo PD-02,

pero al no haberse publicado, no parece posible cumplir con lo previsto en la Orden, de ahí que la nueva redacción defina de forma genérica la obligación y se remita en los detalles, y en particular en los plazos, a lo que se disponga en las NGTS.

Esta Comisión, en su informe 29/2012, aprobado el 29 de noviembre de 2012, sobre la propuesta de Resolución que aprobaría el protocolo PD-02, ya puso de manifiesto que dado que este protocolo no iba a publicarse con suficiente tiempo para que los operadores desarrollen sus sistemas se consideraba oportuna la medida que ahora se adopta, con la nueva redacción de la Orden.

No obstante, aunque se concuerda con la redacción dada a esta Disposición, dada la importancia del tema, se pone de manifiesto la necesidad de que se publiquen cuanto antes las modificaciones necesarias de las NGTS, para establecer las responsabilidades de los operadores y los plazos, en relación a la implementación del reparto n+1.

6.5.1 Sobre la Disposición Adicional Séptima Modificación de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista

La Propuesta establece para el año 2013 el valor del índice eficiencia “ f_j ” definido en el artículo 3.3 de la Orden ITC 3993/2006, artículo relativo a la retribución del transporte, para los activos de transporte puestos en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008. El valor establecido por la Propuesta para 2013 es cero.

Asimismo la Propuesta establece para el año 2013 el valor del factor “ f ” de eficiencia en relación con el IPH definido en el artículo 18.1 de la Orden ITC 3993/2006, relativo a la retribución de la actividad de distribución.

Para realizar estos cambios la Propuesta modifica el redactado de los artículos 3.3 y 18.1 de la Orden ITC 3993/2006.

La Propuesta indica que en atención a la “coyuntura económica actual” corresponde asignar el valor cero los citados coeficientes: índice eficiencia “ f_j ” para el transporte y factor “ f ” de eficiencia para la distribución. La Propuesta indica que:

La repercusión de esta medida en la retribución global a la actividad de distribución se ha estimado en 45.075.893 €, un 3% de la reconocida para el año 2013. En el caso de la retribución de las instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al año 2008, el impacto es de 15.477.097,88 €, lo que supone menos del 2% de la retribución total a la actividad de transporte para el año 2013.

Esta Propuesta coincide con una de las propuestas²⁸ de esta Comisión realizada en su informe, de 7 de marzo de 2012, sobre el Sector Energético Español, parte II: *Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista*, donde se indicaba la necesidad de revisar la retribución a la actividad de distribución²⁹, y que esta medida de asignar valor cero al factor de eficiencia “ f ”, se podrá aplicar, en tanto en cuanto, no se disponga de la revisión de la retribución de la actividad de distribución de gas natural antes mencionada.

Sobre esta Propuesta, aplicada tanto a la actividad de distribución como a los activos de transporte puestos en servicio antes del 1 de enero de 2008, cabe indicar lo siguiente:

²⁸ Punto 2.1 de dicho informe

²⁹ Puntos 4.1 y 4.2: Revisión de la retribución de la actividad de distribución teniendo en cuenta la amortización de sus activos y el valor real actual de los costes de operación y mantenimiento.

La retribución anual³⁰ de los activos de transporte puestos en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008, establecida en el artículo 3 de la Orden ITC 3993/2006, se calcula mediante la función de actualización $(1 + f_j \cdot IPH)$, donde el índice de eficiencia “ f_j ” modifica anualmente el valor del índice de actualización IPH ³¹, con un valor máximo de “ f_j ” de 0,85. El valor de “ f_j ” puede ser modificado cada año.

En el caso de la retribución de la actividad de distribución, la fórmula de actualización anual es similar a la de la actualización de la retribución del transporte, no obstante, el factor “ f ” de eficiencia redactado en el artículo 18.1 de la Orden ITC 3993/2006 tiene asignado un valor fijo de 0,85, sin haber previsto su revisión anual.

Por tanto, ambos factores de eficiencia tienen en la regulación una definición diferente en cada caso, aunque puedan parecer iguales.

Por otro lado, la forma de retribuir las actividades reguladas de transporte³² y de distribución es sustancialmente diferente. Así, mientras que para la retribución del transporte se establece una retribución anual para cada instalación que se actualiza anualmente, según se ha indicado, siendo dicha retribución independiente del uso de la instalación. En el caso de la actividad de distribución, la retribución de cada año para cada distribuidora es global para todas sus instalaciones y depende además de la actualización por f e IPH , de la variación del volumen de gas suministrado con respecto al año anterior, así como de la variación del número de puntos de suministro.

A la vista de ambos sistemas retributivos, son evidentes los diferentes riesgos económicos que asumen cada uno de los titulares de las instalaciones. Así en el transporte, el transportista, conoce antes de realizar la inversión, los valores unitarios de inversión y de operación mantenimiento, la retribución anual que puede llegar a percibir y su fórmula de actualización, no dependiendo su retribución del uso de la instalación. En cambio, la retribución para el distribuidor de cada año depende de la demanda de gas en sus instalaciones de cada año y del número de puntos de suministro, por lo que la actividad del distribuidor comporta, en general, mayores riesgos económicos que la actividad del transporte, máxime en la “coyuntura económica actual” evocada en la memoria de la Propuesta, cuando la demanda de gas, como es el caso, no crece lo suficiente o lo esperado.

Por tanto, esta Comisión considera que la medida propuesta de aplicar el valor cero al factor f , de forma general a toda la actividad de distribución, solo se debería aplicar de forma temporal y en tanto en cuanto, no se disponga de la revisión de la retribución de la actividad de distribución de gas natural antes mencionada.

Adicionalmente, se considera conveniente modificar la fórmula del artículo 18.1 de la Orden 3993/2006, según se indica, sustituyendo el factor “ f ” de eficiencia por el “ f_j ” y “ f_k ” revisables anualmente.

$$RD_n = RD_{2006} \cdot \prod_{k=2007}^{n-2} \left[(1 + f_k \cdot IPH_k^D) \cdot (1 + \Delta A_{cl < 4k} \cdot F_{cl < 4} + \Delta A_{D < 4k} \cdot F_{D < 4} + \Delta A_{D > 4k} \cdot F_{D > 4}) \right] \cdot \prod_{j=n-1}^n \left[(1 + f_j \cdot IPH_j^P) \cdot (1 + \Delta A_{cl < 4j} \cdot F_{cl < 4} + \Delta A_{D < 4j} \cdot F_{D < 4} + \Delta A_{D > 4j} \cdot F_{D > 4}) \right]$$

En consecuencia, el redactado quedaría modificado en el siguiente sentido:

³⁰ $RF_n = RF_{n-1} \cdot (1 + f_j \cdot IPH)$

³¹ IPH : es el valor medio entre el índice anual de variación precios al consumo y el índice anual de variación de precios industriales

³² Para instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008

“ f_k = factor de eficiencia en relación al IPH para el año k . Para el año 2012 y anteriores, el factor a aplicar es 0,85. Durante el año 2013 el factor f_k a aplicar será 0.”

“ f_j = factor de eficiencia en relación al IPH para el año j . Para el año 2012 y anteriores, el factor a aplicar es 0,85. Durante el año 2013 el factor f_j a aplicar será 0.”

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

a) Descripción de la propuesta.

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

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

La propuesta de orden también incluye, en su disposición adicional octava, una propuesta de modificación de dicho canon por excesos de GNL:

3.6.1 A los efectos de conseguir una gestión eficiente de las instalaciones y para evitar eventuales situaciones de acaparamiento, el Gestor Técnico del Sistema aplicará a los usuarios los cargos que se calcularán de acuerdo con lo establecido a continuación.

El Gestor Técnico del Sistema determinará diariamente y de forma global para el conjunto de las plantas, las existencias de GNL de cada usuario, calculadas como la media móvil de treinta días (incluyendo el día actual). Se entenderá como un mismo usuario al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial.

*En el caso de que dicho valor supere la energía equivalente a **trece veces (Nota: actualmente diez veces)** la capacidad de regasificación contratada, el Gestor Técnico del Sistema aplicará diariamente a las existencias de dicho usuario que superen el límite anterior, el siguiente cargo diario:*

- Exceso inferior o igual a cuatro días: Dos veces y medio el canon de almacenamiento de GNL en vigor.*
- Exceso superior a cuatro días: Diez veces el canon de almacenamiento de GNL en vigor.*

*Para aquellos usuarios para los que la energía equivalente a 10 días de la capacidad de regasificación contratada sea inferior a 300 GWh, se empleará este último valor como límite, siempre que el exceso de existencias sobre los 10 días de capacidad contratada, hasta alcanzar el límite de los 300 GWh. **Esta capacidad se considerará para uso propio, por lo que ni dicha capacidad, ni el gas que en ella se almacene podrá ser objeto de operaciones de cesión y/o compraventa (Nota: el texto en negrita es nuevo).***

Esta Disposición modifica la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En concreto, sustituye el contenido del apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-3 “Programaciones”, incluida en el Anexo de la Orden.

Este apartado se estableció para evitar congestiones en la descarga de buques de las plantas de regasificación, en base a establecer limitaciones a la cantidad de gas almacenado durante un periodo (media mensual móvil) por cada grupo empresarial en el conjunto de las plantas. De forma general, la actual redacción establece que los usuarios de las plantas (conjuntamente

considerados como grupo empresarial), no podrán tener en el conjunto de todas ellas más de diez días equivalentes a su capacidad contratada, límite por encima del cual se establece una penalización. Esto es, un agente que tiene contratado 100GWh/día, no podrá tener más de 1.000 GWh almacenados, computados como media mensual móvil. La propuesta de Orden propone que esto aumente hasta 13 días.

Señala la memoria que debido al bajo uso de la capacidad de almacenamiento de las plantas parece aconsejable aumentar este límite. A esto habría que añadir la consideración de que, en paralelo a la bajada de la demanda y la menor utilización de las plantas, ha aumentado la capacidad técnica de almacenamiento en las plantas de GNL, al haberse puesto en operación nuevos tanques.

Por otra parte, la Orden mantiene la posibilidad, para aquellos usuarios para los que los diez días supongan un derecho menor de almacenamiento que 300 GWh, de que tengan derecho a almacenar esta cifra sin recargo en peajes. Esta excepción se considera oportuna para que los comercializadores de menor tamaño puedan hacer frente a las descargas puntuales de buques, que tienen un tamaño, relativo a su demanda, considerable.

Añade además la Propuesta una modificación que señala *“Esta capacidad se considerará para uso propio, por lo que ni dicha capacidad, ni el gas que en ella se almacene podrá ser objeto de operaciones de cesión y/o compraventa”*

La redacción actual, establecida por Resolución de 29 de marzo de 2012, por la que se aprobaba el PD-13³³, indicaba en relación a esta capacidad adicional que *“esté destinado al consumo propio o de sus clientes”*.

Por tanto, y a modo de resumen, la propuesta aumenta de 10 a 13 días el límite de almacenamiento a partir del cual comienza a aplicar el cargo adicional del canon de GNL, y adicionalmente, prohíbe a los pequeños comercializadores la realización de operaciones de compraventa de GNL en los tanques de GNL.

b) Sobre la incompatibilidad con la regulación europea de la propuesta de prohibir la realización de compraventas de GNL a los comercializadores que no alcancen los 30 GWh/día de capacidad de regasificación contratada.

Como se ha explicado en el apartado anterior, la propuesta prohíbe la realización de operaciones de compraventa de gas a los comercializadores pequeños. Este hecho que pretende evitar acciones especulativas por parte de los pequeños comercializadores de la capacidad de almacenamiento sin penalización, puede tener relevantes inconvenientes.

Así, esta propuesta puede ser incompatible con los principios y objetivos de la Directiva 2009/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, incompatible con el Reglamento Europeo 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de gas natural, y con los principios definidos por los reguladores europeos (ACER-CEER) en los documentos del Gas Target Model y la Framework Guideline de balance de gas, tal y como se explicará a continuación:

1. En relación con la Directiva 2009/55/CE, puede constituir una discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de las infraestructuras de GNL, prohibida en el apartado 1.b del artículo

³³ Esta Comisión manifestó cuando realizó el informe sobre esa propuesta de Resolución “Por otro lado, para favorecer la entrada de nuevos agentes la redacción actual de esta disposición asigna a aquellos comercializadores con capacidades de regasificación contratadas inferiores a 30 GWh/día el derecho a almacenar existencias de GNL por encima de los diez días de su capacidad contratada hasta 300 GWh, lo que puede resultar en algunos casos superior a las necesidades reales de estos usuarios. Debe evitarse el incentivo a que los comercializadores puedan realizar pequeñas contrataciones de capacidad en plantas para poder después revender la capacidad de almacenamiento en exceso sobre lo que se permite a otros usuarios.”. Se proponía que esta capacidad en exceso se especificase que fuese destinada para usos propios.

13. Funciones de los Gestores de almacenamientos y/o de redes de GNL, puesto que permite la realización de operaciones de compraventa de GNL a unos usuarios y las prohíbe a otros. La propuesta es especialmente perjudicial sobre la competencia, al prohibir estas operaciones a los comercializadores con menor cuota de mercado.

2. En relación con el Reglamento Europeo 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de gas natural, en particular es incompatible con los artículos 13 y 17 del mismo, aplicables a las instalaciones de GNL.

La norma propuesta permite a los usuarios pequeños obtener el acceso, pero limita los servicios a su alcance, al impedirles la realización de operaciones de compraventa de gas para ajustar su balance de gas.

Por su parte, el artículo 17 establece que los procedimientos de gestión de la congestión tienen que ser compatibles con los mercados al contado y con los centros de intercambio de gas, y establece el derecho de los usuarios a revender la capacidad contratada de GNL:

3. En relación con el Gas Target Model, la prohibición al comercio de GNL entre los pequeños usuarios de las plantas parece contraria al objetivo principal del mismo, es decir, el desarrollo de hubs en Europa en los que el gas pueda ser comprado o vendido libremente.
4. Por último, la norma parece incompatible con los principios de balance de gas basados en mercado. En este aspecto, la Guía Marco sobre el balance de gas en las redes de transporte (Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission System) aprobada por ACER el 18 de octubre de 2001 establece que los modelos de balance de gas deben basarse en el mercado, por lo tanto permitiendo a los usuarios de las redes intercambiar gas entre ellos.

El punto 2.1, reglas generales del modelo de balance basado en mercado, establece que los usuarios de las redes tienen la obligación, en primera instancia, de balancear su posición de gas en el sistema mediante operaciones en el mercado, minimizando así la necesidad de que el TSO tenga que realizar acciones de balance para mantener el equilibrio del sistema.

El código de red de balance de gas deberá prohibir a los TSO que impongan barreras al desarrollo y la liquidez de los mercados mayoristas de corto plazo³⁴.

Cabe señalar que aunque no está previsto el desarrollo de un Código de red para el balance de GNL, el artículo 17 del Reglamento 715/2009 establece, al igual que para el transporte de gas, que sus reglas tienen que ser compatibles con el desarrollo del mercado, por lo que deberían aplicarse los mismos principios generales.

c) Sobre los efectos negativos de la prohibición de los intercambios de GNL sobre el desarrollo de un hub de gas y sobre la competencia en el mercado gasista español

La prohibición de los intercambios de GNL afectaría a todos los comercializadores cuya capacidad de regasificación no alcance los 30 GWh/día. Suponiendo una demanda punta del sistema de 1.863 GWh/día, el límite de los 30 GWh/día sería equivalente a una cuota de mercado del 1,6% (suponiendo que el comercializador introduce todo el gas como GNL).

Esto supone que de los 20 grupos empresariales que actualmente realizan intercambios, al menos 11 de ellos se verían impedida su participación en el del mercado de compra venta de GNL, al no alcanzar la cuota de los 30 GWh.

³⁴ The network code on gas balancing shall require that TSOs, during its implementation, shall not impose barriers to the development of liquid short term wholesale markets.

[CONFIDENCIAL]

Asimismo, el Mercado de compra – venta de GNL experimentará una reducción muy significativa del número de contrapartes, como se observa en la siguiente tabla:

[CONFIDENCIAL]

d) Sobre la dificultad de aplicar la medida de control sobre la compraventa de gas para pequeños comercializadores

Por otro lado, la experiencia de estos meses ha demostrado que es muy difícil establecer cuándo el uso de una capacidad está destinado al consumo propio y al de sus clientes, y quiénes deben ser considerados los clientes de un usuario de capacidad de una planta. Los usuarios compran y venden continuamente gas en los tanques con vistas a optimizar su logística y ser más competitivos en el mercado. En consecuencia, es una norma de difícil aplicación.

Para mayor abundamiento este problema se acentúa por el deseado desacoplamiento entre las entradas y salidas, que se considera vital para el desarrollo del mercado organizado de gas.

e) Sobre la conveniencia de eliminar el apartado 3.6.1 de las NGTS y recoger su contenido como un artículo de la propia Orden de Peajes.

Por último, por razones de contenido y de seguridad jurídica, se considera que el contenido del apartado 3.6.1 se debería eliminar de las normas y regularse dentro de las propias órdenes anuales de peajes, de manera que su contenido únicamente pueda ser modificado en las revisiones periódicas y reguladas de dichos peajes, evitando las revisiones extraordinarias del canon de GNL en mitad de un ejercicio anual como las habidas en los últimos años.

f) Propuesta de redactado.

En definitiva, por todo lo anterior, se propone el siguiente redactado:

3.6.1 A los efectos de conseguir una gestión eficiente de las instalaciones y para evitar eventuales situaciones de acaparamiento, el Gestor Técnico del Sistema aplicará a los usuarios los cargos que se calcularán de acuerdo con lo establecido a continuación.

El Gestor Técnico del Sistema determinará diariamente y de forma global para el conjunto de las plantas, las existencias de GNL de cada usuario, calculadas como la media móvil de treinta días (incluyendo el día actual). Se entenderá como un mismo usuario al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial.

En el caso de que dicho valor supere la energía equivalente a trece veces la capacidad de regasificación contratada, el Gestor Técnico del Sistema aplicará diariamente a las existencias de dicho usuario que superen el límite anterior, el siguiente cargo diario:

- Si el exceso sobre los trece días es inferior o igual a cuatro días: Se aplicará por este exceso un recargo de dos veces y medio el canon de almacenamiento de GNL en vigor.*
- Si el exceso sobre los trece días es superior a cuatro días: Se aplicará por este exceso un recargo de diez veces el canon de almacenamiento de GNL en vigor.*

Para aquellos usuarios para los que la energía equivalente a 13 40-días de la capacidad de regasificación contratada sea inferior a 300 GWh, se empleará este último valor como límite, ~~siempre que el exceso de existencias sobre los 10 días de capacidad contratada, hasta alcanzar el~~

~~límite de los 300 GWh. Esta capacidad se considerará para uso propio, por lo que ni dicha capacidad, ni el gas que en ella se almacene podrá ser objeto de operaciones de cesión y/o compraventa.~~

6.7 Disposición adicional novena. Ejecución de la sentencia del recurso 468/2009 del Tribunal Supremo, sala de lo contencioso-administrativo.

La propuesta de Orden, en su disposición adicional novena, expone que dando cumplimiento a lo dispuesto en la sentencia dictada por la sala de lo contencioso administrativo del Tribunal Supremo, relativa al recurso 468/2009 interpuesto por Tabicesa contra la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, se procede a publicar el coeficiente “C” que resulta de la aplicación de la fórmula de cálculo incluida en el artículo 9 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, para los años 2008 y 2011.

Esta Comisión ha detectado que hay una errata en los años de la tabla incluida en la Disposición adicional novena. En la tabla se indica que se publican los parámetros correspondientes a los años 2008 a 2012, cuando verdaderamente se están incorporando los parámetros correspondientes a: 2008, 2009 (desde el 1 de enero hasta el 30 de junio), 2009 (desde el 1 de julio hasta el 31 de diciembre), 2010 y 2011.

Por otra parte, en la información que acompaña a la propuesta de Orden se señala que “La publicación de dichos valores no implica el reconocimiento a percibir o compensar cantidad alguna”.

El Auto de 26 de septiembre de 2012 la Sala de lo Contencioso acuerda, en ejecución de la sentencia dictada el 21 de marzo de 2011, que: “(...) el Ministerio de Industria, Energía y Turismo deberá sustituir por otro ajustado a los términos de aquella sentencia, y con eficacia para el mismo ámbito temporal de la Orden impugnada, el “factor 0,8” que figura en el artículo 14 de la citada Orden. (...)”. Esta Comisión considera que la redacción dada a la disposición adicional novena, en principio, comporta una correcta ejecución de la sentencia. Así, la sentencia acuerda sustituir el factor multiplicador anulado y que esa corrección extienda su eficacia a las magnitudes correspondientes al año 2008. A juicio de esta Comisión la publicación del coeficiente “C” que resulta de la aplicación de la fórmula de cálculo incluida en el artículo 9 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, cumple con el mandato de la resolución judicial. Respecto a los efectos de esa corrección –una eventual refacturación- no es necesario incluir una mayor consideración en el contenido de la disposición adicional, y no por ello se incumpliría o se dejaría de ejecutar la resolución.

Ahora bien, la problemática viene dada por la desafortunada explicación que la Memoria ofrece a la redacción de la disposición adicional. El texto de la Memoria manifiesta abiertamente que la publicación de los nuevos valores no implica el reconocimiento a percibir o compensar cantidad alguna. Esta afirmación resulta directamente contraria al Auto. Por ello, si se efectuase una lectura o interpretación de la disposición adicional a la luz del apartado 19.10 de la Memoria se llegaría a la conclusión de que la redacción podría no dar correcto cumplimiento al Auto de 26 de septiembre de 2012, en tanto negaría la opción de eventuales refacturaciones y, por consiguiente, la corrección del parámetro no extendería su eficacia.

Por lo expuesto, esta Comisión considera que la redacción dada a la disposición adicional novena de la Orden puede dar correcto cumplimiento al Auto de 26 de septiembre de 2012, siempre y cuando la interpretación del mismo se haga con total abstracción del contenido del apartado 19.10 de la Memoria

Finalmente, esta Comisión se reitera en lo señalado en el punto 4.4 del presente documento relativo a la metodología utilizada para determinar los citados coeficientes.

6.8 Disposición adicional décima: Modificación de la Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre

La Propuesta modifica parte del redactado del artículo 19.7 de la Orden ITC 3992/2006, en concreto modifica la fórmula del factor de actualización de las tarifas de alquiler de los equipos de teled medida.

La Propuesta modifica el valor del coeficiente que multiplica el valor del Índice C2n de Precios de Consumo (IPC) de la Subclase «Transporte por Carretera, pasando de 0,0003 en la ITC/3992/2006, a 0,0004 en la Propuesta.

Asimismo, se cambia la definición de los índices C2n y C4n, modificando la referencia INEBase del año 2001 por la del año 2011.

Comentarios de la CNE

No queda justificado el cambio propuesto del valor del coeficiente que multiplica el valor del Índice C2n, de 0,0003 a 0,0004.

6.9 Modificación Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural

Esta Comisión se remite a los comentarios realizados en los informes 40/2011 y 7/2012 sobre la necesidad de modificar la Orden ITC/1660/2009, con objeto de incorporar el contenido de la Orden ITC/3128/2011. En particular:

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre establece en 20 días la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Adicionalmente, establece que, si bien la entrada en vigor de dicho artículo es el 1 de abril de 2012, hasta el 1 de noviembre de 2012 se considerará cumplida la obligación establecida en dicho artículo acreditando un nivel de existencias estratégicas de 10 días.

Esta Comisión señaló en su informe 31/2011³⁵ *“...que en caso de modificar el nivel de existencias mínimas, se hace necesaria la modificación de la fórmula que imputa los peajes de AASS en la TUR, incluyendo los costes del mantenimiento de estas existencias, así como la adaptación de los mecanismos de asignación de capacidad de los almacenamientos”*.

La anterior consideración sigue siendo válida, por lo que esta Comisión considera que se debería modificar la fórmula que imputa los peajes de AA.SS en la TUR, máxime cuando se están introduciendo modificaciones en la citada Orden ITC/1660/2009.

³⁵Informe 31/2011 de la CNE sobre la propuesta de Orden ministerial por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. 6 de octubre 2011.

6.10 Metodología para el cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema

La disposición adicional octava de la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, establece:

“En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente orden, la Comisión Nacional de Energía elaborará y enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema y del operador del mercado teniendo en cuenta lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Esta Comisión considera que dicha propuesta debería ser simétrica en el sector de gas natural y que se debería incorporar una disposición similar para el sector gasista, con objeto de que esta Comisión elabore y envíe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema.

Dicha medida fue propuesta en el Informe sobre el sector energético español³⁶, aprobado por el Consejo de la CNE el pasado 7 de marzo de 2012, en cuya parte II se proponía confeccionar una metodología de cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema. En particular se señalaba:

“Se considera necesario realizar un análisis detallado de costes de la actividad de operación del sistema que permita calcular adecuadamente el importe que debe ser financiado por los consumidores gasistas y realizar una propuesta fundamentada para calcular su retribución de forma automática en cada periodo tarifario.

No obstante, se indica que el plazo de tres meses es insuficiente para la elaboración de la misma, y se propone en su lugar, un plazo de un año, por los motivos siguientes.

En la actualidad se está recopilando la información del GTS - Transportista, a efectos de disponer de una contabilidad regulatoria de costes según lo establecido en el Real Decreto 326/2008.

Así, la CNE está llevando a cabo el desarrollo de un sistema de contabilidad regulatoria de costes (SICORE) para las actividades reguladas de transporte de electricidad, operación del sistema eléctrico nacional, transporte de gas natural, regasificación, almacenamiento subterráneo de gas natural y gestión técnica del sistema gasista. El establecimiento de dicho sistema permitirá por un lado conocer los costes imputados en distintas actividades reguladas (entre las que se encuentran el transporte y la gestión técnica del sistema) por las empresas con un nivel de detalle predeterminado y a su vez, en función de la comparativa con costes homogéneos de distintas empresas, valorar la razonabilidad de los mismos. Es por ello que se entiende que hasta que no se tenga disponible el sistema que permita validar los costes en los que incurre ENAGAS en el desarrollo de la actividad de GTS, no deberían de fijarse las retribuciones correspondientes a los mismos.

Se considera, por tanto, que el desarrollo de este modelo y los resultados obtenidos del mismo son elementos imprescindibles para el correcto diseño de una metodología retributiva acorde a las actividades realizadas por el GTS, basada en unos costes realmente incurridos y verificados, sobre los que se tengan en cuenta los incentivos adecuados.

³⁶ Disponible en http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=3026&id_nodo=32

7 ERRATAS

7.1 Sobre el Anexo I: Tercero: Peaje de carga de cisternas

Se ha detectado una errata en el punto tercero del anexo I. En particular, la propuesta de Orden establece que *“El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de la instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisternas del GNL”*, cuando sería más adecuado señalar que *“El peaje de carga en cisternas incluirá el derecho...”*

ANEXO I PREVISIONES DE DEMANDA Y FACTURACIÓN EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL 2013



Comisión
Nacional
de Energía

PREVISIONES DE DEMANDA Y FACTURACIÓN EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL 2013

29 de noviembre de 2012

1 OBJETO

El objeto del presente informe es dar cumplimiento al mandato establecido en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. En particular, la citada Orden establece que, antes del 1 de diciembre de cada año, la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso del gas natural.

Para dar cumplimiento a dicho mandato, es necesario prever los valores de las distintas variables de facturación que influyen en la determinación de los ingresos correspondiente al ejercicio 2013. En concreto, se presentan previsiones sobre:

- Número de consumidores, caudal contratado y volumen de gas natural demandado, desagregado por peaje y tipo de contrato (largo y corto plazo).
- Capacidad contratada y cantidades de gas inyectadas y extraídas de los almacenamientos subterráneos (en adelante AA.SS.).
- Necesidades de regasificación, descarga de buques y almacenamiento de GNL asociadas al escenario de previsión considerado.
- Capacidad contratada de regasificación en los puntos de entrada al sistema.

Por último, se ha estimado la facturación, aplicando a las variables de facturación previstas, los peajes y cánones de la Orden ITC/849/2012.

Se indica que las previsiones contenidas en el presente informe serán susceptibles de ser actualizadas con la última información disponible, con objeto de elaborar el informe preceptivo sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes y cánones a las instalaciones gasistas para 2013.

2 CONSIDERACIONES PREVIAS

2.1 *Incertidumbre del ejercicio de previsión*

Todo ejercicio tarifario está sometido a un grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes y cánones se basan en previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo. Finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los valores registrados en los ingresos regulados.

El ejercicio que se incluye en el presente informe muestra un elevado grado de incertidumbre derivado de diversos aspectos que dificultan la previsión de las variables de facturación en el contexto actual. En particular, cabe destacar los siguientes:

Discrepancias en la información proporcionada sobre la evolución de la demanda

Para la elaboración del escenario de previsión para 2013 se utiliza la información aportada por el Gestor Técnico del Sistema Gasista (GTS), el Operador del Sistema Eléctrico (OS) y por las empresas transportistas y distribuidoras.

En relación con la previsión del funcionamiento de los *ciclos combinados*, a propuesta de la CNE, la Disposición Adicional quinta de la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, por la que se

establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, establece que:

“Antes del día 31 del mes de octubre de cada año, el Gestor Técnico del Sistema Gasista y el Operador del Sistema Eléctrico remitirán a la Dirección de Política Energéticas y Minas y a la Comisión Nacional de Energía un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones que le corresponden de acuerdo con sus competencias relativas a la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente.”

El Gestor Técnico del Sistema proporcionará al Operador del Sistema Eléctrico los escenarios probables de precios del gas natural y el Operador del Sistema realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por tecnología sobre la base de la información de precios prevista por el Gestor Técnico del Sistema.”

En aplicación de lo anterior, el pasado 31 de octubre de 2012, se recibió en la CNE el informe conjunto “*Previsión de demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica que utilizan gas natural como combustible para el año 2013*”. En el citado informe se señala como escenario más probable de demanda de ciclos combinados 54,5 TWh (52 TWh en el sistema peninsular y 2,5 TWh en el sistema Balear).

No obstante, en el Anexo 5 de dicho informe, relativo a la previsión del escenario de precios de gas natural para 2013, el GTS aporta la Programación anual del sistema gasista que deber realizar conforme al Protocolo de Detalle PD-07. Según dicho escenario la demanda más probable de gas natural para generación eléctrica asciende a 84 TWh, escenario que se corresponde con el considerado en la información remitida por el GTS a esta Comisión a efectos de la elaboración del informe sobre la actualización de peajes y cánones para 2013.

En consecuencia, se proporciona un rango de demanda de los ciclos combinados para 2013.

Adicionalmente, dado el origen de cada previsión (agregada vs individual), también existen importantes discrepancias entre las previsiones remitidas por el GTS y por las empresas distribuidoras sobre la evolución de la demanda convencional¹.

Finalmente, a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente de publicación la Propuesta de modificación de la Resolución de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista, por lo que existe incertidumbre sobre la cuantía de demanda acogida al peaje de interrumpibilidad, con el consecuente impacto sobre los ingresos.

Evolución de la actividad económica

Respecto a la evolución de la actividad económica por su relación directa con la de la demanda de gas natural, principalmente, de consumidores industriales, el escenario macroeconómico previsto por el Gobierno en septiembre de 2013 considera una reducción del PIB del 0,5% en 2013 respecto a 2012, el Fondo Monetario Internacional una reducción del -1,3²% y el panel de previsiones de la economía española la de la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS) de

¹ Esta Comisión solicita información sobre las previsiones relativas al número de clientes, volumen de consumo y caudal contratado, diferenciando entre demanda para la generación eléctrica y convencional, desagregado por peaje al GTS y a las empresas transportistas y distribuidoras.

² World Economic Outlook (WEO) de Octubre de 2012 disponible en:
<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2012/02/pdf/text.pdf>.

septiembre de 2012 una reducción 1,5%³, situándose, según dicho panel, el máximo en -1,0% y el mínimo en un -2,0%.

Adicionalmente, el crecimiento intertrimestral del PIB en el tercer trimestre de 2012, según el INE, fue del -0,3% sobre el registrado en el trimestre anterior, situándose la variación interanual -1,6% dos décimas menos que en el segundo trimestre. Cabe destacar que la demanda exterior mantiene su aportación al PIB trimestral en la misma cuantía que en el trimestre pasado (2,4 puntos), como consecuencia de una aceleración de las exportaciones y de una moderación en el decrecimiento de las importaciones.

Estos elementos del contexto económico actual justifican la complicación en la previsión de la demanda de gas natural y variables de facturación asociadas y, consecuentemente, dificultan la previsión de ingresos para 2013.

Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética

A la fecha de elaboración del presente informe está en fase de tramitación en Cortes, el Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que incluye impuestos sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas, y la modificación de Impuestos Especiales.

Un elemento de incertidumbre en las previsiones de demanda de gas es el impacto de las medidas que finalmente se aprueben sobre la cobertura de la demanda de electricidad y sobre la propia demanda de gas natural, siendo un elemento de incertidumbre adicional sobre el escenario de demanda y, en consecuencia, sobre el escenario de ingresos previstos para 2013.

2.2 Información utilizada la elaboración del escenario de demanda e ingresos previstos para 2013

Como todos los años, el 17 de julio de 2012 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2012 y para 2013, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNE, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se han contrastado las previsiones con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y con la información remitida por los agentes en aplicación de la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía, de información para el mercado minorista español de gas natural.

Como resultado de dichas comprobaciones se detectaron diversas incoherencias en la información comunicada por los agentes. Dichas incoherencias fueron puestas en conocimiento de los agentes implicados, los cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial y/o justificación de las citadas previsiones.

³ Panel de previsiones de la economía española septiembre 2012 disponible en <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?file=5>

3 PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

3.1 Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2013

3.1.1 Demanda destinada a la generación eléctrica peninsular

En aplicación de lo establecido en la Disposición Adicional quinta de la Orden IET/3587/2011, el OS y el GTS han remitido informe conjunto sobre la previsión de demanda de gas natural por las centrales de generación eléctrica que utilizan como combustible gas natural para el año 2013. En particular, el OS elaborará los escenarios de cobertura de la demanda por tecnologías, teniendo en cuenta los escenarios de precios de gas natural más probables remitidos por el GTS.

El OS señala en la información remitida a la CNE que en la previsión de la cobertura de la demanda por tecnología se han tenido en cuenta los distintos escenarios de precios del gas aportados por el GTS y un modelo de coordinación hidrotérmica que, teniendo en cuenta la estocasticidad de las aportaciones hidráulicas y del fallo fortuito del equipo térmico, minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico.

El informe pone de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2013 dependerá:

1. De la relación de precios entre el coste del gas y el coste del carbón, que determinará la precedencia de una tecnología sobre la otra.
2. De la producción hidráulica del año, que dependerá de la hidraulicidad del año y del agua embalsada.

Como resultado de lo anterior, en el citado informe se proporcionan 9 escenarios de previsión, siendo el escenario central previsto de consumo de gas por los ciclos combinados peninsulares de 52 TWh.

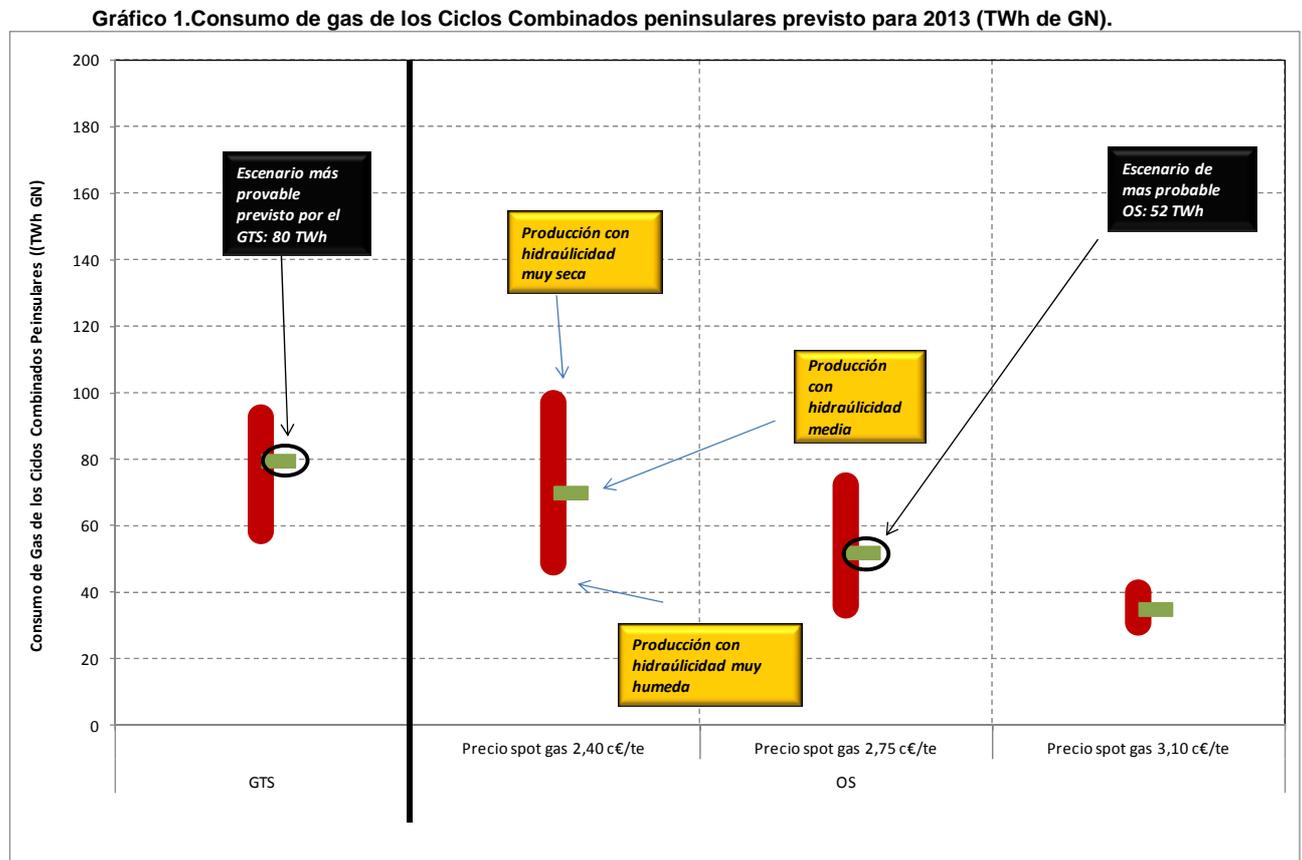
Adicionalmente, en el Anexo 5 de dicho informe, relativo a la previsión del escenario de precios de gas natural para 2013, el GTS aporta la demanda de gas de los ciclos combinados incluida en la Programación anual del sistema gasista que el GTS deber realizar conforme al Protocolo de Detalle PD-07⁴. Según dicho escenario la demanda más probable de gas natural para generación eléctrica peninsular, en una situación de equilibrio de precios y pluviosidad media, asciende a 80 TWh para 2013, siendo el intervalo más probable el conformado por los siguientes escenarios:

- Intervalo inferior: correspondiente a un escenario húmedo y ventaja de costes de generación con carbón frente al gas, 59 TWh
- Intervalo superior: correspondiente a un escenario seco y equilibrio de costes de generación entre gas y carbón, 93 TWh.

Finalmente, cabe señalar que el GTS indica que el escenario central se corresponde con la información remitida a la Comisión Nacional de Energía como respuesta a su solicitud de información de apoyo para la actualización de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2013.

⁴ El GTS señala que dicho escenario es coherente con la Programación anual del sistema gasista que debe realizar para el año siguiente (antes del 22 de noviembre de cada año) y para lo que es necesario publicar previamente la demanda con anterioridad al 15 de septiembre de cada año.

En el Gráfico 1, se muestran los escenarios de previsión de los consumos de gas de los ciclos combinados peninsulares remitidos por el OS y el GTS en el informe elaborado conjuntamente y el previsto por el GTS para 2013.



Fuente: GTS y OS

En el Cuadro 1 se comparan los escenarios de cobertura de electricidad previstos para el 2013 en el informe conjunto del OS y el GTS, con hidraulicidad media, así como la cobertura registrada en los últimos 12 meses.

Cuadro 1. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista por el OS y GTS para el 2013 y cobertura registrada durante los últimos 12 meses (GWh).

	REE (Escenarios con hidráulicidad media)			Últimos 12 meses	
	Precios spot del gas (c€/te)			Oct 2011 - Sep 2012	Nov 2011 - Oct 2012
	2,40	2,75	3,10		
<i>Hidráulica</i>	29.525	30.426	30.986	18.907	18.776
<i>Nuclear</i>	55.876	55.892	55.860	59.554	58.698
<i>Carbón</i>	30.810	39.013	47.551	51.306	51.512
<i>Fuel - Gas</i>	0	0	0	0	0
<i>CCGT'S</i>	35.082	26.177	17.543	38.453	38.934
<i>Régimen Especial</i>	107.065	107.070	107.057	100.372	99.892
Generación	258.358	258.578	258.997	268.591	267.812
<i>Consumos Bombeos</i>	1.040	1.261	1.680	4.800	4.705
<i>Enlace Baleares</i>	-876	-876	-876	-412	-342
<i>Saldo Físico Internacional</i>	-7.500	-7.500	-7.500	-10.374	-9.298
Demanda	257.482	257.702	258.121	268.179	267.470
Consumo Ciclos	70.000	52.000	35.000	87.766	86.615
Factor eficiencia	50,1%	50,3%	50,1%	43,8%	45,0%

Fuente: GTS, OS y CNE.

Nota: Los escenarios de precios spot de gas, incluyen el coste del ATR.

Al respecto, se realizar las siguientes consideraciones:

1. Los escenarios de cobertura considerados en el informe conjunto del OS y del GTS coinciden con los escenarios de cobertura remitidos a esta Comisión por el OS en respuesta a la solicitud de información para la tarifa eléctrica 2013.
2. En todos los escenarios se considera un saldo exportador de 7.500 GWh, inferior al registrado durante los últimos 12 meses. La previsión remitida por el OS, tal y como se indica en el documento justificativo, se ha confeccionado considerando un perfil mensual similar a los valores de energía ocurridos en los dos últimos años.
3. La previsión de los consumos de bombeo considerados en los escenarios (entre 1.040 y 1.680 GWh) es inferior a la registrada durante los últimos 12 meses (4.705 GWh)
4. El OS indica que atendiendo a la información de cotizaciones internacionales del gas facilitada por el GTS el escenario de precios de gas natural a pie de central, más probable, será de 2,75 c€/te (23,6 €/MWh)⁵, situación en la que se produce una precedencia de

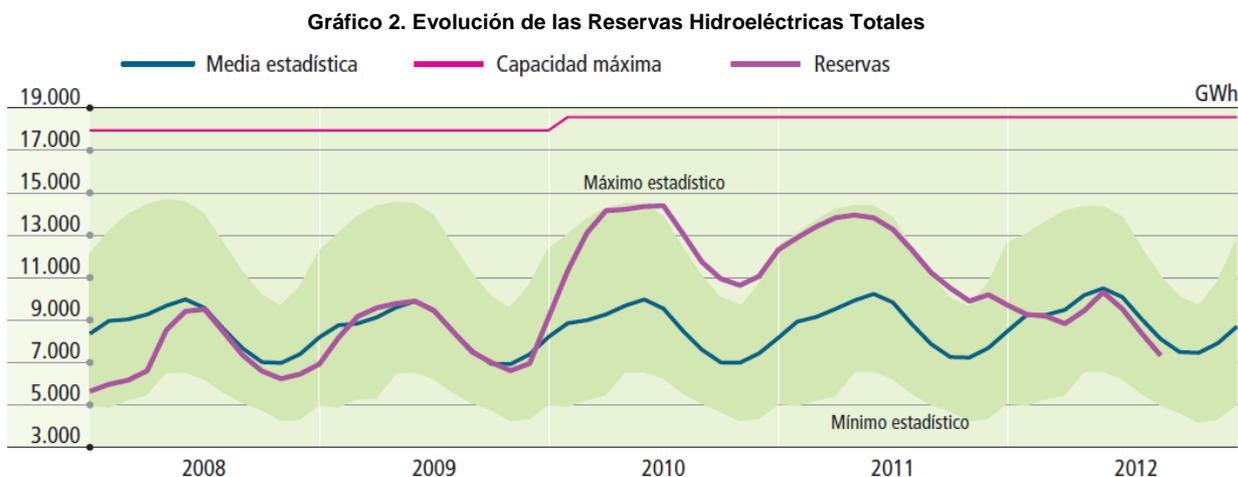
⁵ Incluye tanto el coste de gas en la frontera española, como los peajes y cánones asociados. El OS indica que un precio del gas natural en la frontera española de 19 €/MWh (2,21 c€/te) es acorde con éste escenario.

alguna de las centrales de carbón importado que se encuentran a pie de puerto o en la proximidad sobre las de ciclo combinado de gas natural.

5. El factor de eficiencia de las centrales de generación de ciclo combinado previsto para el año 2013, es del 50%, superior al registrado durante los últimos 12 meses a julio de 2012 (45,3%).
6. Según se indica en el informe conjunto, el objetivo del modelo utilizado por REE es calcular la cobertura que minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico. Tal y como señala REE, en un entorno de competencia perfecta, las ofertas de cada generador serían de precio igual al coste marginal, por lo que REE considera que el modelo utilizado proporciona una aproximación suficiente para la previsión a medio plazo solicitada en la anteriormente citada Orden Ministerial.

En relación con las previsiones anteriores, se señala:

En primer lugar, en relación con el escenario de hidraulicidad previsto, las reservas hidroeléctricas totales a julio de 2012, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran ligeramente por debajo de la media estadística, con un nivel inferior a las reservas existentes durante los dos últimos años (véase Gráfico 2).



Fuente: REE.

Cabe señalar que la producción hidroeléctrica registrada durante los últimos 12 meses (18.776 GWh) está entre un 8% y un 30% por encima de la considerada en los escenarios de hidraulicidad seca previstos por el OS, pero entre un 36% y un 39% por debajo de la considerada por el OS para el escenario con hidraulicidad media. Es decir, la producción hidroeléctrica prevista por el OS en los escenarios centrales es superior a la registrada durante los últimos 12 meses.

En segundo lugar, el OS considera tres escenarios de precios de gas a pie de central⁶, resultado de añadir a los escenarios del gas en frontera proporcionados por el GTS, una estimación del coste de los peajes y cánones de los ciclos (entre 2 y 6 €/MWh).

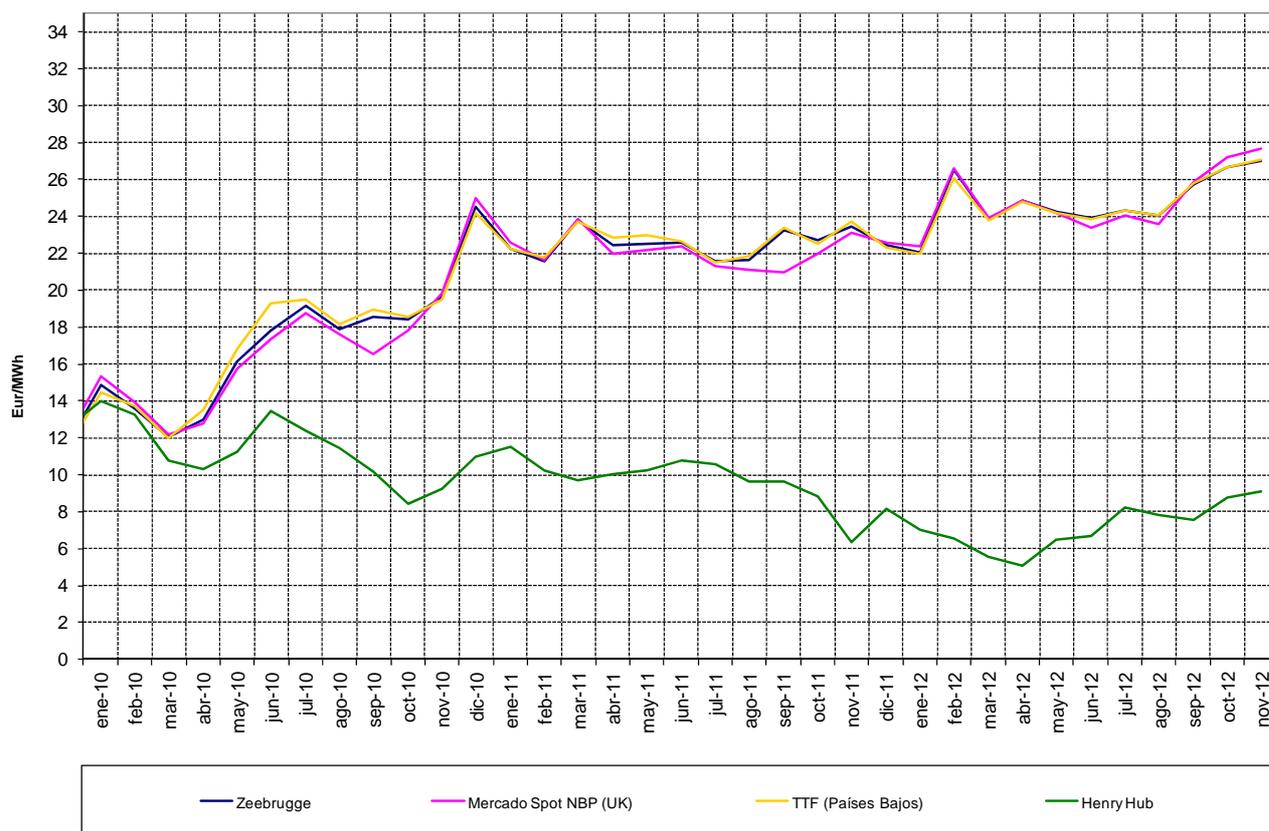
⁶ El OS ha considerado en todos los escenarios el precio del carbón de referencia constante (en los niveles de los precios spot 1,25 c€/te) y tres escenarios de coste del gas en frontera, A: 1,63 c€/te (14,03 €/MWh), B: 2,21 c€/te (19 €/MWh) y C: 3,42c€/te (29,37 €/MWh).

El GTS plantea un escenario adicional a los tres del OS, denominado Escenario continuista (26,7€/MWh), el cual “reflejaría una situación continuista con la actual, en la que la generación con carbón resulta más ventajosa que con gas natural”.

EL OS, en el citado informe conjunto, señala que, atendiendo a las consideraciones del GTS, el escenario más probable del precios gas en central es 19 €/MWh de precio de gas en frontera española (23,6 €/MWh a pie de central considerando los peajes y cánones).

Los precios del gas natural en los mercados *spot* europeos han registrado una tendencia creciente desde agosto de 2012, de forma que las cotizaciones registradas en noviembre de 2012 (hasta el día 19 de noviembre de 2012) son de media un 23% superiores a las registradas en enero de 2012. Actualmente, los precios de gas en los mercados *spot* se sitúan en 27 €/MWh, mientras que en el mercado de *futuros* los precios del contrato con entrega en 2013 se sitúan en torno a 27,6 €/MWh, en el NBP y en torno a 27,0 €/MWh, en el Zeebrugge. Las cotizaciones de los contratos de futuros a un año en los mercados europeos (NBP y Zeebrugge) presentan un nivel similar al del denominado “escenario continuista” previsto por el GTS.

Gráfico 3. Evolución de la cotización *spot* del gas en los mercados internacionales.



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNE.

Finalmente, según la información remitida por las empresas distribuidoras, la demanda de los ciclos combinados durante el ejercicio 2013 alcanzaría **97,5 TWh**.

Teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores y las incertidumbre existentes sobre el impacto de las medidas incluidas en el Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, esta Comisión presenta como previsión de ciclos peninsulares para 2013, **69 TWh**,

resultado de un escenario intermedio entre el escenario central planteado por el OS y el planteado por el GTS. Dicho escenario es coherente con las siguientes hipótesis:

- La demanda en b.c. prevista por el OS para el ejercicio 2013, según la información proporcionada para la elaboración del informe sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de electricidad en 2013.
- Una cobertura de la demanda similar a la registrada durante los últimos 12 meses
- La previsión de producción del Régimen Especial prevista para el año 2013, en el informe remitido a la Subdirección General de Energía Eléctrica el pasado 18 de octubre de 2012⁷
- El incremento de la producción del Régimen Especial respecto de la cobertura de la demanda de los últimos 12 meses desplaza a la producción térmica.
- Asignación de la reducción del hueco térmico entre la producción con carbón importado y los ciclos combinados, proporcionalmente a la generación registrada durante los últimos 12 meses.

3.1.2 Demanda destinada a la generación eléctrica balear

La previsión de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica balear, está sujeta a varias incertidumbres, tales como la evolución de la actividad económica, y los precios de los distintos combustibles que determinarían el orden de mérito económico.

En el informe conjunto del GTS y el OS, el OS estima para 2013 la demanda de gas en el Sistema Balear de **2.477 GWh**, no indicándose las hipótesis consideradas en su previsión. Dicha previsión coincide el escenario central de cobertura remitido por dicho agente en respuesta a la solicitud de información para la tarifa eléctrica 2013. En la información de demanda aportada por el OS para los peajes de acceso de electricidad se indica que en los escenarios de cobertura se han considerado las siguientes hipótesis:

- Se ha considerado el parque generador cuyos datos técnicos y económicos fueron publicados en la Orden Ministerial ITC/913/2006, de 30 de marzo.
- El programa de mantenimiento anual del equipo generador (indisponibilidad programada) es el aprobado por Red Eléctrica, teniendo en cuenta las condiciones y flexibilidad de fechas planteadas por la empresa propietaria.
- Se tiene en cuenta la energía aportada al Sistema Eléctrico Balear por el enlace en corriente continua con la Península. Se ha considerado un precio medio de 50,35 €/MWh para esta energía, en consonancia con el precio medio del mercado diario del MIBEL para el periodo 1-sept-2011 a 31-ago-2012.
- Se tiene en cuenta el plan previsto de mantenimiento de grupos, así como un sorteo probabilístico de fallo fortuito de los mismos, con unas tasas de fallo calculadas con datos estadísticos.
- La cobertura se basa en la minimización del coste de operación del sistema, respetando los criterios de seguridad establecidos en los Procedimientos de Operación vigentes en los SEIE.

Adicionalmente, en el Anexo 5 del informe conjunto, el GTS estima la demanda de gas natural por parte de las instalaciones de generación situadas en las Islas Baleares en **3.440 GWh**, si indicar las hipótesis consideradas.

Por último, las empresas gasistas estiman una demanda de gas de la generación eléctrica balear de **1,7 TWh**.

⁷ Informe sobre la solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013

Teniendo en cuenta la información disponible, se presenta como previsión de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear para 2013 la remitida por el OS, es decir, **2.477 GWh**, teniendo en cuenta que dicho escenario es coherente con la previsión de la demanda de electricidad en b.c. No obstante, se reiteran las consideraciones realizadas anteriormente sobre las incertidumbres existentes para el ejercicio 2013.

En el Cuadro 2 se compara la demanda de gas destinada a la generación eléctrica, excluidas las centrales térmicas peninsulares, prevista por el OS y el GTS en condiciones de hidraulicidad media y la prevista por la CNE resultante de las anteriores consideraciones. Se observa que la demanda de los ciclos combinados presentada en este informe por la CNE para el ejercicio 2013 asciende a **73 TWh**, un 12% inferior al escenario central previsto por el GTS (**83,1 TWh**), y un 34% superior al escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (**54,5 TWh**).

Cuadro 2. Previsión de demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica, excluyendo las centrales térmicas peninsulares. Resumen de escenarios del GTS y del OS para 2013 (TWh).

		Peninsular	Baleares	Nacional
GTS		79,6	3,4	83,1
OS	<i>Precio spot gas 2,40 c€/te</i>	70,0	2,5	72,5
	<i>Precio spot gas 2,75 c€/te</i>	52,0	2,5	54,5
	<i>Precio spot gas 3,10 c€/te</i>	35,0	2,5	37,5
Empresas		97,5	1,7	99,2
CNE		69,6	3,4	73,1

Fuente: OS, GTS, información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNE.

En relación con la previsión de la producción de las centrales térmicas peninsulares para 2013, los distintos agentes han señalado lo siguiente:

- El OS ha previsto para el ejercicio 2013 que la producción de las centrales de fuel/gas de **0 GWh**, en todos los escenarios de hidraulicidad y de coste del gas considerados⁸.
- El GTS ha previsto para dicho año un consumo de gas de estas centrales de **1.000 GWh**.
- Las empresas gasistas han previsto un consumo de gas de estas centrales de **1.052 GWh**.

Teniendo en cuenta la evolución registrada durante los últimos meses, se ha considerado como mejor previsión para el ejercicio de 2013 del consumo de gas natural de las centrales de fuel/gas 851 GWh, previsión aportada por las empresas gasistas del consumo de gas de la central de ELCOGAS para el año 2013.

En relación con la previsión de caudales de las centrales de generación eléctrica las empresas gasistas estiman que el caudal promedio para el ejercicio 2012 se reducirá un 15% sobre el registrado en 2011, y que en 2013 se reducirá un 17,1% sobre el previsto en 2012.

Cabe señalar que, en las previsiones de caudal contratado para las centrales de generación eléctrica, las empresas transportistas/distribuidoras han señalado la dificultad de realizar una previsión de dicha variable, dado que los comercializadores han modificado su operativa de

⁸ No obstante, se debe tener en cuenta que la central de ELCOGAS, se encuentra clasificada como central de carbón.

contratación, como consecuencia de la elevada incertidumbre existente sobre la demanda de electricidad y el exceso de capacidad en el sistema eléctrico, de forma que muchas instalaciones optan por contratar una cantidad mínima a largo plazo, realizando contrataciones puntuales cuando el ciclo entra en producción.

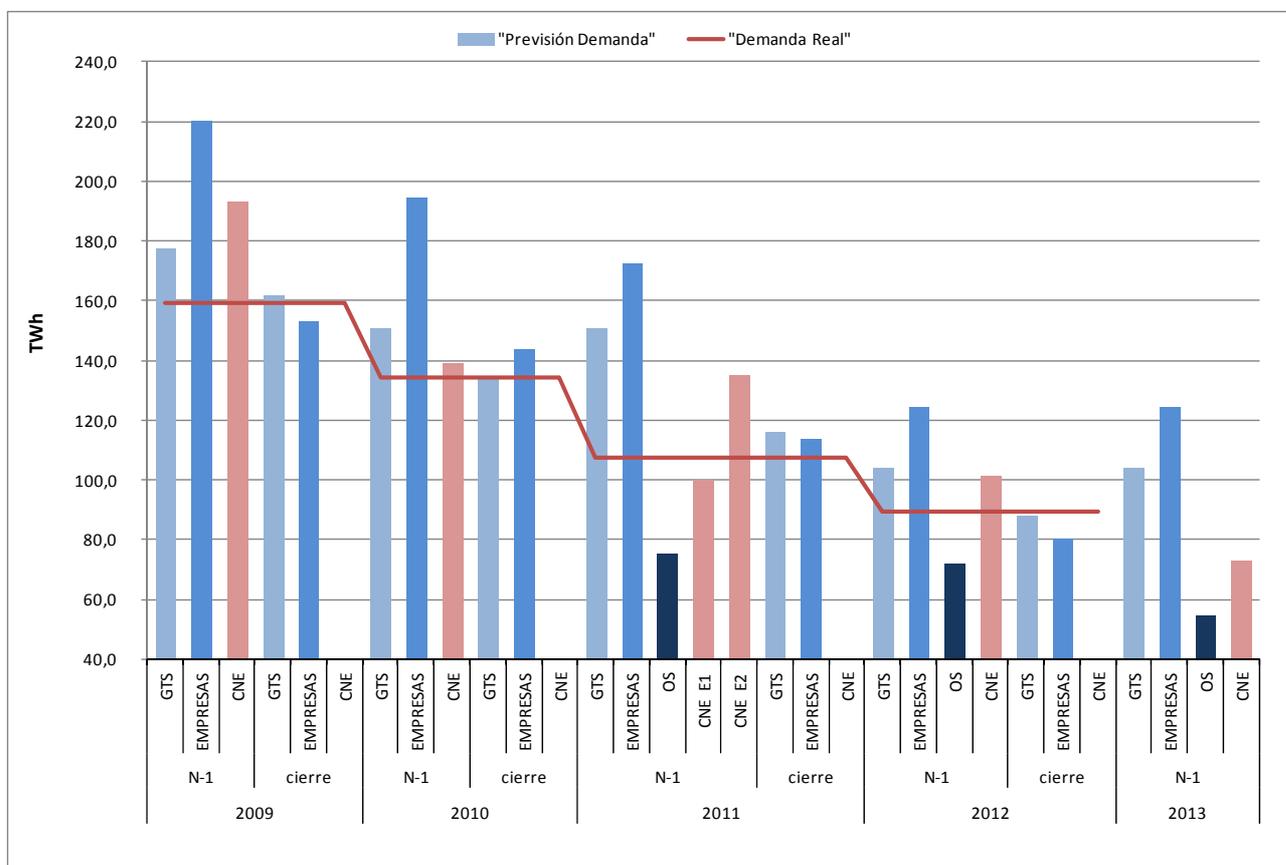
Por tanto, y dado que en la información solicitada por esta Comisión se requiere información de caudales a 31 de diciembre de 2012 y de 2013, en muchos casos los agentes han incluido como mejor previsión para el año 2013 las cantidades actualmente contratadas por dichas instalaciones, lo que podría entenderse como un valor mínimo de contratación.

Cabe señalar que, las previsiones sobre caudal proporcionadas por las empresas son coherentes con la evolución observada en dicha variable en la base de datos de liquidaciones gasistas. En particular, la media móvil a julio de 2012 del caudal contratado por las instalaciones de generación eléctrica registra una caída del 13,1%, observándose medias móviles negativas desde octubre de 2011.

En consecuencia, se incluye como previsión del caudal contratado por las instalaciones destinadas a generación eléctrica para 2013, la previsión resultante para el ejercicio 2012 por las citadas empresas transportistas/distribuidoras.

A efectos ilustrativos, en el gráfico inferior se comparan las previsiones iniciales y de cierre de cada año relativas a la demanda de ciclos combinados previstas por los distintos agentes.

Gráfico 4. Previsiones iniciales y de cierre de la demanda de ciclos combinados previstas por los agentes en cada ejercicio.



Fuente: OS, GTS, información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNE.
 Nota: la demanda real del ejercicio 2012 se corresponde con la demanda de los últimos 12 meses (noviembre 2011-octubre 2012)

3.1.3 Demanda convencional de gas natural

En el Cuadro 3 se compara la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre de 2012 y para 2013.

Cuadro 3. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)

GTS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2011 (SIFCO)	Previsión de cierre 2012	Previsión 2013	2012 s/2011	2013 s/ 2012
	<i>P>60 bares</i>	61.842	67.511	66.317	9,2%
<i>16<P<60 bares</i>	29.764	31.664	29.225	6,4%	-7,7%
<i>4<P<16 bares</i>	95.965	97.769	101.417	1,9%	3,7%
<i>P<4 bares</i>	63.888	68.442	71.232	7,1%	4,1%
TOTAL	251.460	265.385	268.192	5,5%	1,1%
<i>GNL directo a cliente final</i>	13.233	12.678	12.116	-4,2%	-4,4%
TOTAL	264.693	278.063	280.308	5,1%	0,8%

EMPRESAS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2011 (SIFCO)	Previsión de cierre 2012	Previsión 2013	2012 s/2011	2013 s/ 2012
	<i>P>60 bares</i>	61.842	65.118	64.419	5,3%
<i>16<P<60 bares</i>	29.764	30.413	28.815	2,2%	-5,3%
<i>4<P<16 bares</i>	95.965	94.304	98.514	-1,7%	4,5%
<i>P<4 bares</i>	63.888	70.801	70.382	10,8%	-0,6%
TOTAL	251.460	260.636	262.130	3,6%	0,6%
<i>GNL directo a cliente final</i>	13.233	12.041	11.336	-9,0%	-5,9%
TOTAL	264.693	272.677	273.466	3,0%	0,3%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNE.

Se observan diferencias apreciables entre la demanda convencional prevista por el GTS y por las empresas gasistas (suma de la previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras) para dichos ejercicios.

En relación con la previsión de cierre para el ejercicio 2012, el GTS estima que la demanda convencional (excluido el GNL directo a cliente final) se incrementará un 5,5%, debido a un incremento del 9,2% de la demanda conectada a gasoductos con presión superior a 60 bar, un incremento del 6,4% de la demanda de los consumidores conectados entre 60 y 16 bar, un incremento del 1,9% de la demanda de los consumidores conectados entre 16 y 4 bar, y un incremento del 7,1% de la demanda de los consumidores con presión inferior a 4 bar.

Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional (excluido el GNL directo a cliente final) se incrementará un 3,6%, estimando un menor crecimiento de la demanda para todos los niveles de presión considerados, excepto para el presión inferior a 4 bar para el cual estiman un incremento del 10,8% (3,7 puntos superior a la prevista por el GTS).

En relación con la previsión para 2013, el GTS estima que la demanda convencional (excluido el GNL directo a cliente final) se incrementará un 1,1%, consecuencia de un incremento del 3,7% de

la demanda de los consumidores conectados entre 4 y 16 bar y un incremento del 4,1% de la demanda de los consumidores con presión inferior a 4 bar, parcialmente compensado por una reducción del 1,8% de la demanda conectada a gasoductos con presión superior a 60 bar y del 7,7% de la demanda de los consumidores conectados entre 16 y 60 bar.

Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional (excluido el GNL directo a cliente final) se incrementará en 2013 un 0,6% (6.062 GWh, 3,8% puntos porcentuales menos que lo previsto por el GTS) estimando un mayor crecimiento que el GTS para todos los niveles de presión, excepto para la demanda de los consumidores con presión inferior a 4 bar para los que estiman una reducción del 0,6%, 4,7 puntos porcentuales inferior a la prevista por el GTS para dicho año.

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

La previsión de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar incluye la de los consumidores acogidos al grupo 3 (doméstico-comerciales) y aquellos acogidos a las peajes 2.3 bis y 2.4 bis⁹.

En el Cuadro 4 se compara la previsión de la demanda remitidas por las empresas distribuidoras y por el GTS sobre los consumidores acogidos al grupo 3.

Cuadro 4. Previsión de la demanda de los consumidores del grupo 3. GTS vs Empresas

	DEMANDA					TASAS DE VARIACIÓN			
	2011	GTS		Empresas		GTS		Empresas	
		2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
A.) Nº Clientes									
Grupo 3	7.218.256	7.215.246	7.401.638	7.349.119	7.451.846	0,0%	2,6%	1,8%	1,4%
3.1	3.642.700	3.799.377	3.929.940	3.827.373	3.956.515	4,3%	3,4%	5,1%	3,4%
3.2	3.508.183	3.348.589	3.403.107	3.453.392	3.426.263	-4,5%	1,6%	-1,6%	-0,8%
3.3	22.427	22.929	23.524	23.377	23.685	2,2%	2,6%	4,2%	1,3%
3.4	44.699	44.113	44.828	44.733	45.141	-1,3%	1,6%	0,1%	0,9%
3.5	246	239	239	244	241	-3,0%	0,2%	-0,7%	-1,6%
B.) Energía (MWh)									
Grupo 3	62.116.510	66.823.090	69.708.438	69.313.961	68.981.326	7,6%	4,3%	11,6%	-0,5%
3.1	8.837.082	9.108.185	9.506.604	9.447.152	9.406.101	3,1%	4,4%	6,9%	-0,4%
3.2	29.833.763	32.554.483	33.574.664	33.761.783	33.215.697	9,1%	3,1%	13,2%	-1,6%
3.3	1.368.453	1.412.730	1.471.838	1.465.599	1.456.438	3,2%	4,2%	7,1%	-0,6%
3.4	17.827.214	19.662.404	20.705.111	20.402.217	20.500.299	10,3%	5,3%	14,4%	0,5%
3.5	4.249.999	4.085.288	4.450.220	4.237.211	4.402.792	-3,9%	8,9%	-0,3%	3,9%
C.) Consumo por Cliente (kWh/cliente)									
Grupo 3	8.605	9.261	9.418	9.432	9.257	7,6%	1,7%	9,6%	-1,9%
3.1	2.426	2.397	2.419	2.468	2.377	-1,2%	0,9%	1,7%	-3,7%
3.2	8.504	9.722	9.866	9.776	9.694	14,3%	1,5%	15,0%	-0,8%
3.3	61.018	61.613	62.567	62.694	61.491	1,0%	1,5%	2,7%	-1,9%
3.4	398.824	445.730	461.878	456.090	454.134	11,8%	3,6%	14,4%	-0,4%
3.5	17.270.568	17.121.495	18.619.168	17.335.167	18.300.179	-0,9%	8,7%	0,4%	5,6%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNE.

Datos correspondientes al año 2011, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y la información proporcionada por las empresas en aplicación de la Circular 5/2008.

⁹ Consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año

En relación con dichas previsiones cabe señalar lo siguiente:

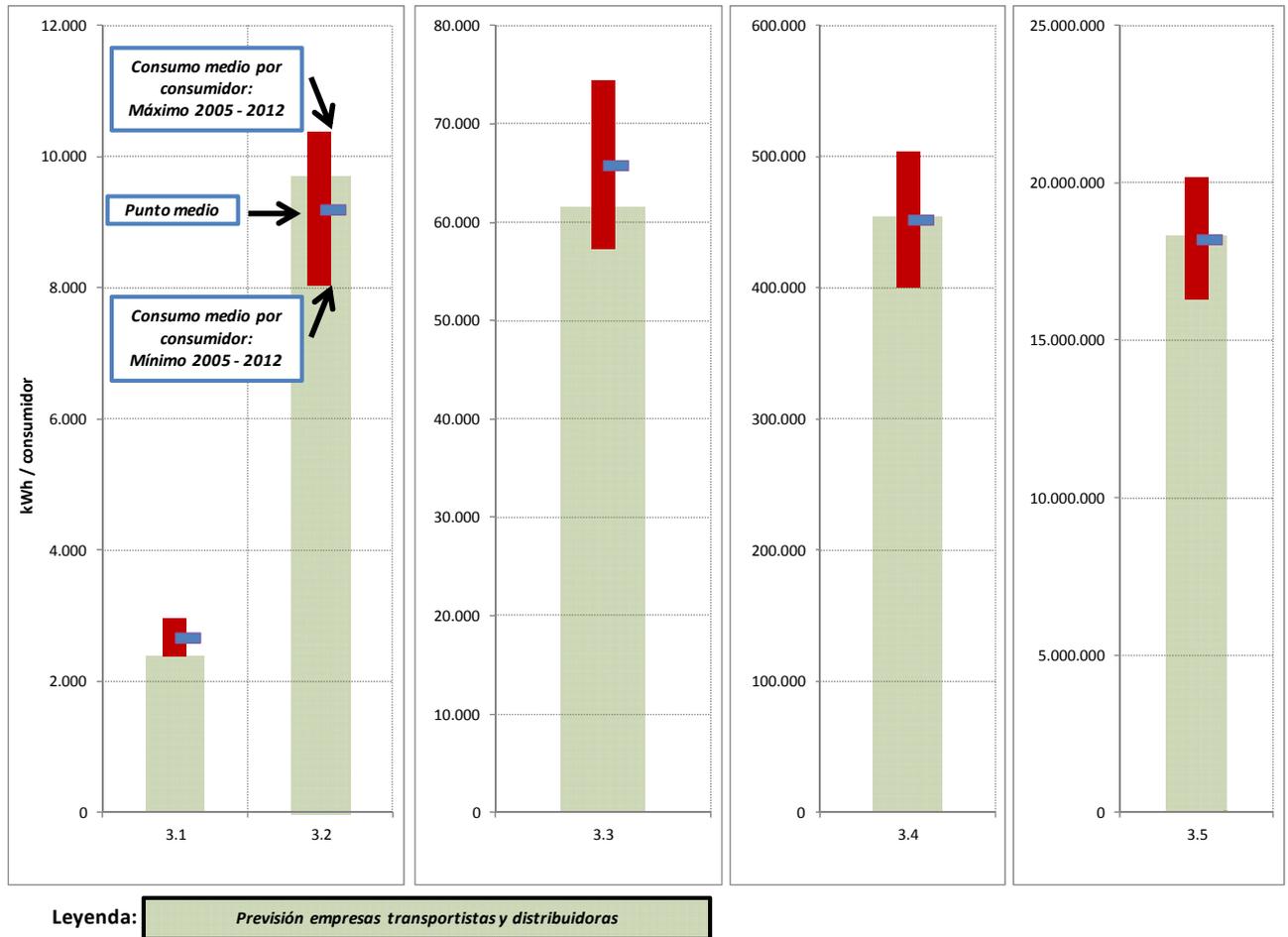
- El GTS estima que el *nº de clientes* acogidos a peajes del grupo 3 se mantendrá en 2012 y aumentará un 2,6% en 2013, mientras que las empresas distribuidoras y transportistas estiman que el *nº de clientes* acogidos a dichos peajes se incrementará un 1,8% en 2012 y un 1,4% en 2013. En consecuencia, el número de consumidores previsto para 2013 por las empresas gasistas es un 0,7% superior (50.208 clientes) al estimado por el GTS.
- En relación con la *demanda* prevista para dichos consumidores, el GTS estima que se incrementará un 7,6% en 2012 y un 4,3% en 2013, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda de este grupo de consumidores se incrementará un 11,6% en 2012, pero se reducirá un 0,5% en 2013. En particular, la demanda estimada para el ejercicio 2013 por las empresas distribuidoras es un 1,04% (727 GWh) inferior a la prevista por el GTS para dicho ejercicio.
- En relación con el *tamaño medio* resultante de considerar las previsiones remitidas por ambos agentes, se observa que según el GTS el tamaño medio del consumidor en 2013 será un 1,8% superior al tamaño medio estimado para 2012. Según las previsiones de las empresas, el tamaño medio del consumidor en 2013 se reducirá un 1,9% respecto del tamaño medio estimado para 2012. El tamaño medio del consumidor para 2013 resultante de las previsiones de las empresas resulta un 1,7% inferior al considerado por el GTS en todos los peajes del grupo 3. Cabe señalar que, ambos agentes estiman que el tamaño medio de los consumidores será superior en 2013 al tamaño medio registrado en el periodo 2005-2012 en todos los peajes, con la excepción del peaje 3.1 y 3.3.

Cabe señalar que, la demanda del grupo 3 es muy sensible a las temperaturas registradas en el sistema, por lo que por un principio de prudencia tarifaria y teniendo en cuenta el ejercicio 2012 puede ser considerado un año frío¹⁰ en el este informe se incluyen las previsiones del grupo 3 de las empresas, si bien en el epígrafe 4.1 se analiza la sensibilidad del escenario de ingresos ante variaciones en la demanda de este tipo de consumidores.

En el Gráfico 5 se muestra el tamaño medio de los clientes por peaje del grupo 3 resultante de las previsiones las empresas transportistas y distribuidoras y el tamaño mínimo, medio y máximo registrado en el periodo 2005-septiembre de 2012. Se observa que mientras que para el peaje 3.2 las previsiones se encuentran en el límite superior del intervalo realmente registrado entre 2005 y 2012, para el resto de peajes se encuentran en el límite inferior del intervalo.

¹⁰ Según la información del GTS presentada en el 42º Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, el año 2012 es el segundo año más frío, después del 2010, en el periodo comprendido entre 2008 y 2010.

Gráfico 5. Consumo medio por cliente. Previsiones de empresas para 2013 vs datos históricos.



Fuente: Empresas gasistas y CNE.

En relación con la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 bis y 2.4 bis¹¹ se han aplicado las mismas hipótesis que las consideradas para el grupo 2, las cuales se detallan a continuación.

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro 3, situado en la página 12 se comparan las previsiones de la demanda de los consumidores conectados a presiones superiores a 4 bar consideradas por el GTS y por las empresas distribuidoras.

En relación con las previsiones consideradas por dichos agentes para los consumidores conectados a presión superior a 60 bar, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 9,2% en 2012 y se reducirá un 1,8% en 2013, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda se incrementará un 5,3% en 2012 y se reducirá un 1,1% en 2013.

En relación con las previsiones consideradas por dichos agentes para los consumidores conectados entre 16 y 60 bar, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se

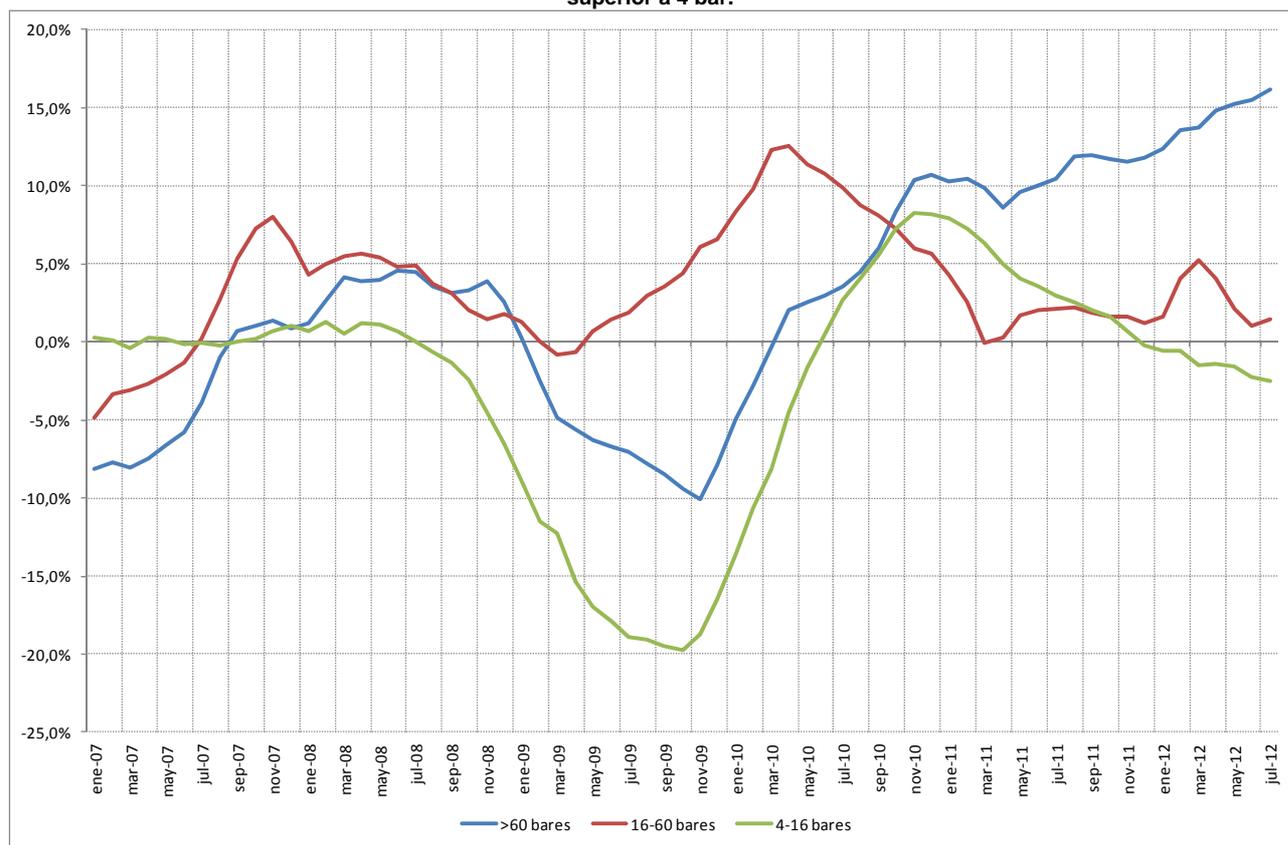
¹¹ Clientes conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar, pero facturados a los peajes del grupo 2.

incrementará un 6,4% en 2012 y se reducirá un 7,7% en 2013, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda se incrementará un 2,2% en 2012 y se reducirá un 5,3% en 2013.

En relación con las previsiones de la demanda de los consumidores conectados entre 16 y 4 bar, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 1,9% en 2012 y un 3,7% en 2013, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda se reducirá un 1,7% en 2012 y se incrementará un 4,5% en 2013.

En el Gráfico 6 se muestra la evolución de la tasa interanual de la demanda convencional de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar. Se observa que, mientras que la tasa de variación interanual de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar a mostrado una senda creciente registrando en julio de 2012 una tasa del 16,2%, el resto de grupos de presión considerados han mostrado una senda decreciente, siendo la tasa de variación interanual de los consumidores conectados entre 16-60 bar del 1,5%, y la tasa de los consumidores conectados a ente 4 y 16 bar del -2,5%.

Gráfico 6. Evolución de la media móvil de 12 meses de la demanda convencional de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar.



Fuente: CNE

Si bien en términos de tasa de variación sobre el cierre del ejercicio 2012 previsto por cada uno de los agentes se observan discrepancias que parecen apuntar a que las empresas consideran un escenario más optimista para 2013, en términos de volumen de energía las previsiones de las empresas para el ejercicio 2013 resultan inferiores a las previsiones del GTS. En consecuencia, por un principio de prudencia tarifaria y teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre la evolución de la economía en 2013, así como el impacto que el proyecto de medidas fiscales

puede tener sobre la demanda de estos consumidores, se incluye en este informe la previsión de las empresas transportistas y distribuidoras.

En el Cuadro 5 se compara las previsiones de la capacidad contratada de la demanda convencional remitidas por el GTS y por el OS para los ejercicios 2012 y 2013. Se observa que ambos agentes estiman que la capacidad contratada evolucionara de forma muy similar en 2012 y en 2013. Así, ambos agentes estiman que la capacidad contratada de estos consumidores se reducirá un 5% en 2012, y se incrementará entre un 1,5% (empresas) y un 1,7% (GTS) en 2013.

En 2012, ambos agentes, estiman que se reducirá la capacidad contratada de todos los niveles de presión, excepto de la capacidad contratada por los consumidores con presión superior a 60 bar, que estiman se incrementará un 2,4%.

En 2013, ambos agentes estiman que se incrementará la capacidad contratada de todos los niveles de presión, excepto para el nivel de presión superior a 60 bar, que estiman se reducirá un 1%.

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, se estima que la tasa de variación acumulada de la capacidad contratada en el periodo enero-julio es del -4,1%, esto es, en línea con las previsiones remitidas por los agentes. Por lo que se ha considerado como mejor escenario de previsión el remitido por las empresas transportistas y distribuidoras.

Cuadro 5. Previsión de la capacidad contratada por la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)

GTS	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2011 (SIFCO)	Previsión de cierre 2012	Previsión 2013	2012 s /2011	2013 s/ 2012
	<i>P>60 bares</i>	217.972	223.257	221.031	2,4%
<i>16<P<60 bares</i>	121.399	112.361	111.722	-7,4%	-0,6%
<i>4<P<16 bares</i>	439.350	411.166	422.295	-6,4%	2,7%
<i>P<4 bares (Sólo 3.5)</i>	32.810	23.383	28.020	-28,7%	19,8%
TOTAL	811.532	770.166	783.068	-5,1%	1,7%

EMPRESAS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2011 (SIFCO)	Previsión de cierre 2012	Previsión 2013	2012 s /2011	2013 s/ 2012
	<i>P>60 bares</i>	217.972	223.257	221.031	2,4%
<i>16<P<60 bares</i>	121.399	109.521	110.302	-9,8%	0,7%
<i>4<P<16 bares</i>	439.350	413.377	422.295	-5,9%	2,2%
<i>P<4 bares</i>	32.810	25.783	29.593	-21,4%	14,8%
TOTAL	811.532	771.938	783.221	-4,9%	1,5%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNE.

3.1.4 Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2013

En el Cuadro 6 se muestran los escenarios de demanda previstos para el cierre de 2012 y para 2013 resultado de las anteriores consideraciones, y los remitidos por el GTS y por las empresas gasistas.

Se estima que la demanda de gas natural se reducirá en el año 2012 un 3,5%, siendo dicha variación superior a la prevista por el GTS para dicho año (-2,0%), pero inferior a la variación prevista por las empresas distribuidoras y transportistas (-5,4%). Adicionalmente, se estima que la demanda en 2013 se reducirá un 3,9% sobre la prevista en el ejercicio 2012, siendo dicha variación superior a la tasa prevista por el GTS (-0,8%) e inferior a la prevista por las empresas distribuidoras y transportistas (+5,2%).

Cuadro 6. Comparación de los escenarios de demanda previstos por los agentes para el cierre de 2012 y 2013. (GWh)

	Escenario previsto			GTS		Empresas	
	2011 (SIFCO)	Cierre 2012	2013	Cierre 2012	2013	Cierre 2012	2013
Grupo 1	158.206	137.855	125.533	140.521	134.047	131.888	146.421
Grupo 2	140.905	142.294	141.550	147.114	148.496	140.958	145.935
Firme	139.135	140.807	140.149	145.495	146.972	139.470	144.534
Art. 9 ECO/32/2004	1.770	1.487	1.401	1.619	1.524	1.487	1.401
Grupo 3	62.117	69.314	68.981	66.823	69.708	69.314	68.981
Total T&D	361.229	349.463	336.064	354.457	352.251	342.159	361.337
Suministro GNL directo a cliente final	13.233	12.041	11.336	12.678	12.116	12.041	11.336
Total Demanda	374.462	361.504	347.400	367.135	364.367	354.200	372.674

	Escenario previsto		GTS		Empresas	
	Tasa de variación		Tasa de variación		Tasa de variación	
	2012 s/2011	2013 s/2012	2012 s/2011	2013 s/2012	2012 s/2011	2013 s/2012
Grupo 1	-12,9%	-8,9%	-11,2%	-4,6%	-16,6%	11,0%
Grupo 2	1,0%	-0,5%	4,4%	0,9%	0,0%	3,5%
Firme	1,2%	-0,5%	4,6%	1,0%	0,2%	3,6%
Art. 9 ECO/32/2004	-16,0%	-5,8%	-8,6%	-5,9%	-16,0%	-5,8%
Grupo 3	11,6%	-0,5%	7,6%	4,3%	11,6%	-0,5%
Total T&D	-3,3%	-3,8%	-1,9%	-0,6%	-5,3%	5,6%
Suministro GNL directo a cliente final	-9,0%	-5,9%	-4,2%	-4,4%	-9,0%	-5,9%
Total Demanda	-3,5%	-3,9%	-2,0%	-0,8%	-5,4%	5,2%

Fuente: GTS, empresas transportistas y distribuidoras y CNE

En el Cuadro 7 se muestran las variables de facturación previstas por la CNE para el año 2013 resultante de considerar las hipótesis anteriormente descritas.

Cuadro 7. Previsión de nº clientes, capacidad contratada y consumo previsto para 2013

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)
Grupo 1	125.533	106	911.351	38%
Grupo 2	141.550	4.347	622.616	62%
Firme	140.149	3.870	614.824	62%
Art. 9 ECO/32/2004	1.401	477	7.792	49%
Grupo 3	68.981	7.451.846	522.954	36%
Grupo 4 (Interrumpible)	0	0	0	
Total T&D	336.064	7.456.299	2.056.921	45%
Suministro GNL directo a cliente final	11.336			
Total Demanda	347.400			

Fuente: GTS, empresas transportistas y distribuidoras y CNE

Se incluye como Anexo I del presente documento, detalle del nº de clientes, capacidad contratada y consumo previsto para 2013, desagregado por tipo de consumidor (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de consumidores).

En relación con la previsión de demanda, capacidad contratada y número de clientes acogidos a los peajes interrumpibles, se indica que el GTS estima que a 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2013, ningún consumidor se encontrará acogidos a dichos peajes interrumpibles. Por el contrario, las empresas transportistas y distribuidoras han estimado que a 31 de diciembre de 2012 y a 31 de diciembre de 2013, la capacidad contratada interrumpible será de 60 GWh/día.

El pasado 20 de junio de 2012 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía la solicitud de informe de la Dirección General de Política Energética y Minas sobre la Propuesta de modificación de la Resolución de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

Dicha propuesta establece una oferta de 17,5 GWh/día de caudal interrumpible para el conjunto del sistema, frente a los 150 GWh/día de caudal interrumpible que se había establecido para los ejercicios anteriores. Ello supone una reducción del 88% en comparación con años precedentes, al ofertar interrumpibilidad únicamente en los gaseoductos estructuralmente saturados, en aplicación del nuevo criterio del artículo 11 de la Orden IET/3587/2011.

La citada propuesta estimaba necesario ofertar peaje interrumpible en las siguientes zonas: el ramal de Villapresente, las redes de distribución de Avilés-Gijón, las redes de distribución de Lugo, la red de distribución de Valle de Arratia, y la red de distribución de Zaldibia-Amezketta¹².

¹²La propuesta de Orden incluía capacidad interrumpible asociada a la red prelitoral-45 bar en Montmeló y en el gasoducto sea line. No obstante, el transportista indicó en sus alegaciones que se han puesto en 29 de noviembre de 2012

De las zonas anteriores todas, excepto la red de distribución de Zaldibia-Amezketeta, fueron objeto de oferta de peaje interrumpible para el periodo 2011 – 2012, siendo únicamente asignada capacidad interrumpible, en la red de distribución de Avilés-Gijón (0,575 GWh/día habiéndose ofertado 4 GWh/día), en el Ramal de Villapresente (5 GWh/día la totalidad de lo ofertado¹³).

Teniendo en cuenta, las consideraciones anteriores, y que a la fecha de emisión del presente informe no ha sido publicada la Resolución que regula la aplicación de la interrumpibilidad entre octubre de 2012 y septiembre de 2013, se ha considerado que a 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2013, ningún consumidor se encontrará acogidos a dichas tarifas interrumpibles. Por lo tanto, las previsiones de consumo, caudal y nº de clientes de los peajes interrumpibles remitidas por las empresas se han incorporado en el peaje firme asociado.

3.2 Previsión de utilización de los almacenamientos subterráneos y necesidades de regasificación previstas para el ejercicio 2013

De forma coherente al escenario de demanda previsto para 2013 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, considerando las siguientes hipótesis.

- La demanda prevista para determinar el escenario de regasificación es el resultado de sumar la demanda prevista para 2013 (incluyendo la previsión de exportaciones realizada por el GTS) incrementada por las mermas correspondientes, el saldo inyección – extracción previsto para 2013, excluyendo la demanda prevista por los consumidores acogidos al peaje temporal de materia prima¹⁴.
- La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, determina la previsión de carga en cisternas para 2013.
- El resto de la demanda puede abastecerse mediante GN o GNL. Se ha considerado el mismo reparto GN/GNL que el previsto por el GTS para 2013, esto es se ha considerado que el 40% de la demanda se abastecerá mediante GN.
- Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se distribuyen dichas cantidades por planta de regasificación en función de la información aportada por el GTS.
- El caudal contratado de regasificación para cada una de las plantas de sistema se calcula aplicando el factor de carga previsto para el ejercicio 2012 por el GTS, una vez comprobado que la información aportada por el GTS es coherente con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.
- Como mejor previsión del volumen de almacenamiento de GNL para 2013 se ha considerado el volumen promedio almacenado entre agosto 2011 y julio de 2012. De acuerdo con dicho procedimiento se estima que el nº de días de almacenamiento será de 8,82 días. El almacenamiento de GNL previsto resulta en un 24% y un 32% inferior al estimado por el GTS y por los propietarios de las plantas de regasificación, respectivamente.

funcionamiento las instalaciones a cuya entrada en funcionamiento se vincula la oferta de dicho peajes, por lo que no incluyen en esta consideración.

¹³ La propuesta de Resolución disminuye la necesidad de asignación interrumpible a 4,5 GWh/día en dicho ramal.

¹⁴ La Disposición Adicional primera de la Orden IET/3587/2012 establece que el peaje temporal de materia prima incluye el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación, por lo que con objeto de no considerar dos veces la demanda de los consumidores acogidos a dicho peaje temporal no se ha considerado dicha demanda a la hora de estimar las necesidades de regasificación.

- De acuerdo con la información remitida por el GTS se estiman que en 2013 se realizarán 24 operaciones de trasvase de planta a buque, trasvasándose la cantidad de 21.490 GWh.
- El volumen a descargar en cada una de las plantas se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación y la previsión de trasvase de GNL a buque. El nº de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los barcos previsto por el GTS para el 2012.

En el Cuadro 8 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2013 resultante de las consideraciones anteriores.

Cuadro 8. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2013 a efecto del cálculo de los ingresos previstos para 2013.

	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	
Regasificación	751.637	189.618	

	Nº de buques	GWh descargados de buques	
Descarga de buques	265	223.396	
Barcelona	60	50.962	
Cartagena	31	28.468	
Huelva	68	51.529	
Bilbao	40	37.124	
Sagunto	45	38.051	
Mugardos	21	17.260	

	Nº de buques	GWh descargados de buques	
Trasvase de GNL a buque	24	21.490	

	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	
Carga en cisternas	44.148	12.110	

	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	
Almacenamiento de GNL	8,82	6.629.360	

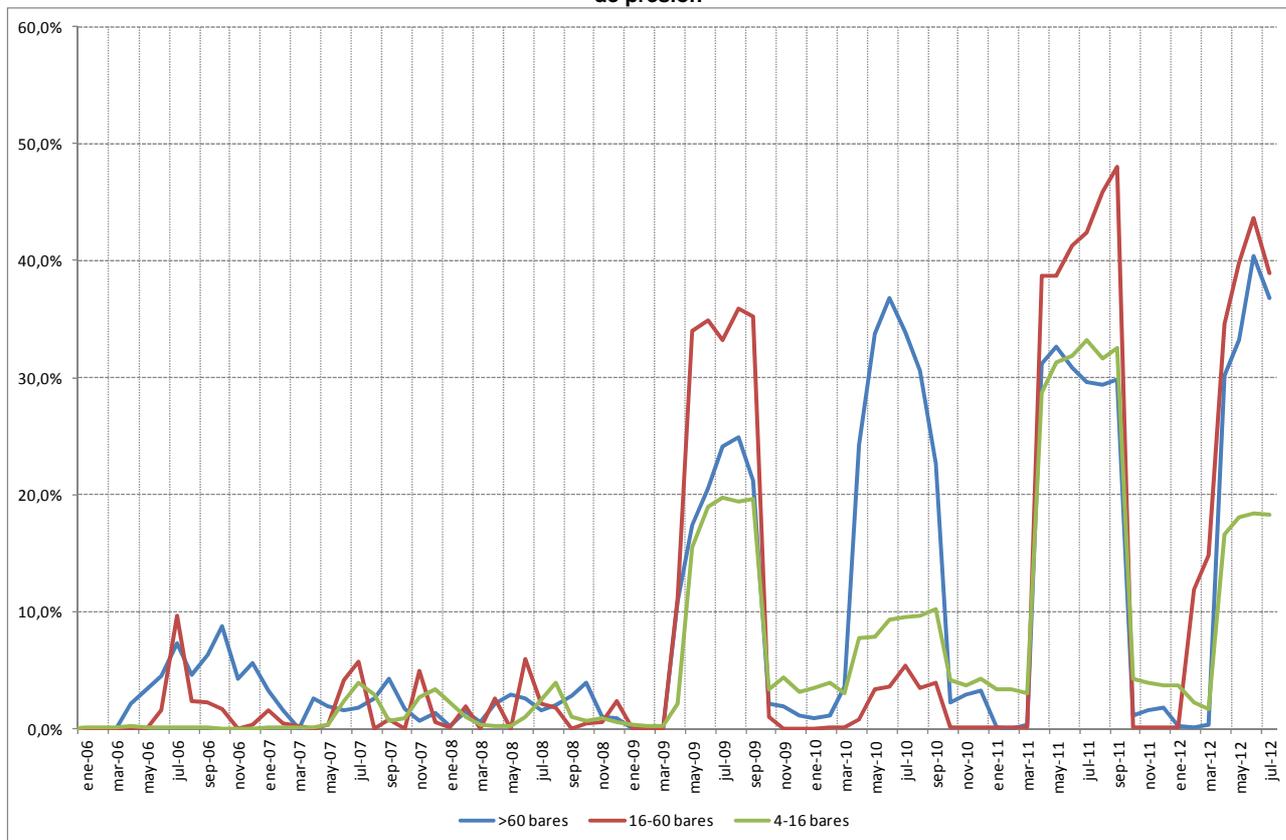
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
Almacenamiento de GN	28.623	13.193	11.937

Fuente: GTS, empresas y CNE.

3.3 Contratos de duración inferior a 1 año

En el Gráfico 7 se muestra el porcentaje, en términos de energía, que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total de cada nivel de presión.

Gráfico 7. Porcentaje en términos de energía que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total por nivel de presión



Fuente: CNE

Se observa, que hasta 2009, el porcentaje que suponían dichos contratos sobre el total de cada nivel de presión se mantenía entre el 0 y el 5%. No obstante, la modificación introducida por la Orden ITC/3802/2008, permitiendo la simultaneidad en un mismo punto de suministro de un contrato de corto y largo plazo, ha supuesto un incremento muy sustancial de dichos contratos llegando a alcanzar durante los meses de verano el 40% de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar.

En consecuencia, se hace necesario desagregar la previsión de demanda para 2013 entre demanda de largo plazo y demanda de corto plazo, con objeto de ajustar la estimación de los ingresos previstos para dicho ejercicio.

No obstante lo anterior, se considera necesario señalar la dificultad de realizar una previsión sobre la demanda de los contratos de corto plazo para dicho ejercicio, como consecuencia de las propias características de dichos contratos, y las modificaciones introducidas en los coeficientes aplicables a este tipo de contratos por la Orden IET/849/2012.

En el Cuadro 9 se muestra la previsión de contratos de duración inferior a 1 año, resultante de considerar las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras.

Se observa que el porcentaje de contratos a corto plazo previsto por las empresas distribuidoras y transportistas para 2013 para el grupo 1 se sitúa en el 16%, ligeramente inferior al porcentaje registrado durante los últimos 12 meses (agosto 2011 – julio 2012) que se sitúa en el 17%, e inferior al registrado en 2011 (19%).

Asimismo, el porcentaje de demanda abastecida mediante contratos de corto plazo del grupo 2, previsto para 2013, se sitúa en el 12%, inferior al registrado entre agosto de 2011 y julio de 2012 (17%).

Cuadro 9. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión 2013 (GWh)

	TOTAL	Corto Plazo	%
Grupo 1	125.533	19.473	16%
Grupo 2	141.550	16.580	12%
Firme	140.149	16.577	12%
Art. 9 ECO/32/2004	1.401	2	
Grupo 3	68.981	123	0%
Grupo 4 (Interrumpible)	0	0	
Total T&D	336.064	36.176	11%
Regasificación	189.618	8.479	4%
Carga en Cisternas	12.110	623	5%

Fuente: Empresas y CNE.

3.4 Reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema

La reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema se ha estimado diferenciando las entradas por gasoducto y plantas de regasificación. En particular, se ha considerado como mejor estimación de la reserva de capacidad contratada desde las plantas de regasificación, la capacidad contratada de regasificación prevista para 2013.

Asimismo, se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada en las entradas a través de las conexiones por gasoducto, la resultante de considerar la previsión de entradas por conexiones internacionales considerada a la hora de estimar las necesidades de regasificación, y el factor de carga registrado para dichas entradas entre agosto de 2011 y julio de 2012 (84%), según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

4 INGRESOS PREVISTOS PARA 2013

En el Cuadro 11¹⁵ se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2013 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año a los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/849/2012, habiéndose considerado adicionalmente las siguientes hipótesis:

- Plantas Satélite: se han aplicado las condiciones de facturación establecidas en la disposición adicional tercera de la Orden IET/3587/2011, en la redacción dada por la

¹⁵ Se incluye como Anexo II del presente documento, detalle del escenario de facturación previsto para 2013.

Orden IET/849/2012. Asimismo, para estos consumidores no se ha considerado facturación en concepto de reserva de capacidad, por no hacer uso de las instalaciones de entrada de gas natural a la red de transporte.

- **Capacidad de regasificación:** se ha aplicado a la capacidad contratada por planta el factor de utilización de la capacidad contratada registrado entre junio de 2011 y agosto de 2012, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Esto es, un 86%.
- **Reserva de capacidad:** se ha aplicado a la capacidad contratada de reserva de capacidad el factor de utilización registrado entre junio de 2011 y agosto de 2012, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Esto es, un 89%.
- **Capacidad facturada por grupo tarifario:** teniendo en cuenta la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas para el periodo comprendido junio de 2011 y agosto de 2012, se han aplicado los factores de utilización de la capacidad contratada que figuran en el Cuadro 10. Cabe destacar que de acuerdo la información de dicha base de datos tanto en 2011 como durante los últimos 12 meses el factor de utilización de la capacidad contratada de los consumidores del grupo 2.bis, es sistemáticamente superior al 100% (111% en 2011 y 116% en los últimos 12 meses), por lo que se ha considerado un factor del 110%.

Cuadro 10. Factor de utilización del caudal contratado considerado en el escenario de facturación.

		Demanda Convencional	Demanda destinada a generación eléctrica
Grupo 1		98%	88%
Grupo 2	16<P<60 bares	95%	95%
	4<P<16 bares	99%	95%
	Art. 9 ECO/32/2004	110%	
Grupo 4 (Interrumpible)		-	-
Regasificación		86%	
Reserva de Capacidad		89%	

Fuente: CNE

- **Demanda de corto plazo:** para calcular los ingresos previstos en 2013 se ha tenido en cuenta el impacto de los contratos de corto plazo. En particular, se ha minorado los ingresos en la cantidad de 26 M€.
- **Otros ingresos:** se ha considerado como mejor previsión de los ingresos en concepto de venta de condensados la incluida en el cálculo de "Previsión de la desviación esperada sobre las retribuciones acreditadas para el sector gasista en el año 2012", esto es, 2.465 miles de €.

No se han considerado ingresos por penalizaciones por desbalances de GNL en planta, AOC y EO, ni ingresos por subasta de almacenamiento subterráneo debido a que en el momento de elaboración del presente informe su importe es desconocido o de difícil previsión. Asimismo, no se han considerado ingresos resultantes de aplicar el peaje interrumpible a las conexiones internacionales.

El importe por dichos conceptos considerado en el cálculo de la "Previsión de la desviación esperada sobre las retribuciones acreditadas para el sector gasista en el año 2012" ha sido de 1.233,97 miles de euros.

Cuadro 11. Ingresos previstos para 2013 resultado de facturar las variables de facturación previstas para 2013.

Facturación (Miles de €)	
(A). Actividad de Regasificación	315.502
<i>Peaje de descarga de buques</i>	18.095
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	16.557
<i>Peaje de regasificación</i>	167.545
<i>Almacenamiento GNL</i>	76.637
<i>Trasvase de GNL a buque</i>	36.668
(B). Almacenamiento Subterráneo	145.950
(C). Transporte y Distribución	2.549.701
<i>Reserva de Capacidad</i>	139.137
<i>Término de conducción</i>	2.410.564
(D). Otros Ingresos	51.231
<i>Peajes de Transito Internacional</i>	48.766
<i>Ventas de Condensados</i>	2.465
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	3.062.383

Fuente: CNE

4.1 Análisis de sensibilidad de los ingresos a variaciones de la demanda

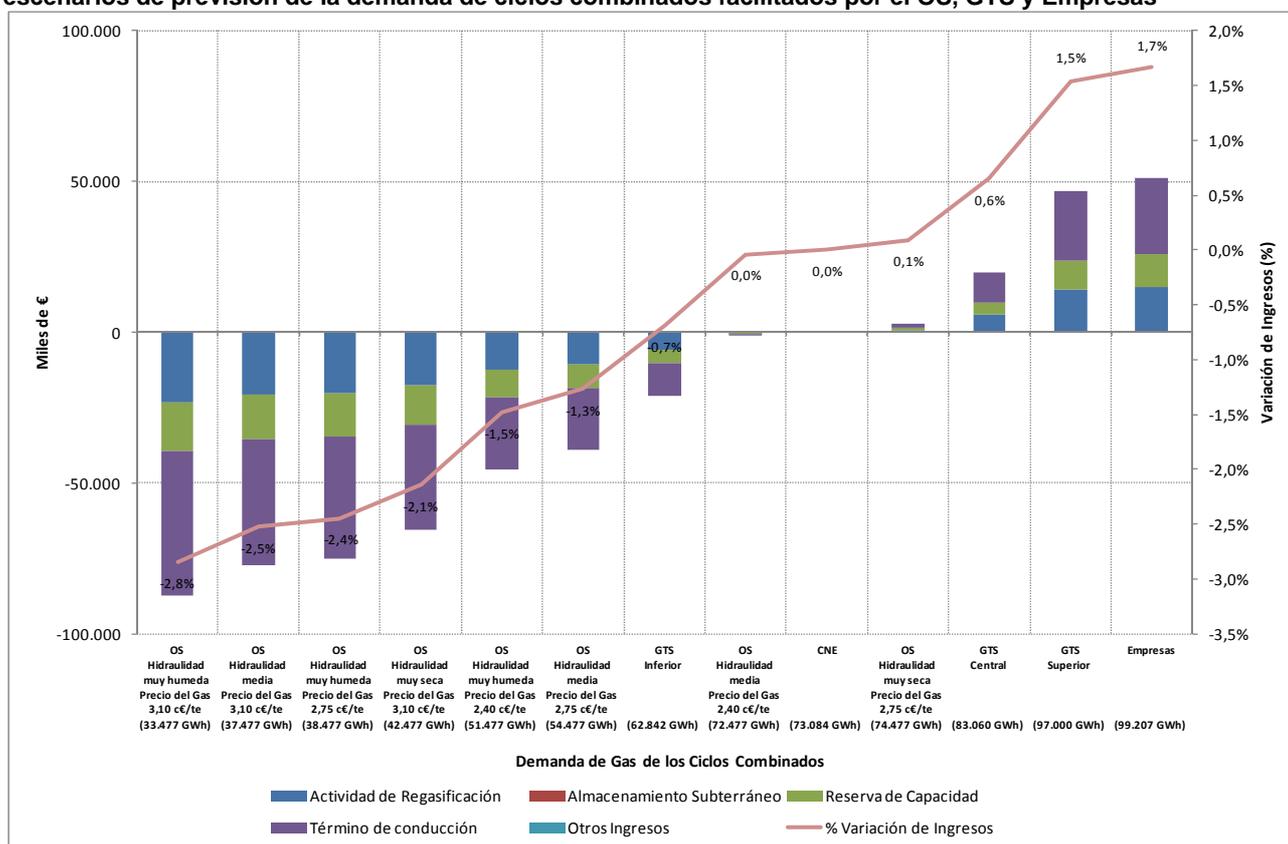
Teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural, se ha analizado la sensibilidad del escenario de ingresos ante distintos escenarios de demanda eléctrica. En particular:

- Si se considerara la demanda de ciclos combinados del escenario central previsto por el GTS, manteniendo el resto de hipótesis consideradas los ingresos previstos para 2013

- serían de 3.082.622 miles de € (19.294 miles de € superior al considerado por esta Comisión).
- Si se considerara como demanda de ciclos combinados el escenario central previsto por el OS, manteniendo el resto de hipótesis consideradas los ingresos previstos para 2013 serían de 3.021.982 miles de € (41.346 miles de € inferior al considerado por esta Comisión).

Adicionalmente, en Gráfico 8 se presenta el impacto sobre los ingresos del sistema de considerar cada uno de los escenarios de previsión de la demanda de los ciclos combinados remitidos por los distintos agentes, manteniendo el resto de hipótesis consideradas. En el escenario más desfavorable de consumo de ciclos combinados (33,4 TWh, escenario inferior del OS) los ingresos del sistema se reducirían en 87,1 M€, mientras que en el caso más favorable de consumo de ciclos combinados (99,2 TWh, previsión de las empresas) los ingresos del sistema aumentarían en 51,1 M€.

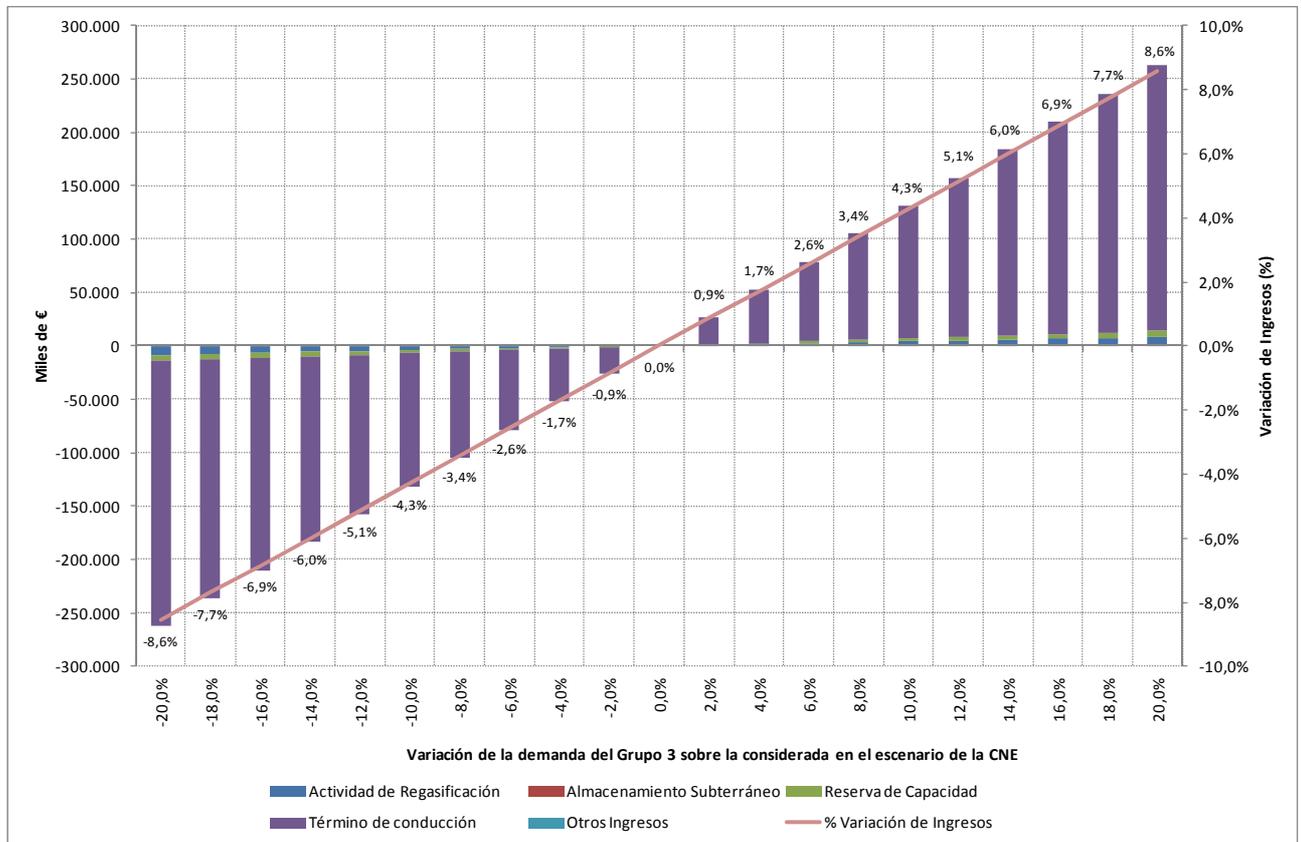
Gráfico 8. Impacto sobre el escenario de ingresos previsto para 2013 de considerar los distintos escenarios de previsión de la demanda de ciclos combinados facilitados por el OS, GTS y Empresas



Fuente: OS, GTS, Empresas y CNE

Finalmente, en el Gráfico 9 se presenta la sensibilidad del escenario de ingresos previsto por la CNE ante variaciones de la demanda del Grupo 3, considerando, en todos los casos, las hipótesis descritas anteriormente. Se indica que la variación de la demanda del Grupo 3, supone una modificación de las necesidades de regasificación, y en consecuencia una modificación de los ingresos por descarga y regasificación, así como una modificación de la capacidad de entrada al sistema y en consecuencia de los ingresos por reserva de capacidad asociados.

Gráfico 9. Impacto sobre el escenario de ingresos previsto para 2013 de una variación de la demanda prevista para el Grupo 3.



Fuente: CNE

Se observa que, un desvío en la previsión del 10% de la demanda del grupo 3 supone una variación de los ingresos previstos para 2013 del 4,3%, a los precios establecidos en la Orden IET/849/2012. Es decir, si la demanda real del grupo 3 para el ejercicio 2013 fuera un 10% inferior a la demanda considerada en el presente informe, los ingresos serían 131 M€ inferiores a los previstos. Cabe destacar el gran impacto que tiene la demanda del grupo 3 en la determinación de los ingresos previstos, por lo que es especialmente importante ajustar las previsiones de demanda de este tipo de consumidores.

**ANEXO I:
ESCENARIO DE DEMANDA EN
CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA
2013**

				Previsión año 2013															
				Ciclos combinados			Centrales térmicas			Plantas Satélite			Resto (1)			TOTAL			
Presión	Código	Tarifa/Peaje	Volumen	Volumen	Cilientes	Capacidad contratada	Volumen	Cilientes	Capacidad contratada	Volumen	Cilientes	Capacidad contratada	Volumen	Cilientes	Capacidad contratada	Volumen	Cilientes	Capacidad contratada	
				MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	
TOTAL GRUPO 1				60.384.360	34	676.285.996	729.663	4	14.033.333	0	0	0	57.765.346	66	200.931.484	118.879.369	104	891.250.813	
GRUPO 1				60.384.360	34	676.285.996	729.663	4	14.033.333	0	0	0	57.765.346	66	200.931.484	118.879.369	104	891.250.813	
P>60 bares	101	1.1	<200.000	756.687	7	1.500.000	0	1	1.516.667	0	0	0	1.125.363	17	5.945.920	1.885.950	25	8.962.587	
	102	1.2	<1.000.000	24.840	1	20.591.000	729.663	3	12.516.667	0	0	0	16.042.016	29	54.579.564	16.796.519	32	87.697.232	
	103	1.3	>1.000.000	59.602.833	27	654.194.996	0	0	0	0	0	0	40.594.967	21	140.406.000	100.197.800	47	794.600.996	
TOTAL GRUPO 2				12.699.146	4	80.727.750	120.915	1	1.500.000	7.425	2	31.000	128.722.268	4.340	540.357.573	141.549.755	4.347	622.616.323	
GRUPO 2				12.699.146	4	80.727.750	0	0	0	0	0	0	28.814.773	134	110.301.957	41.513.919	138	191.029.707	
16<P<60 bares	201	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.667	8	16.474	1.667	8	16.474	
	202	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55.399	26	411.449	55.399	26	411.449	
	203	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	475.189	32	2.216.236	475.189	32	2.216.236	
	204	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	944.379	19	4.328.445	944.379	19	4.328.445	
	205	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.359.299	33	36.158.900	9.359.299	33	36.158.900	
	206	2.6	>500.000	12.699.146	4	80.727.750	0	0	0	0	0	0	17.978.839	16	67.172.454	30.677.985	20	147.900.204	
GRUPO 2				0	0	0	120.915	1	1.500.000	0	0	0	98.513.886	3.731	422.294.544	98.634.801	3.732	423.794.544	
4<P<16 bares	201	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	161.949	724	1.178.359	161.949	724	1.178.359	
	202	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.689.242	1.310	13.103.961	2.689.242	1.310	13.103.961	
	203	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.524.876	972	70.619.845	12.524.876	972	70.619.845	
	204	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22.215.195	462	106.255.157	22.215.195	462	106.255.157	
	205	2.5	<500.000	0	0	120.915	1	1.500.000	0	0	0	0	50.591.610	251	197.752.159	50.712.525	252	199.252.159	
	206	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.351.015	12	33.385.062	10.351.015	12	33.385.062	
GRUPO 2 BIS				0	0	0	0	0	0	7.425	2	31.000	1.393.610	475	7.761.072	1.401.035	477	7.792.072	
P<4 bares (2)	222	2.2.bis	<5.000	0	0	0	0	0	0	3.198	1	0	683.366	381	3.443.183	686.564	382	3.443.183	
	223	2.3.bis	<30.000	0	0	0	0	0	0	4.227	1	31.000	710.244	95	4.317.888	714.471	96	4.348.888	
TOTAL INTERRUPTIBLES				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO A				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P>60 bares	401	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	402	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	403	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<60 bares	404	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	405	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	406	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares	407	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	404	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	405	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRUPO B	406	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	407	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	411	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P>60 bares	412	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	413	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	414	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<60 bares	415	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	416	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	417	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares	414	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	415	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	416	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
417	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x				0	0	0	0	0	0	751.360	67.203	5.952.325	68.229.966	7.384.643	517.001.752	68.981.326	7.451.846	522.954.077	
GRUPO 3				0	0	0	0	0	0	751.360	67.203	5.952.325	68.229.966	7.384.643	517.001.752	68.981.326	7.451.846	522.954.077	
P<4 bar (3)	301	3.1	<5	0	0	0	0	0	0	32.617	46.824	802.685	9.313.484	3.909.691	70.937.240	9.406.101	3.956.515	71.739.925	
	302	3.2	<50	0	0	0	0	0	0	191.198	19.802	1.592.398	33.024.499	3.406.461	253.288.725	33.215.997	3.426.263	284.661.133	
	303	3.3	<100	0	0	0	0	0	0	11.506	208	90.481	1.444.932	23.477	11.028.382	1.456.438	23.685	11.118.862	
	304	3.4	100 < C <= 30.000	0	0	0	0	0	0	213.270	360	1.633.232	20.287.029	44.782	154.008.001	20.500.299	45.141	155.641.233	
305	3.5 (4)	>30.000	0	0	0	0	0	0	242.769	9	1.833.619	4.160.022	232	27.759.405	4.402.792	241	29.633.024		
PEAJE DE MATERIA PRIMA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.653.591	2	20.100.000	6.653.591	2	20.100.000	
Suministro GNL Directo a cliente final				0	0	0	0	0	0	11.336.088	0	0	0	0	0	0	11.336.088	0	0
TOTAL GAS DE EMISION				73.083.506	38	757.013.746	850.578	5	15.533.333	12.094.873	67.205	5.963.325	261.371.171	7.389.051	1.278.390.809	347.400.129	7.456.291	2.056.921.212	

ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA 2013

Orden IET/849/2012

1. Peaje de Regasificación

	MWh Regasif.	Caudal (MWh/día/mes)	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	201.668.233	751.400	73,5%	167.688	34.509	202.197	0,1003
Peaje de descarga de buques	223.335.802			6.725	11.370	18.095	0,0081
Peaje de carga en cisternas	12.110.049			14.584	1.973	16.557	0,1367
Peaje de regasificación	189.558.184			146.379	21.166	167.545	0,0884
Descarga + Regasificación	189.558.184					182.904	0,0965
Descarga + Carga en cisternas	12.110.049					17.538	0,1448

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	25.130.919	28.623	141.167	4.783	145.950	0,5808

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	6.629.360		76.637	76.637	1,1560

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	118.879.369	104	891.250.813	50.254	335.312	385.566	0,3243
Firme	118.879.369	104	891.250.813	50.254	335.312	385.566	0,3243
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	0	
Grupo 2	141.549.755	4.347	622.616.323	59.837	412.468	472.304	0,3337
Firme	140.148.720	3.870	614.824.251	59.245	393.929	453.174	0,3234
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	0	
Art. 9 ECO/32/2004	1.401.035	477	7.792.072	591	18.539	19.130	1,3654
Grupo 3	68.981.326	7.451.846	522.954.077	29.046	1.661.515	1.690.561	2,4508
Materia Prima	6.653.591	2	20.100.000	0	1.270	1.270	0,0191
Total T&D	336.064.041	7.456.299	2.056.921.212	139.137	2.410.564	2.549.701	0,7587

Total Acceso	336.064.041					2.974.485	0,8851
---------------------	--------------------	--	--	--	--	------------------	---------------

5. Otros peajes y cánones

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Trasvase de buques						36.668	
Peajes de Transito Internacional						48.766	0,3832
Resultado Subasta AA.SS	12.724.259		135.334.825	11.935	36.830	2.465	
Venta Condensados							
Total otros peajes y cánones	12.724.259					87.898	0,6908
Total	348.788.300					3.062.383	0,8780

ANEXO II

VARIACIONES EN LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN

Las variaciones introducidas en los peajes y cánones de los servicios básicos de regasificación, almacenamiento subterráneo y transporte y distribución sobre los establecidos en la Orden IET/849/2012 se resumen en el siguiente cuadro.

	Orden IET/849/2012			Propuesta OM 2013			% variación propuesta OM 2013 sobre Orden ITC/849/2012		
Regasificación									
	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo	Término fijo	Término variable
Peaje de regasificación	1,8981		0,0112	1,9607		0,0116	3,3%		3,6%
Peaje de descarga de buques									
Barcelona		16.442	0,0034	16.985		0,0035		3,3%	2,9%
Huelva		32.885	0,0066	33.970		0,0068		3,3%	3,0%
Cartagena		32.885	0,0066	33.970		0,0068		3,3%	3,0%
Sagunto		32.885	0,0066	33.970		0,0068		3,3%	3,0%
Mugardos		16.442	0,0034	16.985		0,0035		3,3%	2,9%
Bilbao		16.442	0,0034	16.985		0,0035		3,3%	2,9%
Peaje de carga de cisternas									
Canon de almacenamiento GNL			Término variable Tv c€/MWh/día 3,1672			Término variable Tv c€/MWh/día 3,2717			Término variable 3,3%
Peaje de trasvase de GNL a buques		Término fijo €/operación 171.153	Término variable c€/kWh 0,1513		Término fijo €/operación 176.801	Término variable c€/kWh 0,1563		Término fijo 3,3%	Término variable 3,3%
Puesta en frío		171.153	0,1513	70.000	0,1563		-59,1%		3,3%
Almacenamiento Subterráneo									
	Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (TV): c€/kWh		Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (TV): c€/kWh		Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (TV): c€/kWh	
		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción
Canon de almacenamiento subterráneo	0,04110	0,02440	0,01310	0,04110	0,02440	0,01310	0,00%	0,00%	0,00%
Transporte y Distribución									
1. Término Reserva de Capacidad	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes 1,0499			Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes 1,0845			Término fijo 3,30%		
2. Término de Conducción	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes	Término fijo Ttj c€/consumidor/mes	Término variable Tvj c€/kWh	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes	Término fijo Ttj c€/consumidor/mes	Término variable Tvj c€/kWh	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable
Peaje 1 (P>60 bar)									
1.1	3,3449		0,0820	3,4553		0,0847	3,3%		3,3%
1.2	2,9882		0,0660	3,0868		0,0682	3,3%		3,3%
1.3	2,7736		0,0595	2,8651		0,0615	3,3%		3,4%
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)									
2.1	24,4917		0,1872	25,2999		0,1934	3,3%		3,3%
2.2	6,6474		0,1493	6,8668		0,1542	3,3%		3,3%
2.3	4,3525		0,1209	4,4961		0,1249	3,3%		3,3%
2.4	3,9884		0,1085	4,1200		0,1121	3,3%		3,3%
2.5	3,6668		0,0951	3,7878		0,0982	3,3%		3,3%
2.6	3,3728		0,0825	3,4841		0,0852	3,3%		3,3%
Peaje 2 bis (P<=4 bar)									
2.2 bis	15,4300		0,3500	17,5300		0,3977	13,6%		13,6%
2.3 bis	11,8200		0,3300	17,5300		0,3977	48,3%		20,5%
Peaje 3 (P<= 4 bar)									
3.1		2,45	2,7886		2,53	2,8806		3,3%	
3.2		5,60	2,1234		5,78	2,1935		3,2%	
3.3		52,49	1,5140		54,22	1,5640		3,3%	
3.4		78,37	1,2135		80,96	1,2535		3,3%	
3.5	5,7352		0,1486	5,9245		0,1535	3,3%		3,3%

Las variaciones de los términos fijos y variables de los peajes interrumpibles de la Propuesta de Orden se muestran en el siguiente Cuadro.

	Propuesta OM 2013				Orden IET/849/2012				% variación propuesta OM 2013 sobre Orden ITC/849/2012				
	Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Término Fijo		Término variable		
	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	
Peaje 1 Int (P > 60 bar)													
4.1	2,418710	1,727650	0,059290	0,042350	2,341430	1,672450	0,057400	0,041000	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
4.2	2,160760	1,543400	0,047740	0,034100	2,091740	1,494100	0,046200	0,033000	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
4.3	2,005570	1,432550	0,043050	0,030750	1,941520	1,386800	0,041650	0,029750	3,3%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%
Peaje 2 Int (4 < P ≤ 60 bar)													
4.4	3,147270	2,248050	0,087430	0,062450	3,046750	2,176250	0,084630	0,060450	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
4.5	2,884000	2,060000	0,078470	0,056050	2,791880	1,994200	0,075950	0,054250	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
4.6	2,651460	1,893900	0,068740	0,049100	2,566760	1,833400	0,066570	0,047550	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
4.7	2,438870	1,742050	0,059640	0,042600	2,360960	1,686400	0,057750	0,041250	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%

Descuento frente a peajes firmes													
	Propuesta OM 2013				Orden IET/849/2012								
	Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Término Fijo		Término variable		
	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	
Peaje 1 Int (P > 60 bar)													
4.1	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-50%
4.2	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-50%
4.3	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-50%
Peaje 2 Int (4 < P ≤ 60 bar)													
4.4	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-50%
4.5	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-50%
4.6	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-50%
4.7	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-50%

Las variaciones del peaje temporal de materia prima son las siguientes:

	Término fijo T _{ij} c€/kWh/día/mes	Término fijo T _{ij} c€/consumidor/mes	Término variable Tv _{ij} c€/kWh	Término fijo T _{ij} c€/kWh/día/mes	Término fijo T _{ij} c€/consumidor/mes	Término variable Tv _{ij} c€/kWh	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable
Peaje temporal para antiguos usuarios de materia prima	0,3664		0,0058	2,6109		0,0413	612,6%		612,1%

ANEXO III CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

1 COMENTARIOS PARTICULARES SOBRE ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

1.1.1 Previsión de Desvíos de Cierre del Ejercicio 2012

En la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden Ministerial, el MIET indica que *“Al igual que se realizó en la elaboración de los peajes de acceso del año 2012, este año tampoco se ha considerado esta partida en los cálculos de los peajes de 2013, al tener dicho déficit un carácter provisional y por la fecha en que dicha previsión fue realizada, sujeto a importantes variaciones especialmente en el caso de la demanda doméstica, que se ve muy influenciada por las condiciones meteorológicas”*

En relación con el carácter provisional de las cifras de déficit previsto para el año 2012, cabe señalar que desde el año 2002, y salvo el año pasado, el *modus operandi* utilizado para confeccionar el Presupuesto de necesidades económicas del Sector Gasista para determinar los peajes y cánones ha sido tomar como valor de déficit la previsión de desviaciones que realiza esta Comisión.

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

De hecho, para acotar la incertidumbre, cuando la CNE envió al Ministerio, el pasado 31 de octubre de 2012, su mejor estimación de superávit/déficit para el año 2012, junto con unas correcciones de los superávits de los años anteriores, indicó una previsión de superávit/déficit para el año 2012 de -289.248.420 €, resultante de adicionar a la previsión de desvíos negativos acumulados del sistema de liquidaciones para 2012 (313.148.420 €) una previsión de retribución pendiente de aprobar por la DGPEyM en lo que resta de año 2012 (se previó que las empresas tenían que devolver 23.900.000 €)³⁷.

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

De considerarse el desvío estimado por la CNE hasta el 31 de diciembre de 2012, supondría un incremento de 313.148.420 € en las necesidades económicas del sector gasista para el año 2013 dado que no ha habido Resoluciones de inclusión en el régimen retributivo.

1.1.2 Retribución de la Actividad de Transporte a publicar en el BOE

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2013 expone la retribución a reconocer a la actividad de transporte en el epígrafe 4.

³⁷ En la previsión de déficit de 2012 se incluyó una previsión de posibles retribuciones pendiente de aprobar por la DGPEyM debido a que el año pasado, con posterioridad a que esta Comisión realizará su previsión de déficit, se tuvo conocimiento que la DGPEyM había aprobado Resoluciones de inclusión en el régimen retributivo del sistema gasista que impactaban directamente en las cifras de déficit previsto.

Para acotar incertidumbres sobre la previsión de déficit 2012, se incluyó una previsión de cantidades que podían ser reconocidas mediante Resolución de la DGPEyM a partir de la información sobre los diferentes expedientes de inclusión en el régimen retributivo que había informado esta Comisión, estableciendo de esta forma un intervalo de fluctuación del déficit previsto en función de esta variable exógena al desempeño de esta Comisión.

En primer lugar, tal y como se ha indicado anteriormente, la Propuesta Orden Ministerial indica que aplica un factor “ f_i ” de valor 0 para la actualización de la Retribución Definitiva asociada a las instalaciones de transporte con puesta en marcha anterior al 1 de enero de 2008.

Esto hace que la retribución de la Propuesta de Orden Ministerial, tal y como se ha indicado con anterioridad, sea 18,1 Millones de € inferior al valor resultante de actualizar la Propuesta de la CNE con los valores índices de precios y Bonos del Estado correspondientes a Octubre de 2012

En cualquier caso, aplicando los mismos criterios que el MIET, es decir, utilizando un valor de “ f_i ” igual a 0, la Retribución Definitiva que obtiene esta Comisión para las instalaciones de transporte con puesta en marcha anterior al 1 de enero de 2008 es de 519.246.626,66 € en lugar de los 516.857.682,53 €, es decir, que habría que incrementar en 2.388.944,13 la retribución que aparece en el apartado 4.4 de la Memoria.

En segundo lugar, esta Comisión ha observado que el MIET, en el caso de la Retribución Provisional Reconocida mediante Resolución asociada a instalaciones puestas en marcha antes de 2008, ha realizado una actualización de la Retribución de 2012 aplicando un factor “ f_i ” de 0,85 ya que el valor reflejado en la Memoria (14.125.890,23 €) se corresponde al valor actualizado de la Propuesta de la CNE.

Aplicando los criterios que el MIET, es decir, utilizando un valor de “ f_i ” igual a 0, la Retribución Provisional que obtiene esta Comisión para las instalaciones de transporte con puesta en marcha anterior al 1 de enero de 2008 es de 13.716.661,40 €, es decir que habría que minorar la retribución que aparece en el apartado 4.4 de la memoria en 409.228,83€

En tercer lugar, se ha observado que en el concepto Retribución Definitiva de activos puestos en servicio con posterioridad al 1 de enero de 2008, la Propuesta de Orden Ministerial establece un valor de retribución que es 89.798 € inferior al valor resultante de actualizar la Propuesta de la CNE.

La razón de la diferencia, radica en que la Propuesta de Orden Ministerial no ha tenido en cuenta la reciente inclusión en el régimen retributivo del gasoducto de transporte secundario de gas natural a la zona industrial de Hernani y sus posiciones de seccionamiento inicial y final en los términos municipales de Osinaga y Hernani, respectivamente, propiedad de Naturgas Energía Transporte³⁸.

Además, hay que señalar que, dado que la Propuesta de Orden consideraba estos activos como activos con derecho a Retribución a Cuenta incluidos en Órdenes anteriores, la Propuesta de Orden considera una retribución de los activos puestos en servicio en 2009 dentro de este concepto de 52.845,50 € superior a la de la Propuesta de la CNE.

En cuarto lugar, se ha observado que en el concepto Retribución a Cuenta Devengada en 2013 por activos que fueron incluidos en Órdenes anteriores, la Propuesta de Orden Ministerial establece un valor de retribución que es 4,6 Millones de € inferior al valor resultante de actualizar la Propuesta de la CNE.

Las razones para esta diferencia radican en:

- La retribución para 2013 de la Propuesta de OM de las EC de Chinchilla y Villar de Arnedo no recoge la retribución por costes de O&M (aprox. 5,5 M€)

³⁸Resolución de la DGPEyM de 26 de noviembre de 2012

- El MIET incluye erróneamente la Adecuación CMOC Villodas de ENAGAS como instalación puesta en marcha en 2008 con retribución a cuenta reconocida, lo que supone un incremento de la retribución de 243.626,36 €.
- El resto de la diferencia se explicarían por las siguientes casuísticas que han detectado, que de mayor a menor importancia económica, serían las siguientes:
 - a) El MIET, en algunos casos, ha aplicado los valores unitarios de O&M a las ampliaciones de ERM/EMs por líneas adicionales, cuando éstas no tienen asociados costes de O&M (art. 3.3 ITC/3128/2011), ya que éstos habrán sido reconocidos a la ERM/EM originaria.

Empresa	Instalación	Fecha PEM	Retribución 2013		Diferencias (B)-(A)
			Valor CNE (A)	Valor MINETUR (B)	
ENAGÁS, S.A.	TERCERA LINEA ERM G-4000 EN POS. B-22 GETAFE (MADRID)	30/06/2008	25.218,67	136.055,67	110.837,00
ENAGÁS, S.A.	Quinta línea en ERM G-6500 en la Pos K-01 Tarifa (Cádiz), Gasoducto Tarifa-Córdoba. (Pe/Ps: 100/80 bar)	04/07/2008	30.418,35	164.130,35	133.712,00
ENAGÁS, S.A.	TERCERA LINEA ERM G-650 EN POS. 15.02 EN TORTOSA (TARRAGONA)	28/10/2008	11.239,99	68.586,98	57.346,99
ENAGÁS, S.A.	TERCERA LINEA ERM G-400 EN POS. 40 MONDRAGÓN	10/11/2008	10.301,32	64.135,32	53.834,00
ENAGÁS, S.A.	Instalación de una Tercera línea de la ERM G-400 en la Pos. F-26.X.A en Mocejón	24/11/2008	10.301,32	64.135,32	53.834,00
ENAGÁS, S.A.	Instalación de una Tercera línea en la ERM G-1600 de la Pos. F-26.A en Alameda de la Sagra	24/11/2008	15.447,56	93.204,57	77.757,01
ENAGÁS, S.A.	Instalación de una Tercera línea de la ERM G-400 en la Pos. F-21 en Ciudad Real	18/12/2008	10.301,32	64.135,32	53.834,00
ENAGÁS, S.A.	Tercera línea en EM G-1600 en la Pos. F-26 en Aranjuez (Madrid), Gasoducto Huelva-Sevilla-Madrid	05/12/2008	13.284,91	71.602,66	58.317,75
Total					599.472,75

Cuadro 19 – Ampliaciones de de ERM/EMs por líneas adicionales a las que el MIET ha aplicado los valores unitarios de O&M en la Propuesta de OM

- b) El MIET calcula la retribución de la Ampliación por sustitución de equipos como si fuera una ERM nueva, cuando debería calcularse teniendo en cuenta la diferencia del VAI y los costes de O&M de la ERM final respecto a la inicial.³⁹
- c) Errores en la imputación de características técnicas de las instalaciones⁴⁰, o aplicación incorrecta de los coeficientes correctores por tipo de instalación.
- d) Criterios de redondeo y otras causas no detectadas por esta Comisión⁴¹ que explicarían el resto de diferencias de retribución

En quinto lugar, se observa que en el concepto Retribución a Cuenta Devengada por Activos a incluir en la nueva Orden, la Propuesta de Orden Ministerial establece un valor de retribución que es 2,5 Millones de € superior al valor resultante de actualizar la Propuesta de la CNE.

Dicha cantidad es resultado de que la Propuesta de Orden establece valores de retribución superiores a la Propuesta Actualizada de la CNE tanto en las cantidades devengadas en el periodo 2008-2012 (Pago único), 1,0 Millón de €, como en las cantidades devengadas en 2013, 1,5 Millones de €.

En relación con la Retribución a Cuenta devengada en el periodo 2008-2012 (Pago único), se ha detectado que se han incluido 2.007.935,35 € correspondientes a la retribución devengada por

³⁹ Por ejemplo, en la Sustitución de la ERM G-400 por un ERM G-650 en la pos. 15.12 en Puzol (Valencia), de Gto. BBV, realizada en 2008, el MIET determina una retribución de 93.605 € cuando el valor calculado por la CNE es de 6.725,29 €

Otro caso sería la Ampliación de la EM G-250 a EM G-2500 en la posición 15.32 del Gasod. Cartagena - Orihuela en el TM de Cartagena, realizada en 2010, el MIET determina una retribución de 129.098,81 € cuando el valor calculado por la CNE es de 60.550,05 €.

⁴⁰ Por ejemplo, la retribución que determina el MIET para la Duplicación del gasoducto Bergara-Irún (Fase III: Villabona-Irún) de 2.697.699,15 € es consecuencia de considerar una longitud errónea, ya que en el acta indica una longitud de 33.872,16 m, lo que implicaría una retribución de 2.691.359,31 €

⁴¹ Por ejemplo, en la Unidad de Interconexión entre AA.SS Castor y Gto a Castor (EM Ultrasonidos G-6500) el MIET determina un valor 29.431,37 € inferior al calculado por la CNE.

CMOCs⁴² que fueron incluidos en el régimen retributivo el año pasado por medio de la Orden IET/3587/2011. Por tanto, habría que minorar en dicha cantidad la retribución que aparece en el apartado 4.4 de la memoria.

El resto de las diferencias se explican principalmente por lo siguiente:

- a) En la Propuesta Actualizada de la CNE se incluyeron las siguientes instalaciones puestas en marcha entre 2009 y 2011 y que el MIET no ha considerado

	Empresas	Fecha P.E.M	VAI	Total Retribución Devengada				
				2010	2011	2012	Total 2008-2012	2013
Posición de Derivación F-05.1 (Almonte) del Gasoducto DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS	ENAGAS TRANSPORTE	05-ago-09	793.364,00	81.716,49	82.173,66	82.602,63	246.492,78	83.001,68
Posición Trampa Rascadores Simple 31 (Villar de Arnedo (EI)) del Gasoducto GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEADO. Tramo Norte. Provincia de La Rioja	ENAGAS TRANSPORTE	21-dic-10	2.366.899,32		244.974,08	246.337,26	491.311,34	247.615,51
Posición Trampa Rascadores Simple J-04 (Brihuega) del Gasoducto GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEADO. Tramo Sur. Provincia de Guadalajara	ENAGAS TRANSPORTE	31-mar-11	2.368.083,72			272.566,43	272.566,43	273.913,13
Gasoducto Oliva - Altea (Marina Alta - TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	3.570.374,35				0,00	493.219,96
Posición de Derivación OLIAL-00 - T.M. El Verger - Gasoducto Oliva-Altea (Marina Alta - TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	191.197,88				0,00	23.268,79
Posición de Derivación OLIAL-01 - T.M. Ondara - Gasoducto Oliva-Altea (Marina Alta - TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	191.197,88				0,00	23.268,79
Posición de Derivación OLIAL-02- T.M. Pedreguer - Gasoducto Oliva-Altea (Marina Alta - TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	191.197,88				0,00	23.268,79
Posición de Derivación OLIAL-03 - T.M. Jávea - Gasoducto Oliva-Altea (Marina Alta - TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	191.197,88				0,00	23.268,79
ERM G-250 en Posición OLIAL-00 - T.M. El Verger - Gasoducto Oliva-Altea (Marina Alta-TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	272.048,14				0,00	73.614,73
ERM G-400 en Posición OLIAL-01 - T.M. Ondara - Gasoducto Oliva-Altea (Marina Alta-TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	286.790,20				0,00	78.206,12
ERM G-250 en Posición OLIAL-02 - T.M. Pedreguer - Gasoducto Oliva-Altea (Marina Alta-TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	272.048,14				0,00	73.614,73
ERM G-400 en Posición OLIAL-03 - T.M. Jávea - Gasoducto Oliva-Altea (Marina Alta-TRAMO I)	Endesa Gas Transportista, S.L.	10-dic-12	286.790,20				0,00	78.206,12
				81.716,49	327.147,74	601.506,32	1.010.370,55	1.494.467,14

Cuadro 20 – Instalaciones pendientes de incluir por MIET en la Propuesta de OM

- b) En el cálculo de la retribución de los diferentes tramos de obra lineal que componen el Gto Yela-Villar Arnedo⁴³, el MIET reconoce una retribución para 2013 superior en 4.102.013,71 € al valor de la Propuesta de la CNE, motivada porque el MIET no ha tenido en cuenta los 37.451.052 € de subvenciones de la UE que ha percibido el gasoducto.
- c) En el cálculo de la retribución de los dos tramos de obra lineal que componen el Gto Segovia Norte, el MIET reconoce una retribución para 2012 y 2013 inferior al valor de la Propuesta de la CNE en 2.234,96 € y 98.604,37 €, respectivamente. Dicha diferencia está motivada porque el MIET ha considerado unas longitudes erróneas en los cálculos de retribución de cada uno de los tramos⁴⁴.
- d) En el cálculo de la retribución de las posiciones de los gasoductos el MIET reconoce una retribución para 2013 inferior en 41.675,07 € al valor de la Propuesta de la CNE, motivada porque el MIET utilizó los valores unitarios de inversión correspondientes al año 2011 en lugar de los del año 2012.
- e) Parece que ha sido incluida dos veces en el listado de instalaciones del MIET la ERM G-400 en posición SANSON-02.1 del gasoducto insular San Juan de Dios-Ca's

⁴²Se trata en concreto de los CMOCs de ENAGAS de León, Antas (Almería), Baleares y Murcia.

⁴³ Gto. Yela - Villar de Arnedo: Tramo Sur en la Provincia Guadalajara desde Pos J-04 a pk64,635; Tramo Sur en la Provincia de Soria desde pk 64,635 a pk 65,648; Tramo Sur en la Provincia de Guadalajara desde pk 65,648 a pk 66,714; Tramo Sur en la Provincia Soria desde pk 66,714 a Pos Q-09; Tramo Norte en la Provincia Soria desde Pos Q-09 a pk 202,084; Tramo Norte en la Provincia de La Rioja desde pk 202,084 a pk 209,313; Tramo Norte en la Provincia de Navarra desde pk 209,313 a pk 219,576; Tramo Norte en la Provincia de La Rioja desde pk 219,576 a pk 250,523.

⁴⁴ El MIET consideró que el Gto Segovia Norte estaba compuesto por un tramo de 7.050 m y 8" de Φ; y otro tramo de 62.882,95 m y 12" de Φ; cuando en realidad los tramos eran de 7,05 m y 8" de Φ; y de 69.9259 m y 12" de Φ

- Tresorer-Son Reus en Isla de Mallorca⁴⁵, esto implicaría una mayor retribución reconocida para 2012 y 2013 de 8.795,50 € y 92.279,66€, respectivamente.
- f) Parece que el MIET retribuye dos veces la Posición de Derivación CUEVAL-02 (NAVALMANZANO) del Gto SEGOVIA NORTE, esto implicaría una mayor retribución reconocida para 2013 de 49.430,87 €.

El resto de la diferencia se explicarían por diferencias en las características técnicas de las instalaciones consideradas (que indirectamente determinan los factores correctores a aplicar en la metodología) o en los valores unitarios de O&M aplicados, ya que los valores de inversión (VAI o VI) utilizados por el MIET y la CNE para determinar la retribución por Amortización o la Retribución Financiera son coincidentes.

En sexto lugar, hay que señalar que es necesario ajustar la retribución definitiva 2012 percibida por las empresas por sus activos puestos en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2012, ya que el IPH utilizado para calcular la retribución 2012 fue 4,76% en lugar del valor real definitivo de 4,84%, tal y como indica el apartado 4 del Artículo 3 de la Orden ITC/3993/2006⁴⁶.

La razón de esta diferencia fue que con fecha 23 de diciembre de 2012 y con motivo de la publicación de los valores de noviembre del IPRI, el INE realizó una revisión de los valores correspondientes al periodo junio – octubre de 2011. Uno de los valores afectados por la revisión fue el valor del índice de octubre de IPRI, que pasó de 124,6 a 124,8, lo que implicó que la variación interanual del IPRI en Octubre pasara de 6,50% a 6,67%.⁴⁷

El impacto global del ajuste de la Retribución Definitiva 2012 asociada a Instalaciones PEM antes de 2008 es de 363.160,77 €, siendo el desglose por empresa el que se recoge en el siguiente cuadro.

⁴⁵ Una vez con la denominación “ERM G-400 en posición SANSON-02.1 del gasoducto insular San Juan de Dios-Ca's Tresorer-Son Reus en Isla de Mallorca para P.E.G.N. en Islas Baleares” y otra con la denominación de “ERM G-400 en posición SANSON-02.1 en el tm de SON REUS del gasoducto Son Reus-Andratx”

⁴⁶ “4. Para la determinación del coste de transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas “i” en el año “n”, Rin, se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC, y de los índices oficiales de precios industriales, IPRI, del mes de octubre del año “n-1” publicados por el Instituto Nacional de Estadística.

Para evitar que la retribución de las instalaciones dependa del momento de su inclusión en el régimen retributivo, al incluir instalaciones en el régimen retributivo, los valores unitarios a utilizar para calcular la retribución serán los que se hubiera establecido para el año de puesta en marcha de la instalación.”

⁴⁷ Hay que señalar que otro de los valores afectados por la revisión fue el valor del índice de octubre de IPRI_{bienes de equipo}, que pasó de 111,8 a 111,9, lo que implicó que la variación interanual del IPRI_{bienes de equipo} en Octubre pasara de 1,18% a 1,27%. Si bien en este caso, sus posibles impactos fueron subsanados, primero en la propia Orden IET/3587/2011 al publicar los valores unitarios de inversión y O&M teniendo en cuenta esta variación, y en segundo lugar, por medio de la Orden IET/849/2012 que revisó tanto la retribución de las actividades de Regasificación, AASS como la retribución Definitiva de los Activos de Transporte puestos en servicio con posterioridad al 1 de enero de 2008.

	Retribución Definitiva en O. IET/849/2012 y O. ITC/3587/2011 (1) (IPH ₂₀₁₂ 4,76%)	Retribución Definitiva 2012 (IPH ₂₀₁₂ 4,84%)	Incremento de Retribución a Reconocer
CEGAS (2)	1.175.606,00	1.176.373,98	767,98
ENAGAS TRANSPORTE	462.391.376,13	462.713.166,18	321.790,05
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.879.912,64	2.881.794,42	1.881,78
Gas Aragón, S.A.	3.894.424,75	3.896.968,82	2.544,07
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.739.370,35	1.740.507,00	1.136,65
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.551.428,22	2.553.095,01	1.666,79
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	105.411,02	105.479,87	68,85
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.726.606,87	21.740.805,97	14.199,10
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	49.522,92	49.555,26	32,34
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	18.965.799,29	18.978.194,03	12.394,74
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	555.349,01	555.711,73	362,72
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.693.428,11	5.697.147,06	3.718,95
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.973.140,74	3.975.737,49	2.596,75
Total Sector	525.701.376,05	526.064.536,82	363.160,77

(1) Incluye la retribución 2012 de las instalaciones incorporadas de forma definitiva durante 2012: Amp. EC Paterna, EC Córdoba y su ampliación (todas de ENAGAS), ERM de Alginet (CEGAS) y ERM de Callus (GNT)

(2) El valor de CEGAS, ya lleva corregido el error de retribución por COEV de la ERM de Sagunto, que ha propuesto la CNE corregir en esta Orden

Cuadro 21. Propuesta de Ajuste de la Retribución Definitiva 2012 asociada a Instalaciones PEM antes de 2008, diferenciada por empresa

En séptimo lugar, cabe señalar que en la Orden IET/849/2012 esta Comisión propuso recoger la corrección de varios errores en la elaboración de la tabla incluida en el apartado 2 del Anexo IV de la Orden IET/3587/2011, "Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte (€)"

Dentro de estos errores se señalaron errores de cálculo puntuales en la retribución de activos que han sido detectados con posterioridad a la publicación de la Orden Ministerial.

Entre otros, se advirtió que no se había incluido en la retribución de CEGAS, por error material, la retribución por Costes de Extensión de Vida Útil (COEV) de la ERM de Sagunto (pem el 01/07/1981) para 2012 y 2011 cuantificadas en 2.112,47 y 1.023,51 €, respectivamente.

Con posterioridad, se ha advertido que dichas cantidades fueron calculadas aplicando la metodología recogida en el Real Decreto 326/2008 (aplicable a instalaciones cuya pem se produce a partir del 1 de enero de 2008) mientras que la metodología que le era de aplicación era la recogida en la O. ECO/301/2002.

Aplicando esta última metodología, la retribución a satisfacer a CEGAS por la ERM de Sagunto en 2012 y 2011 sería de 1.415,52 y 689,58 €, respectivamente. Por tanto, se retribuyó de más a CEGAS por un importe de 1.034,83 €. En consecuencia, se propone corregir estos errores materiales, recogiendo una minoración por dicho importe.

Dado que la corrección de la retribución 2012 ya está incluida la corrección global del sector, habría que realizar una minoración de 334,93 € a satisfacer como pago único.

1.1.2.1 Análisis por Empresa Transportista

En los siguientes cuadros se realiza un análisis, desglosado por empresas, de las diferencias entre ambas propuestas.

Dado que el motivo principal de las diferencias radica en la utilización de un factor de eficiencia "f_i" igual a cero para la actualización de la Retribución Definitiva y Provisional de las instalaciones

puestas en servicio antes de 2008, se ha decidido comparar los valores de la Propuesta de la Orden con los obtenidos por esta Comisión aplicando dicho criterio.

En el Cuadro 9, se compara, por empresa, la Retribución correspondiente al año 2013, de las instalaciones puestas en marcha antes del 1 de enero de 2008, diferenciando entre Retribución Definitiva, Retribución Provisional y Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado o Gas Talón.

En el Cuadro 10, se compara, por empresa, la Retribución correspondiente al año 2013 de las instalaciones puestas en marcha con posterioridad al 1 de enero de 2008, diferenciando entre Retribución Definitiva, Retribución a Cuenta de activos incluidos por las Órdenes Ministeriales de años anteriores, y Retribución a Cuenta de los activos previstos incluir en la próxima Orden Ministerial.

	Activos con puesta en marcha anterior a 1 de enero de 2008															
	Calculos CNE con "fj"=0 en 2013				Propuesta OM				Diferencia							
	Definitiva	Provisional	Ret. financiera Gas Talón	Total	Definitiva	Provisional	Ret. financiera Gas Talón	Total	Definitiva		Provisional		Ret. Financiera		Total	
									ABS	%	ABS	%	ABS	%	ABS	%
Cegas, S.A.	1.176.373,98		636,07	1.177.010,05	1.170.446,58		636,07	1.171.082,65	-5.927,40	-1%	0,00		0,00	0%	-5.927,40	-1%
ENAGAS, S.A. (CPC)	456.748,46		0,00	456.748,46	454.447,13		0,00	454.447,13	-2.301,33	-1%	0,00		0,00	0%	-2.301,33	-1%
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	455.778.419,40	13.716.650,11	2.879.106,45	472.374.175,96	453.482.031,19	14.125.890,23	2.879.106,45	470.487.027,87	-2.296.388,21	-1%	409.240,12	3%	0,00	0%	-1.887.148,09	0%
Endesa Gas Transportista, S.L.	2.881.794,42		41.282,60	2.923.077,02	2.867.274,74		41.282,60	2.908.557,34	-14.519,68	-1%	0,00		0,00	0%	-14.519,68	0%
Gas Aragon, S.A (T)	3.896.968,82		0,00	3.896.968,82	3.877.335,14		0,00	3.877.335,14	-19.633,68	-1%	0,00		0,00	0%	-19.633,68	-1%
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.740.507,00		3.956,48	1.744.463,48	1.731.737,65		3.956,48	1.735.694,13	-8.769,35	-1%	0,00		0,00	0%	-8.769,35	-1%
Gas Extremadura Transporte, S.L.	2.553.095,01		10.375,54	2.563.470,55	2.540.231,18		10.375,54	2.550.606,72	-12.863,83	-1%	0,00		0,00	0%	-12.863,83	-1%
Gas Andalucía S.A.	105.479,87		202,71	105.682,58	104.948,39		202,71	105.151,10	-531,48	-1%	0,00		0,00	0%	-531,48	-1%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.629.268,36		40.688,03	21.669.956,39	21.520.291,56		40.688,03	21.560.979,59	-108.976,80	-1%	0,00		0,00	0%	-108.976,80	-1%
Gasoducto Escombreras S.L.	49.555,26		0,00	49.555,26	49.305,58		0,00	49.305,58	-249,68	-1%	0,00		0,00	0%	-249,68	-1%
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	18.978.194,03		38.429,29	19.016.623,32	18.882.573,82		38.429,29	18.921.003,11	-95.620,21	-1%	0,00		0,00	0%	-95.620,21	-1%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	555.711,73		4.537,53	560.249,26	552.911,61		4.537,53	557.449,14	-2.800,12	-1%	0,00		0,00	0%	-2.800,12	0%
Reganosa	5.697.147,06		0,00	5.697.147,06	5.668.441,73		0,00	5.668.441,73	-28.705,33	-1%	0,00		0,00	0%	-28.705,33	-1%
Transportista Regional del Gas, S.A.	3.975.737,49		22.332,39	3.998.069,88	3.955.706,25		22.332,39	3.978.038,64	-20.031,24	-1%	0,00		0,00	0%	-20.031,24	-1%
Total Sector	519.475.000,89	13.716.650,11	3.041.547,07	536.233.198,07	516.857.682,55	14.125.890,23	3.041.547,07	534.025.119,85	-2.617.318,34	-1%	409.240,12	0%	0,00	0%	-2.208.078,22	0%

Cuadro 22. Comparativo MIET-CNE de Retribución para 2013 correspondiente a Instalaciones PEM antes de 2008, diferenciada por empresa

Activos con puesta en marcha posterior a 1 de enero de 2008														
Propuesta CNE (A)														
Retribución Definitiva	Retribución A Cuenta													
	Instalaciones Incluidas en Disposiciones Anteriores		A incluir en OM 2013 (Activos con Acta pem en 2011 y 2012)				Total Retribución A Cuenta (2)+(3)+(4)	Retribución Financiera Gas Talón (5)	Total Retribución (1)+(2)+(3)+(4)+(5)					
	Devengada en Año 2013 (1)	Devengada en Año 2013 (2)	Pagos Únicos Devengada en Año 2011 y 2012 (3)	Devengada en Año 2013 (4)										
Cegas, S.A.		2.035.099,18		20.653,95		88.495,01		2.144.248,14					2.144.248,14	
ENAGAS, S.A. (CPC)		0,00		0,00		0,00		0,00					0,00	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.		239.591.148,30		8.641.451,15		52.338.713,88		300.571.313,33					300.571.313,33	
Endesa Gas Transportista, S.L.		19.896.038,07		42.725,90		2.893.707,31		22.832.471,28					22.832.471,28	
Gas Aragón, S.A (T)		0,00		0,00		0,00		0,00					0,00	
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	2.414.675,03	112.825,57		23.396,03		102.110,35		238.331,95					2.653.006,98	
Gas Extremadura Transporte, S.L.	455.801,09	527.937,83		411.714,90		4.186.524,95		5.126.177,68					5.581.978,77	
Gas Andalucía S.A.	410.037,27	3.918.080,45		0,00		0,00		3.918.080,45					4.328.117,72	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	69.443,85	5.801.670,00		78.994,84		352.849,84		6.233.514,68					6.302.958,53	
Gasoducto Escombreras S.L.								0,00					0,00	
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	6.131.205,81	4.378.755,73		0,00		0,00		4.378.755,73					10.509.961,54	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.		0,00		0,00		0,00		0,00					0,00	
Reganosa	2.708.328,44	0,00		33.722,50		446.465,99		480.188,49					3.188.516,93	
Transportista Regional del Gas, S.A.		6.042.241,64		145.245,11		3.980.731,67		10.168.218,42					10.168.218,42	
Total Sector	12.189.491,49	282.303.796,77		9.397.904,38		64.389.599,00		356.091.300,15					368.280.791,64	
Propuesta MITYC (B)														
Retribución Definitiva	Retribución A Cuenta													
	Instalaciones Incluidas en Disposiciones Anteriores		A incluir en OM 2013 (Activos con Acta pem en 2011 y 2012)				Total Retribución A Cuenta (2)+(3)+(4)	Retribución Financiera Gas Talón (5)	Total Retribución (1)+(2)+(3)+(4)+(5)					
	Devengada en Año 2013 (1)	Devengada en Año 2013 (2)	Pagos Únicos Devengada en Año 2011 y 2012 (3)	Devengada en Año 2013 (4)										
Cegas, S.A.		2.035.099,02		20.653,95		88.495,01		2.144.247,98					2.144.247,98	
ENAGAS, S.A. (CPC)		0,00		0,00		0,00		0,00					0,00	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.		234.972.429,10		9.639.015,95		54.718.116,73		299.329.561,78					299.329.561,78	
Endesa Gas Transportista, S.L.		19.896.037,89		51.521,41		2.094.451,21		22.042.010,51					22.042.010,51	
Gas Aragón, S.A (T)		0,00		0,00		0,00		0,00					0,00	
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	2.414.675,03	112.825,57		23.396,03		101.970,42		238.192,02					2.652.867,05	
Gas Extremadura Transporte, S.L.	455.801,09	527.937,84		411.714,90		4.183.383,78		5.123.036,52					5.578.837,61	
Gas Andalucía S.A.	410.037,27	3.918.080,24		0,00		0,00		3.918.080,24					4.328.117,51	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	69.443,85	5.801.669,95		78.994,85		351.987,82		6.232.652,62					6.302.096,47	
Gasoducto Escombreras S.L.								0,00					0,00	
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	6.041.407,34	4.441.966,24		0,00		0,00		4.441.966,24					10.483.373,58	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.		0,00		0,00		0,00		0,00					0,00	
Reganosa	2.708.328,44	0,00		33.722,50		445.310,64		479.033,14					3.187.361,58	
Transportista Regional del Gas, S.A.		6.042.241,61		143.010,14		3.927.890,14		10.113.141,89					10.113.141,89	
Total Sector	12.099.693,02	277.748.287,46		10.402.029,73		65.911.605,75		354.061.922,94					366.161.615,96	
Diferencia (B)-(A)														
Retribución Definitiva	Retribución A Cuenta													
	Instalaciones Incluidas en Disposiciones Anteriores		A incluir en OM 2013 (Activos con Acta pem en 2011 y 2012)				Total Retribución A Cuenta (2)+(3)+(4)	Retribución Financiera Gas Talón (2)+(3)+(4)	Total Retribución (1)+(2)+(3)+(4)					
	Devengada en Año 2013 (1)	Devengada en Año 2013 (2)	Pagos Únicos Devengada en Año 2011 y 2012 (3)	Devengada en Año 2013 (4)										
ABS	%	ABS	%	ABS	%	ABS	%	ABS	%	ABS	%	ABS	%	
Cegas, S.A.	0,00		-0,16	0%	0,00	0%	0,00	0%	-0,16	0%			-0,16	0%
ENAGAS, S.A. (CPC)	0,00		0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%			0,00	0%
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	0,00		-4.618.719,20	-2%	997.564,80	12%	2.379.402,85	5%	1.241.751,55	0%			1.241.751,55	0%
Endesa Gas Transportista, S.L.	0,00		-0,18	0%	8.795,51	21%	-799.256,10	-28%	790.460,77	3%			790.460,77	3%
Gas Aragón, S.A (T)	0,00		0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%			0,00	0%
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%	-139,93	0%	139,93	0%			139,93	0%
Gas Extremadura Transporte, S.L.	0,00	0%	0,01	0%	0,00	0%	-3.141,17	0%	3.141,16	0%			3.141,16	0%
Gas Andalucía S.A.	0,00	0%	-0,21	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,21	0%			0,21	0%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0%	-0,05	0%	0,01	0%	-862,02	0%	862,06	0%			862,06	0%
Gasoducto Escombreras S.L.	0,00		0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%			0,00	0%
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	-89.798,47	-1%	63.210,51	1%	0,00	0%	0,00	0%	-63.210,51	-1%			26.587,96	0%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00		0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%			0,00	0%
Reganosa	0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%	-1.155,35	0%	1.155,35	0%			1.155,35	0%
Transportista Regional del Gas, S.A.	0,00		-0,03	0%	-2.234,97	-2%	-52.841,53	-1%	55.076,53	1%			55.076,53	1%
Total Sector	-89.798,47	-1%	-4.555.509,31	-2%	1.004.125,35	11%	1.522.006,75	2%	2.029.377,21	1%			2.119.175,68	1%

Cuadro 23. Comparativa MIET-CNE de Retribución para 2013 de las instalaciones PEM desde el 1 de enero de 2008

Por último, se debe indicar que al objeto de facilitar la aplicación por el Sistema de Liquidaciones del Sector Gasista de lo dispuesto en el artículo 6.6 del Real Decreto 326/2008⁴⁸, sobre cómputo y cobro de la retribución, se recomienda diferenciar la retribución de transporte en los siguientes conceptos:

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

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

	Retribución Devengada en 2013			PAGO ÚNICO		TOTAL BOE
	Total para Aplicar Metodo GraI de la ECO/2692/2002	Total para Aplicar Metodo Art. 6.6 RD/326/2008	TOTAL	Retribución a Cuenta Devengada en 2011 y 2012 por Instalaciones a incluir en Reg Retributivo	Ajustes Retribución Años Anteriores	
CEGAS	1.177.010,05	2.123.594,19	3.300.604,24	20.653,95	433,05	3.321.691,24
ENAGAS, S.A.	456.748,46	0,00	456.748,46	0,00	0,00	456.748,46
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	472.374.175,96	291.929.862,18	764.304.038,14	8.641.451,15	321.790,05	773.267.279,34
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.923.077,02	22.789.745,38	25.712.822,40	42.725,90	1.881,78	25.757.430,08
Gas Aragón, S.A.	3.896.968,82	0,00	3.896.968,82	0,00	2.544,07	3.899.512,89
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.563.470,55	5.170.263,87	7.733.734,42	411.714,90	1.666,79	8.147.116,11
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	105.682,58	4.328.117,72	4.433.800,30	0,00	68,85	4.433.869,15
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.744.463,48	2.629.610,95	4.374.074,43	23.396,03	1.136,65	4.398.607,11
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.669.956,39	6.223.963,69	27.893.920,08	78.994,84	14.199,10	27.987.114,02
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	49.555,26	0,00	49.555,26	0,00	32,34	49.587,60
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	19.016.623,32	10.509.961,54	29.526.584,86	0,00	12.394,74	29.538.979,60
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	560.249,26	0,00	560.249,26	0,00	362,72	560.611,98
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.697.147,06	3.154.794,43	8.851.941,49	33.722,50	3.718,95	8.889.382,94
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.998.069,88	10.022.973,31	14.021.043,19	145.245,11	2.596,75	14.168.885,05
Total Sector	536.233.198,07	358.882.887,26	895.116.085,33	9.397.904,38	362.825,84	904.876.815,55

Cuadro 24. Tabla Resumen a Incluir en el epígrafe 2 del Anexo IV de la Propuesta de OM

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

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

Retribución de los activos de la actividad de transporte de gas natural							
Retribución Devengada en 2013 a incluir en BOE							
	Activos PEM antes el 1 de enero de 2008			Retribución Financiera Gas Talón asociada a Activos PEM antes el 1 de enero de 2008		Total para Aplicar Metodo Gral de la ECO/2692/2002 (A)=(1)+(2)	
	Retribución Definitiva (1.1)	Retribución Provisional (1.2)	Total (1)=(1.1)+(1.2)	Por Gas Talón Adquirido a			Total Reconocida (2)=(2.1)+(2.2)
				CMP (2.1)	Subasta (2.2)		
CEGAS	1.176.373,98	0,00	1.176.373,98	636,07	0,00	636,07	
ENAGAS, S.A. (1)	456.748,46	0,00	456.748,46	0,00	0,00	0,00	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	455.778.419,40	13.716.650,11	469.495.069,51	2.485.565,94	393.540,51	2.879.106,45	
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.881.794,42	0,00	2.881.794,42	6.267,47	35.015,13	41.282,60	
Gas Aragón, S.A.	3.896.968,82	0,00	3.896.968,82	0,00	0,00	0,00	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.553.095,01	0,00	2.553.095,01	704,09	9.671,45	10.375,54	
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	105.479,87	0,00	105.479,87	0,00	202,71	202,71	
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.740.507,00	0,00	1.740.507,00	1.006,86	2.949,62	3.956,48	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.629.268,36	0,00	21.629.268,36	27.630,56	13.057,47	40.688,03	
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	49.555,26	0,00	49.555,26	0,00	0,00	0,00	
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	18.978.194,03	0,00	18.978.194,03	614,47	37.814,81	38.429,29	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	555.711,73	0,00	555.711,73	4.537,53	0,00	4.537,53	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.697.147,06	0,00	5.697.147,06	0,00	0,00	0,00	
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.975.737,49	0,00	3.975.737,49	2.354,97	19.977,41	22.332,39	
Total Sector	519.475.000,89	13.716.650,11	533.191.651,00	2.529.317,95	512.229,11	3.041.547,07	

(1) Retribución del CPC que en la segregación queda en esta sociedad, y que era percibida, antes de la segregación, en un 50% (228.374,23 €) de forma directa e identificada unívocamente por la actividad de Transporte, y en otro 50% implícitamente dentro de la retribución del GTS.

	Activos PEM desde 1 de enero de 2008				Retribución Financiera Gas Talón Asociada a Activos PEM desde el 1 de enero de 2008 (E)	Total para Aplicar Metodo Art. 6.6 RD/326/2008 (B)=(3)+(4)	TOTAL RETRIBUCIÓN ANUAL RECONOCIDA (C)=(A)+(B)
	Retribución Definitiva (3.1)	Retribución a Cuenta		Total (3)=(3.1)+(3.2)+(3.3)			
		Instalaciones ya incluidas (3.2)	Nuevas Instalaciones a incluir (3.3)				
CEGAS	0,00	2.035.099,18	88.495,01	2.123.594,19	0,00	2.123.594,19	3.300.604,24
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	456.748,46
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	0,00	239.591.148,30	52.338.713,88	291.929.862,18	0,00	291.929.862,18	764.304.038,14
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0,00	19.896.038,07	2.893.707,31	22.789.745,38	0,00	22.789.745,38	25.712.822,40
Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.896.968,82
Gas Extremadura Transportista, S.L.	455.801,09	527.937,83	4.186.524,95	5.170.263,87	0,00	5.170.263,87	7.733.734,42
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	410.037,27	3.918.080,45	0,00	4.328.117,72	0,00	4.328.117,72	4.433.800,30
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	2.414.675,03	112.825,57	102.110,35	2.629.610,95	0,00	2.629.610,95	4.374.074,43
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	69.443,85	5.801.670,00	352.849,84	6.223.963,69	0,00	6.223.963,69	27.893.920,08
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49.555,26
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	6.131.205,81	4.378.755,73	0,00	10.509.961,54	0,00	10.509.961,54	29.526.584,86
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	560.249,26
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.708.328,44	0,00	446.465,99	3.154.794,43	0,00	3.154.794,43	8.851.941,49
Transportista Regional del Gas, S.L.	0,00	6.042.241,64	3.980.731,67	10.022.973,31	0,00	10.022.973,31	14.021.043,19
Total Sector	12.189.491,49	282.303.796,77	64.389.599,00	358.882.887,26	0,00	358.882.887,26	895.116.085,33

	PAGO ÚNICO				TOTAL BOE (C)+(D)
	Retribución a Cuenta Devengada entre 2010 y 2012 por Instalaciones a incluir en Reg Retributivo (5)	Corrección Retribución Definitiva Año 2012 de Activos Transporte PEM antes 2008 (6)	Otras Correcciones Retribución Años Anteriores (7)	Total Pago Único (D)=(5)+(6)+(7)	
CEGAS	20.653,95	767,98	-334,93	21.087,00	3.321.691,24
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	456.748,46
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	8.641.451,15	321.790,05	0,00	8.963.241,20	773.267.279,34
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	42.725,90	1.881,78	0,00	44.607,68	25.757.430,08
Gas Aragón, S.A.	0,00	2.544,07	0,00	2.544,07	3.899.512,89
Gas Extremadura Transportista, S.L.	411.714,90	1.666,79	0,00	413.381,69	8.147.116,11
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00	68,85	0,00	68,85	4.433.869,15
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	23.396,03	1.136,65	0,00	24.532,68	4.398.607,11
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	78.994,84	14.199,10	0,00	93.193,94	27.987.114,02
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	0,00	32,34	0,00	32,34	49.587,60
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	0,00	12.394,74	0,00	12.394,74	29.538.979,60
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	362,72	0,00	362,72	560.611,98
Regasificadora del Noroeste, S.A.	33.722,50	3.718,95	0,00	37.441,45	8.889.382,94
Transportista Regional del Gas, S.L.	145.245,11	2.596,75	0,00	147.841,86	14.168.885,05
Total Sector	9.397.904,38	363.160,77	-334,93	9.760.730,22	904.876.815,55

Cuadro 25. Cuadros Explicativos de la Retribución de la actividad de transporte a publicar en B.O.E. 2013

1.1.3 Retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo a publicar en el BOE

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

En el punto 5.1 de la Memoria se recoge la retribución definitiva a percibir por las diferentes empresas titulares de almacenamientos subterráneos por concepto de costes de inversión para los años 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013.

En el siguiente cuadro se compara la retribución por costes de inversión y O&M para 2013 contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la Propuesta Actualizada de la CNE:

	Retribución 2013			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
ENAGAS, S.A.	46.644.482,47	46.644.482,45	-0,02	0%
Costes de Inversión	21.609.227,02	21.609.227,00	-0,02	0%
Ajuste Sobrerretribución 07/08	-705.329,00	-705.329,00	0,00	0%
O&M Serrablo	7.854.582,76	7.854.582,76	0,00	0%
O&M Gaviota	17.886.001,69	17.886.001,69	0,00	0%
Total Sector	46.644.482,47	46.644.482,45	-0,02	0%

Cuadro 26. Comparativo MIET-CNE por Retribución de los Costes de Inversión y O&M en la Actividad de AASS

1.1.4 Retribución de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2012 expone las necesidades retributivas de la actividad de regasificación en el Epígrafe 6.

Tal y como se ha indicado en apartados anteriores, la Propuesta de Orden Ministerial prevé, por un lado, un valor de Retribución Definitiva y Provisional inferior a la Propuesta de la CNE actualizada y, por otro lado, un valor de retribución variable de la actividad superior a la prevista por la CNE.

En los siguientes epígrafes se analizan estas circunstancias.

1.1.4.1 Retribución Fija de la Actividad de Regasificación a publicar en el BOE

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

En el siguiente cuadro se comparan los valores de la Propuesta de Orden Ministerial y los de la Propuesta de la CNE actualizada para cada uno de estos conceptos retributivos la retribución. Tal y como puede observarse, los valores del MIET y la CNE coinciden, salvo en la retribución definitiva de ENAGAS y las cantidades correspondientes a la retribución Provisional.

	Propuesta CNE (A)				
	Retribución Definitiva	Retribución Provisional	Retribución Financiera Gas Talón	Ajustes Retribución por Sentencia Aud. Nacional	Total a Publicar en BOE
ENAGAS, S.A.	166.871.433,96	80.529.760,25	1.717.860,72	0,00	249.119.054,93
Bahía Bizkaia Gaz	45.966.216,17	0,00	356.948,99	0,00	46.323.165,16
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	75.020.236,83	14.453.890,02	232.756,59	16.711.169,24	106.418.052,68
Regasificadora del Noroeste, S.A.	45.517.497,47	0,00	270.784,26	0,00	45.788.281,73
Total Sector	333.375.384,43	94.983.650,27	2.578.350,56	16.711.169,24	447.648.554,50
	Propuesta OM (B)				
	Retribución Definitiva	Retribución Provisional	Retribución Financiera Gas Talón	Ajustes Retribución por Sentencia Aud. Nacional	Total a Publicar en BOE
ENAGAS, S.A.	166.594.173,00	80.441.209,00	1.717.861,00	0,00	248.753.243,00
Bahía Bizkaia Gaz	45.966.216,00	0,00	356.949,00	0,00	46.323.165,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	75.020.237,00	14.453.158,00	232.757,00	16.711.169,00	106.417.321,00
Regasificadora del Noroeste, S.A.	45.517.497,00	0,00	270.784,00	0,00	45.788.281,00
Total Sector	333.098.123,00	94.894.367,00	2.578.351,00	16.711.169,00	447.282.010,00
	Diferencia (B) - (A) (en €)				
	Retribución Definitiva	Retribución Provisional	Retribución Financiera Gas Talón	Ajustes Retribución por Sentencia Aud. Nacional	Total a Publicar en BOE
ENAGAS, S.A.	-277.260,96	-88.551,25	0,28	0,00	-365.811,93
Bahía Bizkaia Gaz	-0,17	0,00	0,01	0,00	-0,16
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,17	-732,02	0,41	-0,24	-731,68
Regasificadora del Noroeste, S.A.	-0,47	0,00	-0,26	0,00	-0,73
Total Sector	-277.261,43	-89.283,27	0,44	-0,24	-366.544,50
	Diferencia (B) - (A) (en %)				
	Retribución Definitiva	Retribución Provisional	Retribución Financiera Gas Talón	Ajustes Retribución por Sentencia Aud. Nacional	Total a Publicar en BOE
ENAGAS, S.A.	-0,17%	-0,11%	0,00%	-	-0,15%
Bahía Bizkaia Gaz	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00%	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Total Sector	-0,08%	-0,09%	0,00%	0,00%	-0,08%

Cuadro 27. Comparativo MIET-CNE por Retribución Fija en la Actividad de Regasificación a publicar en BOE

La razón de la diferencia en la retribución definitiva de ENAGAS, radica en que la Propuesta de Orden Ministerial no ha tenido en cuenta la reciente inclusión en el régimen retributivo de la modificación hasta 250.000 m³ de las instalaciones de atraque de la Planta de Cartagena⁴⁹.

En cuanto a las diferencias en la retribución provisional, analizando las instalaciones con este tipo de retribución se observan diferencias en 3 de las 10 instalaciones.

Nombre	Tipo	Planta	Titular	Fecha APM	Retribuciones CNE (A)	Retribuciones Prop OM (B)	DIFERENCIAS (B) - (A)
					2013	2013	2013
Regasificadora de Huelva. Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 150.000 m ³ (n)/h. Capacidad final de emisión a 72 bar	VAP	H	ENAGAS	29-mar-07	3.436.704,77	3.436.704,77	0,00
Regasificadora de Cartagena. Incremento de 150.000 m ³ (n)/h. Ampliación de 1.200.000 m ³ (n)/h a 1.350.000 m ³ (n)/h	VAP	C	ENAGAS	25-jun-08	3.124.949,14	3.109.949,14	-15.000,00
4º tanque de 150.000 m ³ en la planta de regasificación de Cartagena	TAN	C	ENAGAS	22-sep-08	13.033.469,86	12.959.918,76	-73.551,10
Regasificadora de Barcelona. Incremento de 150.000 m ³ (n)/h. Ampliación de 1.650.000 m ³ (n)/h a 1.800.000 m ³ (n)/h	VAP	B	ENAGAS	15-jun-09	3.264.633,12	3.264.633,12	0,00
Regasificadora de Barcelona. Incremento de 150.000 m ³ (n)/h. Ampliación de 1.800.000 m ³ (n)/h a 1.950.000 m ³ (n)/h	VAP	B	ENAGAS	15-jun-09	3.264.633,12	3.264.633,12	0,00
7º tanque de 150.000 m ³ en la planta de regasificación de Barcelona	TAN	B	ENAGAS	15-oct-10	13.545.754,38	13.545.754,38	0,00
5º tanque de 150.000 m ³ en la planta de regasificación de Cartagena	TAN	C	ENAGAS	29-oct-10	13.557.910,99	13.557.910,99	0,00
6º tanque de 150.000 m ³ en la planta de regasificación de Huelva	TAN	H	ENAGAS	30-nov-10	13.570.738,01	13.570.738,01	0,00
8º tanque de 150.000 m ³ en la planta de regasificación de Barcelona	TAN	B	ENAGAS	21-feb-11	13.730.966,86	13.730.966,86	0,00
4º tanque de 150.000 m ³ en la planta de regasificación de Sagunto (Tanque 21-T-04)	TAN	S	SAGGAS	01-dic-11	14.453.890,02	14.453.158,00	-732,02
Total					94.983.650,27	94.894.367,15	-89.283,12

Cuadro 28. Comparativo MIET-CNE de los Activos con Retribución Provisional en la Actividad de Regasificación

Al no poder identificarse el origen concreto de dicha diferencia, se reproduce paso a paso el proceso de cálculo de la retribución para el año 2013 de aquellas instalaciones donde se encontraron diferencias⁵⁰.

⁴⁹Resolución de la DGPEyM de 4 de diciembre de 2012 por la que se incluye en el régimen retributivo la modificación de las instalaciones de atraque hasta 250.000 m³ de la Planta de Cartagena

⁵⁰ La CNE ha calculado la retribución a partir de los datos de las resoluciones por las que se reconoce una retribución provisional a las instalaciones, siguiendo la metodología de la Orden ITC/3994/2006.

Instalacion	Empresa	Fecha PEM	Fecha Resol Provisional	VAI Resol	Vida Util	Cap Unitaria	Tr (%)	Amortización anual	
Regasificadora de Cartagena. Incremento de 150.000 m3 (n)/h. Ampliación de 1.200.000 m3 (n)/h a 1.350.000 m3 (n)/h	ENAGAS	25-jun-08	12-nov-09	20.721.000	10	150.000	7,68%	2.072.100	
4º tanque de 150.000 m3 en la planta de regasificación de Cartagena	ENAGAS	22-sep-08	12-nov-09	104.728.500	20	150.000	7,76%	5.236.425	
4º tanque de 150.000 m3 en la planta de regasificación de Sagunto (Tanque 21-T-04)	SAGGAS	01-dic-11	22-feb-12	104.446.500	20	150.000	8,28%	5.222.325	
				VU CO&Mf 2013		R 2013 CNE			
Valor Neto 31 dic		A	RF	Tanque		Vaporizador	0,8*(A+RF)	COMf	TOTAL =0,8*(A+RF) + COMf
Instalación	2012			TF (€/tanque)	TV (€/m3 GNL)	TV (€/m3 (h))			
Regasificadora de Cartagena. Incremento de 150.000 m3 (n)/h. Ampliación de 1.200.000 m3 (n)/h a 1.350.000 m3 (n)/h	11.356.919,67	2.072.100	872.211			5,13	2.355.449,14	769.500,00	3.124.949,14
4º tanque de 150.000 m3 en la planta de regasificación de Cartagena	82.337.776	5.236.425	6.389.411	1.672.241	13,737065		9.300.669,11	3.732.800,75	13.033.469,86
4º tanque de 150.000 m3 en la planta de regasificación de Sagunto (Tanque 21-T-04)	98.780.635	5.222.325	8.179.037	1.672.241	13,737065		10.721.089,27	3.732.800,75	14.453.890,02

Cuadro 29. Cálculos de la Retribución Provisional realizado por la CNE en la Activos con diferencias.

Adicionalmente, procede señalar que existe una incoherencia interna en la Memoria de la Propuesta de OM en relación con la retribución provisional 2013 para el “4º tanque de almacenamiento de GNL de 150.000 m3 de Sagunto” de SAGGAS, ya que en la tabla del apartado 6.6 se dice que es de “14.100.022,48 €” mientras que en la tabla resumen del apartado 6.9 se indica “14.453.148 €” (valor que luego es trasladado a la Propuesta de Orden), si bien ninguno de los valores anteriores coincide con los calculados por la CNE.

Asimismo, se recomienda que la retribución provisional del año 2012, recogida a efectos informativos, refleje los valores finales recocidos por la Orden IET/849/2012 ya que en la Memoria se reflejan los valores de la Orden IET/3587/2012 que fueron calculados con los valores que contenía la Propuesta previa en lugar de con los valores unitarios de O&M publicados en la propia Orden IET/3587/2012.

1.1.4.2 Previsión de Retribución Variable de la Actividad de Regasificación para 2013

La diferencia en la previsión de la retribución variable de la Actividad de Regasificación para 2013 (10,5M€) radica en que el MIET prevé un grado de utilización mayor de las plantas de regasificación.

No obstante, hay que advertir que existe una incoherencia interna en el propio apartado 6.10 de la Memoria de la Propuesta de OM, sobre previsión de retribución variable, ya que si se considera el movimiento de gas recogido en dicho apartado, la previsión de retribución variable de regasificación ascendería a 41,6 M€ y no los 48,3 M€ a los que hace referencia la Memoria inmediatamente a continuación y que ha sido el valor utilizado para el cálculo de las necesidades económicas 2013 a satisfacer por cánones y peajes.

A partir los valores unitarios de retribución variable, es posible deducir el escenario de movimientos de gas que genera 48,3 M€ de retribución variable. A la vista de ambos escenarios, esta Comisión considera que, en todo caso, la previsión del MIET más ajustada a la realidad sería la correspondiente a los 41,6M€ ya que la otra supondría unos movimientos de gas en las plantas muy superiores a las cifras que está manejando actualmente el sector.

	Previsión Retribución Variable (€)	Coste Variable O&M (€/kWh)	Previsión Movimiento Gas (MWh)		
			En Memoria	Deducido de la Previsión	Diferencia
GNL regasificado	41.608.386	0,0001650	210.804.523	252.172.036	41.367.513
GNL cargado en cisternas	2.547.598	0,0001970	12.907.140	12.931.970	24.830
GNL trasvase de Planta a Buque	4.241.675	0,0001970	21.490.000	21.531.345	41.345
GNL trasvase de Buque a Buque		0,0001970	0	0	0
GNL Puesta en Frio de Buque		0,0001970	0	0	0
Total	48.397.659		245.201.663	286.635.351	41.433.688

Cuadro 30. Comparativo de los dos escenarios de movimiento de gas en Plantas de Regasificación del MIET para la Previsión Retribución Variable

En el cuadro siguiente pueden observarse las diferencias en los escenarios de movimiento de gas utilizados por el MIET y la CNE, y su impacto en la previsión de retribución variable de regasificación.

	Previsión Movimiento Gas (MWh)		Coste Variable O&M (€/kWh)	Previsión Retribución Variable (€)		
	CNE	MINETUR		CNE	MINETUR	Diferencia
GNL regasificado	189.558.184	210.804.523	0,0001650	31.277.100	34.782.746	3.505.646
GNL cargado en cisternas	12.110.049	12.907.140	0,0001970	2.385.680	2.542.707	157.027
GNL trasvase de Planta a Buque	21.490.000	21.490.000	0,0001970	4.233.530	4.233.530	0
GNL trasvase de Buque a Buque	0	0	0,0001970	0	0	0
GNL Puesta en Frio de Buque	0	0	0,0001970	0	0	0
Total	201.668.233	223.711.663		37.896.310	41.558.983	3.662.673

Cuadro 31. Comparativo MIET-CNE de la Previsión Retribución Variable en la Actividad de Regasificación

1.1.5 Retribución Gas Operación

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2013 expone las necesidades retributivas por el coste del gas de operación de la actividad de transporte, regasificación y AASS en el punto 10 "Retribución de gas de operación". En dicho punto el MIET expone la cantidad presupuestada de **62.638.505 €**.

Esta Comisión, en los cálculos de necesidades económicas 2013 por el coste de gas de operación, obtiene un valor actualizado por este concepto de **58.869.372 €**. Por lo tanto, existe un diferencia en esta previsión de **3.769.133 €**.

Esta diferencia fundamentalmente está motivada por errores materiales en el cálculo del coste, ya que tanto el MIET como la CNE a la hora de hacer la evaluación del coste de gas de operación para 2013 consideran las estimaciones de consumo 2012-2013 (2.086.559 MWh) incluidas en la Resolución de la DGPEyM de 9 de Mayo⁵¹ que establece las reglas operativas para el desarrollo de la subasta del gas de operación y el gas talón de las instalaciones de transporte y regasificación para el periodo julio 2012 -junio 2013.

El coste indicado por el MIET, es el resultante de aplicar el precio medio de la subasta (30,02 €/MWh) a las estimaciones de consumo, a pesar de que en la Memoria indica que minoró de la cantidad anterior con 185.218 MWh que son cubiertos con cargo al exceso de gas de maniobra. De haber, realizado esta minoración el importe que debería haber obtenido el MIET sería 57.078.261 € (tal y como se muestra en el cuadro adjunto).

No obstante, hay que advertir que la cantidad de gas de operación cubierto con cargo al exceso de gas de maniobra no es 185.218 MWh sino 125.321 MWh, puesto que, de acuerdo con la citada Resolución de la DGPEyM de 9 de Mayo, los 185.218 MWh debían destinarse a cubrir primero las

51 Se establece que, una vez cubiertas las necesidades de gas talón, la cantidad sobrante de los excedentes gas de maniobra (125.320.897 kWh) será repartida de forma proporcional entre los transportistas para consumos de gas de operación a coste cero. Teniendo en cuenta que la cantidad total de gas necesario para las tres actividades (transporte, regasificación, AASS) es de 2.086.559.143 kWh, corresponde al transporte una minoración de 52.321.513 kWh.

necesidades de gas talón (59.897 MWh) y el resto a gas de operación (125.321 MWh) que será repartida de forma proporcional entre los transportistas.

En la siguiente tabla se muestra el desglose considerado en los cálculos del MIET y en los cálculos actualizados de esta Comisión.

	PRESUPUESTO RECONOCIMIENTO IMPORTE GAS OPERACIÓN TRANSP., REGAS. Y AASS										
	Cálculo MITyC					Cálculo CNE Actualizado					Diferencia importe (€)
	Cantidades (MWh)			Precio (€/kWh)	Importe (€)	Cantidades (MWh)			Precio (€/kWh)	Importe (€)	
	Consumo Previsto	Con cargo a Gas de Maniobra	Total adquirido			Consumo Previsto	Con cargo a Gas de Maniobra	Total adquirido			
Regasificación	117.672				0	117.672	7.068	110.605	0,03005	3.323.667	
AASS	1.097.748				0	1.097.748	65.932	1.031.816	0,03001	30.964.802	30.964.802
Transporte	871.139				0	871.139	52.322	818.818	0,03002	24.580.903	24.580.903
Total	2.086.559	185.218	1.901.341	0,03002	57.078.261	2.086.559	125.321	1.961.238		58.869.372	1.791.111

Cuadro 32 –Desglose del Presupuesto 2013 por coste de gas de operación de las actividades de transporte, regasificación y AASS.

1.1.6 Retribución de la Actividad de Distribución a Publicar en BOE

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2011 expone las necesidades económicas de la actividad de distribución en el Epígrafe 7.

1.1.6.1 Diferencias en la retribución de distribución entre la Propuesta del MIET vs. CNE

En el siguiente cuadro se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE diferenciando entre la retribución del año 2013 y los desvíos que se generan en las retribuciones de 2012 y 2011.

	Propuesta CNE Actualizada	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%
Retribución 2013	1.556.905.037	1.511.998.239	-44.906.798	-2,88%
Desvíos 2012/2011	-44.735.650	-44.893.621	-157.971	0,35%
Total BOE	1.512.169.387	1.467.104.618	-45.064.769	-2,98%

Cuadro 33. Comparativo MIET-CNE por Retribución en la Actividad de Distribución

La diferencia principal se produce en el cálculo de la Retribución 2013 (44,9 M€), y está motivada por la utilización por parte del MIET de un factor de eficiencia "f" igual a cero, frente al valor utilizado por la CNE de 0,85.

Asumiendo el mismo factor de eficiencia del MIET ("f"=0), las diferencias en la Retribución 2013 se reducen significativamente tal y como puede verse en el cuadro adjunto.

	Calculos CNE con f=0	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%
Retribución 2013	1.511.819.928	1.511.998.239	178.311	0,01%
Desvíos 2012/2011	-44.735.656	-44.893.621	-157.965	0,35%
Total BOE	1.467.084.272	1.467.104.618	20.346	0,00%

Cuadro 34. Comparativo MIET- Calculo CNE con f=0 de la Retribución en la Actividad de Distribución

En el siguiente cuadro se comparan los valores de retribución de cada empresa recogida en la Propuesta del MIET, con los obtenidos por esta Comisión

Empresa Distribuidora	Cálculos CNE con SIDRA (A)				
	Retribución 2013	Desvío 2011	Desvío 2012	Total Desvíos	Total
Gas Directo, S.A.	910.966	56.397	109.255	165.653	1.076.618
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	9.547.429	-95.123	327.812	232.688	9.780.117
Endesa Gas Distribución, S.A.U.	10.109.658	-131.805	111.878	-19.926	10.089.732
DC Gas Extremadura, S.A.	11.197.142	-189.528	-164.006	-353.535	10.843.607
Gas Aragón, S.A.	37.614.310	-1.329.462	-332.430	-1.661.891	35.952.419
Gesa Gas, S.A.U.	17.127.310	-214.257	-719.275	-933.532	16.193.778
Gas Tolosa, S.A.U.	958.571	-18.493	4.399	-14.095	944.477
Gas Andalucía, S.A.	80.597.597	1.345.383	81.783	1.427.166	82.024.764
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	40.331.327	-217.895	388.408	170.513	40.501.839
Gas Castilla y León, S.A.	74.965.577	-245.476	962.811	717.335	75.682.912
Cegas, S.A.	122.496.288	-1.732.870	-2.426.228	-4.159.098	118.337.190
Gas Galicia SDG, S.A.	34.188.620	425.717	802.852	1.228.568	35.417.189
Gas Murcia, S.A.	16.337.411	-165.395	-244.465	-409.860	15.927.551
Gas Navarra, S.A.	27.255.032	133.782	459.347	593.129	27.848.161
Gas Rioja, S.A.	13.770.586	-52.444	-76.798	-129.242	13.641.344
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	187.074.826	-5.797.828	-3.432.569	-9.230.398	177.844.428
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	673.692.016	-12.694.124	-18.042.087	-30.736.211	642.955.805
Iberdrola Distribución de Gas	0	2.317	709	3.026	3.026
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	737.147	-79.907	-3.315	-83.222	653.925
Madridreña de Gas I	97.704.204	-807.085	-220.509	-1.027.594	96.676.610
Madridreña de Gas II	55.230.706	-107.934	-427.548	-535.482	54.695.224
Total	1.511.846.724	-21.916.029	-22.839.977	-44.756.006	1.467.090.718
Empresa Distribuidora	Propuesta de Orden Ministerial				
	Retribución 2013	Desvío 2011	Desvío 2012	Total Desvíos	Total
Gas Directo, S.A.	910.965	56.397	109.256	165.654	1.076.619
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	9.547.376	-95.123	327.834	232.711	9.780.087
Endesa Gas Distribución, S.A.U.	10.109.593	-131.805	111.934	-19.870	10.089.723
DC Gas Extremadura, S.A.	11.197.051	-189.528	-163.996	-353.524	10.843.527
Gas Aragón, S.A.	37.614.223	-1.329.462	-332.363	-1.661.825	35.952.398
Gesa Gas, S.A.U.	17.127.305	-214.812	-719.260	-934.073	16.193.232
Gas Tolosa, S.A.U.	958.570	-18.493	4.400	-14.094	944.476
Gas Andalucía, S.A.	80.597.378	1.345.469	81.873	1.427.342	82.024.720
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	40.331.317	-217.807	388.549	170.742	40.502.059
Gas Castilla y León, S.A.	74.965.563	-245.475	962.920	717.445	75.683.008
Cegas, S.A.	122.481.687	-1.732.870	-2.443.752	-4.176.621	118.305.066
Gas Galicia SDG, S.A.	34.188.575	425.718	802.892	1.228.610	35.417.185
Gas Murcia, S.A.	16.337.417	-165.395	-244.464	-409.859	15.927.558
Gas Navarra, S.A.	27.232.623	133.783	437.103	570.886	27.803.509
Gas Rioja, S.A.	13.770.572	-52.443	-76.786	-129.229	13.641.343
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	187.074.717	-5.797.828	-3.432.434	-9.230.262	177.844.455
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	673.733.771	-12.860.645	-17.999.485	-30.860.130	642.873.641
Iberdrola Distribución de Gas	0	0	0	0	0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	690.248	-79.209	18.716	-60.493	629.755
Madridreña de Gas I	97.867.290	-807.078	-220.450	-1.027.528	96.839.762
Madridreña de Gas II	55.261.997	-105.944	-423.559	-529.503	54.732.494
Total	1.511.998.238	-22.082.550	-22.811.071	-44.893.621	1.467.104.617
Empresa Distribuidora	Diferencia				
	Retribución 2013	Desvío 2011	Desvío 2012	Total Desvíos	Total
Gas Directo, S.A.	-1	0	1	1	0
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	-53	0	22	22	-31
Endesa Gas Distribución, S.A.U.	-65	0	56	56	-9
DC Gas Extremadura, S.A.	-91	0	11	11	-80
Gas Aragón, S.A.	-87	0	67	67	-21
Gesa Gas, S.A.U.	-5	-556	14	-541	-546
Gas Tolosa, S.A.U.	-1	0	1	1	0
Gas Andalucía, S.A.	-219	86	90	176	-43
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	-10	88	141	229	220
Gas Castilla y León, S.A.	-14	1	109	110	96
Cegas, S.A.	-14.601	0	-17.523	-17.523	-32.125
Gas Galicia SDG, S.A.	-45	1	41	42	-4
Gas Murcia, S.A.	6	0	1	1	7
Gas Navarra, S.A.	-22.409	1	-22.244	-22.243	-44.652
Gas Rioja, S.A.	-14	1	12	13	-1
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	-109	0	135	135	26
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	41.755	-166.521	42.602	-123.919	-82.164
Iberdrola Distribución de Gas	0	-2.317	-709	-3.026	-3.026
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-46.899	698	22.031	22.729	-24.170
Madridreña de Gas I	163.086	7	59	66	163.152
Madridreña de Gas II	31.291	1.990	3.989	5.979	37.270
Total	151.514	-166.521	28.905	-137.615	13.899

Cuadro 35. Comparativo MIET- Calculo CNE con f=0 de la Retribución en la Actividad de Distribución, desglosado por empresa

Las diferencias radican principalmente en:

- Diferencias en los valores de entrada del modelo (nº Puntos de Suministro en redes de presión<4 bar a 31 de diciembre y las demandas en la red de presión<4 bar y en la red de presión entre 4 y 60 bar) de aquellos años que se actualizan (2011, 2012 y 2013)
- Errores en el proceso de determinación de la retribución 2013 y de los desvíos de la retribución de los años 2011 y 2012 de las empresas distribuidoras.

Al objeto de facilitar el análisis de las diferencias, en primer lugar, se analizan los valores de entrada del modelo (nº clientes en redes de presión<4 bar a 31 de diciembre y las demandas en la

red de presión < 4 bar y en la red de presión entre 4 y 60 bar) de aquellos años que se actualizan (2011, 2012 y 2013) y posteriormente los cálculos realizados.

1.1.6.2 Análisis de los valores de entrada del modelo

Antes de analizar los valores de entrada del modelo, se debe señalar que en los datos definitivos de 2010, necesarios para la Revisión de la Retribución 2011, se han detectado dos pequeñas diferencias⁵² con escaso impacto económico (aprox. 90€), tanto en términos absolutos como relativos, pero que se considera necesario corregir para mantener la homogeneidad con la información de años anteriores.

Para la Revisión de la Retribución 2011:

- El gas vehiculado por Gas Natural Distribución SDG, S.A. en el año 2011 en redes de P < 4 bar y en redes de 4 bar < P < 60 bar que utiliza el MIET no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida.

Tal y como puede observarse en el cuadro adjunto, mientras que en el caso del gas vehiculado por las redes de P < 4 bar, la diferencia puede imputarse a que el MIET debió redondear la demanda asociada a PS que cambian de presión de suministro ($P_{\text{suministro}}$); en el caso de la del gas vehiculado por las redes de P > 4 bar, la causa no se ha podido deducir por lo que debería ser imputable a un error material en la captación y agregación de la información⁵³.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 47.256 € más para el conjunto del sector.

Demanda 2011 a Considerar para Cálculos Retribución 2011 en Redes de Gas Natural Distribución SDG (MWh)		
	Redes de P < 4bar	Redes de 4 < P < 60bar
Gas Vehiculado Declarado	27.048.916,72	68.690.519,08
Demanda de PS que cambian de P suministro		
De Redes Propias a Redes Propias	786,52	-786,52
De Redes Propias a Otras Redes		
De Otras Redes a Redes Propias		-10.718,15
Gas Vehiculado por MRG II (jul-dic)	1.187.912,08	2.076,84
Total según Información CNE (A)	28.237.615,31	68.681.091,25
Valor utilizado por MINETUR (B)	28.237.616,00	68.708.740,00
Diferencia (B)-(A)	0,69	27.648,75

Cuadro 36. Comparativo entre cifras de MIET y CNE de la demanda 2011 a considera para cálculos de retribución 2011 en redes de Gas Natural Distribución SDG

- El número medio de Puntos de Suministro en redes de P < 4 bar para el año 2011 de Distribuidora Sureuropea de Gas debe ser 0 en lugar de 1, ya que no vehicula gas en este rango de presión. De hecho, es la causa de que deba hacerse un ajuste de 88 € en la retribución 2011 de Distribuidora Sureuropea de Gas calculada el año pasado
- Por su parte, el número medio de Puntos de Suministro en redes de P < 4 bar para el año 2011 de Gas Natural Castilla-La Mancha debe ser 211.236,5 en lugar de los 202.235,5. Esta diferencia está motivada por la discrepancia aparecida en los datos del año 2010.

⁵² El número medio de PS en redes de < 4 bar en 2010 de Gas Natural Castilla La Mancha es de 202.992 en lugar de 202.991, por lo que el número medio de Puntos de Suministro en redes de P < 4 bar para el año 2010 del Sector debe ser de 7.128.949, en lugar de los 7.128.948. Esta discrepancia, en teoría, fue subsanada con motivo de la O. IET/849/2012.

Por otro lado, señalar que la retribución final 2010 de Distribuidora Sureuropea de Gas fue de 418.169 € en lugar de 418.170 €

⁵³ De hecho en los cuadros del epígrafe 7.4.1 de la Memoria, pag 47 y 48, donde se explica la obtención de estos datos, se observan tanto errores en los órdenes de magnitud de las cifras como que las partes no suman el valor indicado en los totales.

Para la Revisión de la Retribución 2012:

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

- Considerando los datos de la última auditoría disponible, el extracoste de Gasificadora Regional Canaria a considerar es 413.891 € en lugar de los 433.731 € que indica la memoria, tal y como puede observarse en el cuadro adjunto.

En esta discrepancia se han observado dos motivos, por un lado el extracoste unitario utilizado por el MIET (0,044102 €/kWh) frente al calculado por la CNE (0,045886 €/kWh), y, por otro lado, la demanda prevista para 2012 (9.835 MWh previstos por el MIET frente a los 9.020 MWh considerados por la CNE)

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 19.840 € más a esta empresa.

		ene-12 a abr-12 Auditoria Ago-12
Compras propano	(kg)	360.662
	(kWh)	5.034.842
Extracoste	(€)	231.028
Extracoste unitario	(€/kWh)	0,045886
Demanda Prevista para 2012 (kWh)		9.020.000
Extra Coste Total (€) (A)		413.891
Extracoste Previsto por MINETUR (€) (B)		433.731
Diferencia (B)-(A)		19.840

Cuadro 37. Dedución del extracoste de Gasificadora Regional Canaria a considerar en el cálculo de la retribución 2012

- Como se ha indicado, el gas vehiculado por Gasificadora Regional Canaria en el año 2012 en redes de P<4bar que utiliza el MIET (9.835 MWh) no coincide con la información recibida por esta Comisión 2012 (9.020 MWh). El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 2.659,40 € más a esta empresa
- El número medio de Puntos de Suministro en redes de P<4bar para el año 2012 de Gasificadora Regional Canaria debe ser 8,5 en lugar de 10, ya que su nº de Puntos de Suministro a 31/12/2011 era 8, según el Sistema de Liquidaciones, y los Puntos de Suministro a 31/12/2012 previstos por la empresa son 9. El impacto de esta discrepancia es de aproximadamente 135 € en la retribución 2012 de Gasificadora Regional Canaria.
- El gas vehiculado por Gas Navarra, S.A. en el año 2012 en redes de P<4bar y en redes de 4 bar<P<60 bar que utiliza el MIET no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida.

Tal y como puede observarse en el cuadro adjunto, mientras que en el caso del gas vehiculado por las redes de P>4bar, la diferencia puede imputarse a redondeos; en el caso de la del gas vehiculado por las redes de P<4bar, se observa que no había sido imputada la demanda en las redes de P>4bar del Punto de Suministro que cambió de Presión de Suministro como demanda de las redes de P<4bar.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 22.278,72 € menos a esta empresa.

Demanda 2012 a Considerar para Calculos Retribución 2012 en Redes de Gas Navarra (MWh)		
	Redes de P< 4bar	Redes de 4<P< 60bar
Gas Vehiculado Declarado	2.342.356,72	341.004,52
Demanda de PS que cambian de Psuministro		
De Redes Propias a Redes Propias	0,00	0,00
De Redes Propias a Otras Redes	6.827,82	
De Otras Redes a Redes Propias		0,00
Total según Información CNE (A)	2.349.184,54	341.004,52
Valor utilizado por MINETUR (B)	2.342.357,00	341.005,00
Diferencia (B)-(A)	-6.827,54	0,48

Cuadro 38. Comparativo entre cifras de MIET y CNE de la demanda 2012 a considera para cálculos de retribución 2012 en redes de Gas Navarra, S.A.

- El gas vehiculado por CEGAS en el año 2012 en redes de P<4bar que utiliza el MIET no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida.

CEGAS informó a esta Comisión que su previsión de gas vehiculado para 2012 en redes de P<4bar (3.095.682,7 MWh) no incluía el gas vehiculado por las redes adquiridas a Iberdrola Distribución de Gas, y que para el periodo 1 de noviembre a 31 de diciembre de 2012 preveía una demanda de 160 MWh en las redes adquiridas

Por tanto, no había que minorar la previsión de gas vehiculado facilitada por CEGAS para 2012 como hace el MIET. Es más, hay que señalar que la cantidad que minorar (5.391 MWh) se corresponde con las previsiones de gas vehiculado para 2012 de MRG I por los activos adquiridos a Iberdrola Distribución de Gas desde el 1 de septiembre hasta el 31 de diciembre 2012.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 17.591,20 € menos a esta empresa.

- El gas vehiculado por los activos de Iberdrola Distribución de Gas en el año 2012 en redes de P<4bar que utiliza el MIET (20.435 MWh) no coincide con el que determina esta Comisión (20.819,97 MWh) a partir de la información recibida por parte de la empresas involucradas en la operación de compra venta de activos. En el cuadro adjunto, se recoge la información resumen.

Escenario de Demanda 2012 a Considerar para Calculos Retribución 2012 en Redes de Iberdrola Distribución Gas			
	Activos Adquiridos por MRG I	Activos Adquiridos por CEGAS	Total Activos Iberdrola Distribución Gas
Nº PS a 31/12/2011	901	8	909
Nº PS a 31/12/2012	998	9	998
Nº PS Medio en 2012	949,5	8,5	953,5
En MWh	Activos Adquiridos por MRG I	Activos Adquiridos por CEGAS	Total Activos Iberdrola Distribución Gas
Gas Vehiculado en Redes de P<4bar (A)	20.147,43	672,53	20.819,97
Vehiculada por IB Distribución Gas	14.756,43	512,533	15.268,97
Prevista Vehicular por MRG I	5.391,00		5.391,00
Prevista Vehicular por CEGAS		160,00	160,00
Valor utilizado por MINETUR (B)			20.435,00
Diferencia (B)-(A)			-384,97

Cuadro 39. Escenario de demanda 2012 a considera para cálculos de retribución 2012 de las redes de Iberdrola Distribución Gas, según la información recibida por la CNE.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 1.256,28 € menos a los activos de Iberdrola Distribución Gas.

Para la Revisión de la Retribución 2013:

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

- Considerando los datos de la última auditoría disponible, el extracoste de Gasificadora Regional Canaria a considerar es 689.665 € en lugar de los 662.849 € que indica la Memoria, tal y como puede observarse en el cuadro adjunto.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 26.816 € menos a esta empresa.

		ene-12 a abr-12 Auditoria Ago-12
Compras propano	(kg)	360.662
	(kWh)	5.034.842
Extracoste	(€)	231.028
Extracoste unitario	(€/kWh)	0,045886
Demanda Prevista para 2013 (kWh)		15.030.000
Extra Coste Total (€) (A)		689.665
Extracoste Previsto por MINETUR (€) (B)		662.849
Diferencia (B)-(A)		-26.816

Cuadro 40. Dedución del extracoste de Gasificadora Regional Canaria a considerar en el cálculo de la retribución 2013

- El gas vehiculado por MRG I en el año 2012 en redes de P<4bar que utiliza el MIET (6.158.261 MWh) no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida ya que no incluye el gas vehiculado por las redes adquiridas a Iberdrola Distribución de Gas (20.147,43 MWh).

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 65.742,42 € más a esta empresa.

- El gas vehiculado por CEGAS en el año 2012 en redes de P<4bar que utiliza el MIET (3.096.117 MWh) no coincide con el que determina esta Comisión a partir de la información recibida ya que no incluye el gas vehiculado por las redes adquiridas a Iberdrola Distribución de Gas (672,53 MWh).

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 2.194,51 € más a esta empresa.

- El gas vehiculado por Gas Natural Distribución en el año 2012 en redes de P>4bar que utiliza el MIET (67.408.617 MWh) no coincide con el que determina esta Comisión (67.408.654 MWh) a partir de la información recibida. La razón estriba en el incremento que se produce por la demanda asociada al Punto de Suministro de Gas Navarra, que cambia de Presión de Suministro trasladándose a una red de Gas Natural Distribución SDG.

Demanda 2012 para Calculos Retribución 2013 en Redes de Gas Natural Distribución SDG (MWh)		
		Redes de 4<P< 60bar
Gas Vehiculado Declarado		67.405.216,66
Demanda de PS que cambian de Psuministro		
De Redes Propias a Redes Propias		
De Redes Propias a Otras Redes		
De Otras Redes a Redes Propias		3.438,11
Total según Información CNE (A)		67.408.654,77
Valor utilizado por MINETUR (B)		67.408.617,00
Diferencia (B)-(A)		-37,77

Cuadro 41. Comparativo entre cifras de MIET y CNE de la demanda 2012 a considera para cálculos de retribución 2013 en redes de Gas Natural Distribución, S.A.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 123,23 € más a esta empresa.

- El gas vehiculado por Gas Navarra, S.A. en el año 2012 en redes de P<4bar que utiliza el MIET (2.338.957 MWh) no coincide con el que determina esta Comisión (2.338.919 MWh) a partir de la información recibida. La razón estriba en el decremento que se produce por la demanda asociada al Punto de Suministro de Gas Navarra, que cambia de Presión de Suministro trasladándose a una red de Gas Natural Distribución SDG.

El impacto económico de esta discrepancia produce que el MIET reconozca aproximadamente 125,26 € menos a esta empresa.

Demanda 2012 para Calculos Retribución 2013 en Redes de Gas Navarra (MWh)		
		Redes de P< 4bar
Gas Vehiculado Declarado		2.342.356,72
Demanda de PS que cambian de Psuministro		
De Redes Propias a Redes Propias		0,00
De Redes Propias a Otras Redes		-3.438,11
De Otras Redes a Redes Propias		
Total según Información CNE (A)		2.338.918,61
Valor utilizado por MINETUR (B)		2.338.957,00
Diferencia (B)-(A)		38,39

Cuadro 42. Comparativo entre cifras de MIET y CNE de la demanda 2012 a considera para cálculos de retribución 2013 en redes de Gas Navarra, S.A.

- El número medio de Puntos de Suministro en redes de P<4bar para el año 2012 y 2013 de CEGAS que utiliza el MIET (632.370 y 642.344,5, respectivamente) no coincide con el que determina esta Comisión (632.379 y 642.349,0) a partir de la información recibida. La razón, tal y como se puede observar en el cuadro adjunto, es que no se tiene en cuenta los Puntos de Suministros de las redes adquiridas a Iberdrola Distribución de Gas.

El impacto de esta discrepancia es de aproximadamente de un incremento de 405 € en la retribución 2013 de CEGAS.

	Activos de CEGAS	Activos Adquiridos a IB Distribución Gas	Total Activos CEGAS
Nº PS Medio en 2012	632.370,0	8,5	632.378,5
Nº PS a 31/12/2012	638.551,0	9,0	638.560,0
Nº PS a 31/12/2013			646.138,0
Nº PS Medio en 2013			642.349,0

Cuadro 43. Nº de Puntos de Suministro Medios en 2012 y 2013 a considerar para cálculos de retribución 2013 de las redes de CEGAS, según la información recibida por la CNE.

- El número medio de Puntos de Suministro en redes de P<4bar para el año 2012 de Gasificadora Regional Canaria debe ser 8,5 en lugar de 10, ya que su nº de Puntos de Suministro a 31/12/2011 era 8, según el Sistema de Liquidaciones, y los Puntos de Suministro a 31/12/2012 previstos por la empresa son 9. El impacto de esta discrepancia es de aproximadamente 140 € en la retribución 2013 de Gasificadora Regional Canaria.

1.1.6.3 Análisis de los cálculos realizados por el MITyC

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

A partir de la retribución de la actividad de distribución calculada, se obtiene la retribución media unitaria a percibir por cada nuevo punto de suministro conectado a presión inferior o igual a 4 bar, por cada nuevo kWh suministrado a presión inferior o igual a 4 bar, y por cada nuevo kWh suministrado a presión entre 4 y 60 bar. Con estos valores unitarios, iguales para todos los distribuidores, se calculan las variaciones de retribución de cada distribuidor según el producto de estos valores unitarios – únicos para todo el sector – por las variaciones concretas de los consumidores y ventas en sus redes⁵⁴.

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

El MITyC realiza este proceso en dos fases. En la primera, calcula la retribución 2012 y las variaciones (o desvíos) de retribución de 2010 y 2011, como consecuencia de tener cifras más precisas de consumidores y demanda para dichos años, aplicado las fórmulas de actualización recogidas en la normativa **utilizando valores provisionales de IPH** para los años 2007, 2008, 2009 y 2010.

⁵⁴ Adicionalmente, en aplicación del apartado 2 del art. 18 de la Orden ITC/3993/2006, a efectos del cálculo del incremento de clientes industriales suministrados a presión inferior o igual a 4 bar con anterioridad a la entrada en vigor de la orden ECO/32/2004 (consumidores de grupos 2.bis) que pasen a ser suministrados a una presión mayor de 4 bar, se sigue el siguiente procedimiento: en el año en que tenga lugar dicho cambio, el número de clientes en esta situación y sus ventas correspondientes se considerarán exclusivamente como si se hubiesen realizado a una presión menor a 4 bar, mientras que en años sucesivos se considerarán los incrementos de ventas de acuerdo con la presión a la que se esté realizando el suministro.

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

Dentro de este proceso, se han observado los siguientes errores

Determinación incorrecta de los desvíos de 2011 de Madrileña Red de Gas II, y Gas Natural Distribución

Gas Natural Distribución, SDG, S.L. realizó una nueva escisión transmitiendo parte de sus activos a Madrileña Red de Gas II, con efectos de 1 de julio de 2011.

Determinada la retribución Gas Natural Distribución, SDG, S.L. para el conjunto de activos a 1 de enero de 2011, es necesario repartir la retribución a cada grupo de activos tras la escisión, según el criterio 60-20-20⁵⁵, y posteriormente ajustar las anualidades asociadas a los activos, según la fecha efectiva de transmisión de los mismos.

El uso por parte de MIET de valores erróneos para el gas vehiculado por Gas Natural Distribución SDG, S.A. en el año 2011 en redes de P<4bar y en redes de 4 bar<P<60 bar, tal y como se ha visto anteriormente, tiene un impacto directo en la determinación de:

- La retribución base 2011 de Gas Natural Distribución SDG y Madrileña Red de Gas II necesaria para el cálculo de la retribución 2012 y 2013.
- La retribución definitiva 2011 y los desvíos asociados de Gas Natural Distribución SDG y Madrileña Red de Gas II

Además se ha observado que en el cálculo de la retribución base 2011 de Gas Natural Distribución SDG y Madrileña Red de Gas II necesaria para el cálculo de la retribución 2012 y 2013, por error material, no se ha tenido en cuenta el gas vehiculado por las redes de 4 bar<P<60 bar de Madrileña Red de Gas II.

En el siguiente cuadro se recogen los valores obtenidos por esta Comisión para la retribución base 2011 de Gas Natural Distribución SDG y Madrileña Red de Gas II necesaria para el cálculo de la retribución 2012.

Calculo Retribución 2011 Base para Calculo Retribución 2012 y 2013							
Retribución por Reparto Historico 60-20-20	Criterio de reparto retribución anual	Gas Natural Distribución, S.D.G., S.A. (Antes escisión)		Gas Natural Distribución, S.D.G., S.A. (Despues escisión)		Madrileña Red de Gas II, S.A. (Despues escisión)	
		Retribución	Magnitud fisica	Retribución	Magnitud fisica	Retribución	Magnitud fisica
Ptos Suministro <4bar (clientes medios)	60%	427.928.210	3.305.255,00	388.430.570	3.000.181,00	39.497.640	305.074,00
Demanda < 4 bar (MWh)	20%	142.642.737	28.237.615	126.871.111	25.115.458	15.771.625	3.122.157
Demanda > 4 bar (MWh)	20%	142.642.737	68.681,091	142.569.463	68.645.811	73.274	35.281
Retribución calculada por CNE (A)		713.213.683		657.871.144		55.342.539	
Retribución MINETUR (B)		713.259.736		657.283.014		55.976.722	
Diferencia (B)-(A)		46.053		-588.130		634.183	
Retribución Unitaria Calculos CNE (en €/unidad)		Valor unitario resultante del reparto 60-20-20					
Retribución/Ptos Suministro <4bar		129,469 €/cliente		129,469 €/cliente		129,469 €/cliente	
Retribución/Demanda < 4 bar		5,051515 €/MWh		5,051515 €/MWh		5,051515 €/MWh	
Retribución/Demanda > 4 bar		2,076885 €/MWh		2,076885 €/MWh		2,076885 €/MWh	

Cuadro 44. Comparativo entre cifras de MIET y CNE de la Retribución Base de 2011 de GND SDG y MRG II necesaria para el cálculo de la retribución 2012 y 2013

55 Según dicho criterio, la retribución anual asociada a determinados activos se ha de imputar en un 60% al número de clientes medios suministrados a presión igual o menor a 4 bar, en un 20% a la demanda de gas suministrada a presión igual o menor que 4 bar y en el 20% restante a la demanda de gas suministrada a presión superior a 4 bar.

En el cuadro adjunto, se muestra la retribución anual y los desvíos del 2011 para Gas Natural Distribución, Madrileña Red de Gas II, una vez aplicados los factores correctores $IPH_{real}/IPH_{provisional}$, así como la retribución y los desvíos 2011 a reconocer teniendo en cuenta que la escisión de activos de Gas Natural Distribución a favor de Madrileña Red de Gas, de acuerdo con la Orden ITC/3215/2011, tiene efecto desde el 01/07/2011. Asimismo, estos últimos valores son comparados con los valores determinados por el MIET.

Empresa Distribuidora	Retribución Anual 2011		Desvíos Anuales	Retribución Reconocida 2011 (En función de la fecha de escisión)		Desvíos A Reconocer (A)	Desvíos considerados por MINETUR (B)	Diferencias (B)-(A)
	Calculada en 2011	Calculada en 2012		Calculada en 2011	Calculada en 2012			
Gas Natural Distribución SDG	664.369.857	651.781.907	-12.587.950	691.665.846	678.971.722	-12.694.124	-12.860.645	-166.521
Madrileña Red de Gas II	55.044.398	54.830.290	-214.108	27.748.409	27.640.475	-107.934	-105.944	1.990
Total	719.414.255	706.612.197	-12.802.058	719.414.255	706.612.197	-12.802.058	-12.966.589	-164.531

Cuadro 45. Comparativo entre cifras de MIET y CNE de los desvíos 2011 a reconocer de GND SDG y MRG II

Imputación incorrecta de los desvíos 2011 y 2012 de Iberdrola Distribución de Gas

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

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

Calculo Retribución 2012 Base para Calculo Retribución 2013							
		Iberdrola Distribución de Gas (Antes escisión)		Iberdrola Distribución de Gas (Despues escision) que son adquiridos por CEGAS		Activos Adquiridos por Madrileña Red de Gas I, S.A. (Despues escision)	
Retribución por Reparto Historico 60-20-20	Criterio de reparto retribución anual	Retribución	Magnitud fisica	Retribución	Magnitud fisica	Retribución	Magnitud fisica
Ptos Suministro <4bar (clientes medios)	60%	91.739	953,50	818	8,50	90.922	945,00
Demanda < 4 bar (MWh)	40%	61.160	20.819,97	1.976	673	59.184	20.147
Demanda > 4 bar (MWh)		0	0	0	0	0	0
Totales		152.899		2.793		150.106	
Retribución Unitaria (en €/unidad)		Valor unitario resultante del reparto 60-20-20					
Retribución/Ptos Suministro <4bar		96,213 €/cliente		96,213 €/cliente		96,213 €/cliente	
Retribución/Demanda < 4 bar		2,937546 €/MWh		2,937546 €/MWh		2,937546 €/MWh	
Retribución/Demanda > 4 bar		0,000000 €/MWh		0,000000 €/MWh		0,000000 €/MWh	

Cuadro 46. Retribución Base de 2012 de los activos de Iberdrola Distribución Gas que son vendidos a MRG I y CEGAS necesaria para el cálculo de la retribución 2013

En cuanto a las retribuciones de distribución a reconocer, cabe señalar que Iberdrola Distribución de Gas tiene derecho al cobro del total de los desvíos de 2011 y a la parte proporcional de los desvíos de 2012 ya que las operaciones de compra-venta se realizaron a lo largo de 2012. A este respecto, procede señalar que el MIET en su Propuesta de Orden no reconoce ninguna retribución a Iberdrola Distribución de Gas.

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

Empresa Distribuidora	Retribución Anual 2012		Desvíos Anuales
	Calculada en 2011	Calculada en 2012	
Activos Adquiridos por Madrileña Red de Gas I	143.916,61	144.955,68	1.039,07
Activos Adquiridos por CEGAS	2.678,24	2.697,57	19,34
Total	146.594,85	147.653,25	1.058,40

	Retribución Reconocida 2012 (En función de la fecha de Compra)	Desvío Reconocido 2012 (En función de la fecha de Compra)
Iberdrola Distribución Gas	98.885,10	708,82
Madrileña Red de Gas I	48.318,56	346,36
CEGAS	449,60	3,22
	147.653,25	1.058,40

Cuadro 47. Cifras de la CNE de los desvíos 2012 a reconocer de Iberdrola Distribución Gas, Madrileña Red de Gas II y CEGAS asociadas a los activos de Iberdrola Distribución Gas

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

Se ha observado que en la determinación de la retribución de 2013 y en los desvíos de 2011 y 2012 de las empresas que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares (GESA y Gasificadora Regional Canaria), el MIET ha aplicado incorrectamente los factores correctores $IPH_{real}/IPH_{provisional}$ al extracoste por GLP, cuando dicho valor no debe ser actualizado.

El efecto económico de este error es, tal y como se puede observar en la figura adjunta, una minoración de la retribución de GESA en 556 € y en GASCAN de 22.723 €.

	Retribución 2011			Actualización CNE (A)	Actualización MINETUR (B)	Diferencias (B)-(A)
	Calculo 2011	Calculo 2012	Desvio			
Retribución GESA	18.209.438	17.992.610	-216.828	-214.265	-214.821	-556
Activos	16.750.126	16.473.258	-276.868	-274.305	-274.305	0
Extracoste	1.459.312	1.519.352	60.040	60.040	59.484	-556
Retribución GASCAN	384.971	305.022	-79.949	-79.908	-79.209	699
Activos	27.529	23.067	-4.462	-4.421	-4.421	0
Extracoste	357.442	281.955	-75.487	-75.487	-74.788	699
	Retribución 2012			Actualización CNE (A)	Actualización MINETUR (B)	Diferencias (B)-(A)
	Calculo 2011	Calculo 2012	Desvio			
Retribución GASCAN	447.205	466.586	19.381	19.400	18.716	-684
Activos	33.417	32.855	-562	-543	-543	0
Extracoste	413.788	433.731	19.943	19.943	19.259	-684
	Retribución 2013			Actualización CNE (A)	Actualización MINETUR (B)	Diferencias (B)-(A)
	Calculo 2012	Calculo 2013	Desvio			
Retribución GASCAN	714.771			712.990	690.248	-22.741
Activos	51.922			50.141	50.141	0
Extracoste	662.849			662.849	640.108	-22.741

Nota: GESA no percibe retribución por el extracoste de GLP desde 2012

Cuadro 48. Comparativo entre la retribución de 2011, 2012 y 2013 de las empresas que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares