



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 40/2010 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 2011**

21 de diciembre de 2010

## ÍNDICE

0	RESUMEN EJECUTIVO Y CONCLUSIONES .....	4
1	INTRODUCCIÓN .....	11
2	ANTECEDENTES .....	11
3	ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2011 .....	13
4	COMENTARIOS A LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN ..	16
4.1	Valoración general de la Propuesta de peajes y cánones.....	16
4.2	Peajes 2.1 bis.....	23
4.3	Peaje de Tránsito .....	23
4.4	Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima.....	24
4.5	Periodicidad de la revisión de los peajes y cánones .....	25
4.6	Penalizaciones por incumplimiento de la obligación de tener instalada teled medida para consumidores acogidos a los peajes interrumpibles.....	26
4.7	Alquiler de contadores y equipos de teled medida .....	26
5	TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO RESULTANTES DE CONSIDERAR LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN .....	27
6	COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN.....	30
6.1	Consideraciones generales .....	30
6.2	Consideraciones sobre los parámetros necesarios en las metodologías vigentes de cálculo de la retribución .....	31
6.3	Consideraciones sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de O&M de las actividades reguladas.....	32
6.4	Consideraciones sobre las necesidades económicas del sector gasistas consideradas en la propuesta de orden.....	33
6.5	Consideraciones sobre la retribución pendiente de incluir en el régimen retributivo	52
6.6	Consideraciones sobre los artículos de la propuesta orden ministerial que regulan aspectos retributivos de las actividades reguladas del sector gasista .....	53



Comisión  
Nacional  
de Energía

7	CORRECCIÓN DE ERRATAS .....	63
8	CONSEJO CONSULTIVO .....	64

## **INFORME 40/2010 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 2011**

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 21 de diciembre de 2010, ha acordado emitir el siguiente

### **INFORME**

## **0 RESUMEN EJECUTIVO Y CONCLUSIONES**

El día 3 de diciembre de 2010 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, junto con una Memoria justificativa, para la emisión del correspondiente informe preceptivo por procedimiento de urgencia.

A continuación se resumen las principales consideraciones del informe preceptivo de esta Comisión y se incluye una breve justificación de las mismas.

### **Primera. Previsiones de demanda de gas natural y elevada incertidumbre sobre el funcionamiento de las centrales de ciclo combinado.**

En la Propuesta de Orden se prevé que la demanda de gas natural para 2011 alcance los 416 TWh, de los cuales 264 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 152 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado (esta última refleja el escenario central previsto por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) para 2011. Según la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, se prevé que en 2011 la demanda agregada de gas natural aumente un 4,99%, justificado por un incremento del 1,27% de la demanda convencional y del 12,17% de la demanda para la generación eléctrica.

Por otra parte, el Informe de la CNE sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2011, remitido al MITC el 25 de noviembre de 2010 (en adelante "el Informe de la CNE de noviembre de 2010"), plantea dos escenarios de demanda, elaborados sobre la base de la información aportada por los distribuidores y transportistas de gas, por el GTS y por el Operador del Sistema Eléctrico (OS). El primer escenario presenta una demanda total de 362 TWh y el segundo una demanda total de 397 TWh. En los dos escenarios la demanda convencional asciende a 261 TWh, muy cercana a la previsión de 264 TWh contenida en la Propuesta de Orden. Sin embargo, en lo que concierne al consumo de gas de los ciclos combinados, el primer escenario, más conservador, toma una demanda de 101 TWh, mientras el segundo considera una demanda de 136 TWh, cercana al escenario central del OS en el caso de no entrar en funcionamiento el mecanismo de restricciones por garantía de suministro. Ambas previsiones se sitúan por debajo de los 152 TWh de la Propuesta de Orden.

De acuerdo con la información aportada a esta Comisión por el GTS y el OS, las principales diferencias entre estas previsiones se deben a un conjunto de supuestos distintos sobre variables

altamente inciertas, tales como los precios internacionales de gas y carbón, el impacto de la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010 sobre el mecanismo de restricciones garantía de suministro y las condiciones de hidraulicidad.

Por otra parte, se han observado una serie de discrepancias entre las variables de facturación consideradas en la Propuesta de Orden y las empleadas por esta Comisión, que se detallan en el presente informe. Se han detectado diferencias en relación con las previsiones de las variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo. A este respecto, esta Comisión considera que las variables de facturación de la actividad de regasificación, almacenamiento de GN y almacenamiento de GNL se deberían calcular coherentemente con el escenario de demanda considerado. Dicha coherencia, que se ha tenido en cuenta en el Informe de la CNE de noviembre de 2010, no siempre se garantiza en la Propuesta de Orden.

A la vista de todo lo anterior, se recomienda especial prudencia en la elección del escenario de demanda de gas para generación eléctrica que finalmente se utilice en la determinación de los peajes y cánones para el año 2011, con el objeto de garantizar la suficiencia de los mismos y minimizar la probabilidad de que aparezca un déficit en la liquidación de las actividades reguladas del sector gasista.

### **Segunda. Mandato al GTS y al OS para la realización conjunta de un ejercicio de previsión anual de la demanda de gas de las centrales de ciclo combinado.**

En estrecha relación con la conclusión anterior, se reitera la importancia de que los peajes y cánones, que se determinan a finales de un año para el siguiente, se calculen utilizando la mejor previsión de demanda posible, sobre la base de la información existente.

A este fin, teniendo en cuenta la incertidumbre que afecta al funcionamiento del mercado eléctrico, sería importante poder contar con el trabajo coordinado del GTS y del OS. Hasta la fecha, esta Comisión, previa solicitud de un escenario coordinado, ha recibido ejercicios de previsiones realizados de forma separada por parte de estos operadores. Dado el gran número de escenarios y supuestos diversos empleados por ambos, la elección, por parte de la CNE y/o del MITC, de los escenarios más probables para la determinación de peajes y cánones, puede resultar muy compleja.

A efectos de perfeccionar el ejercicio de previsión de demanda se propone incluir la siguiente Disposición adicional en la Orden:

“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 cual se detalle y justifique la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente”.

### **Tercera. Retribución de la actividad de distribución. - Disposición final tercera de la Propuesta por la que se modifica el artículo 18.1 de la ITC 3993/2006**

La Disposición final tercera de la Propuesta introduce una nueva modificación al redactado del artículo 18.1, sobre la actualización de la actividad de distribución de la Orden ITC 3993/2006, la anterior modificación fue mediante la ITC 1890/2010, de 15 de julio de 2010, donde se modifican nuevamente las definiciones de los términos  $IPH^D_k$  e  $IPH^P_j$  incluidos en el apartado 1 del artículo 18 de de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre,

Como antecedentes, y para una mejor comprensión de lo que implica el cambio propuesto, cabe indicar que durante la elaboración de la propuesta de retribución para el año 2010 de la actividad

de distribución, se puso de manifiesto que en la determinación de los valores provisionales del IPH<sup>P</sup> para el 2010, se obtenían valores no acordes (7,32%) con los valores que previsiblemente serían una mejor estimación del citado índice. No obstante, siguiendo la regulación vigente a la hora de determinar la retribución en 2010 de la actividad de distribución se aplicó dicho valor.

La disposición final primera de la Orden ITC/1890/2010, de 15 de julio de 2010, modificó lo dispuesto en los artículos 34, 18.1 y 18.5 de la Orden ITC/3993/2006, adoptando como valores IPH<sup>P</sup> los valores reales disponibles en octubre de n-1 y n-2.

La Disposición Final tercera de la Propuesta reabre este punto dando un nuevo tratamiento a la determinación del IPH<sup>P</sup> para el año 2010, manteniendo para el cálculo de la retribución de la distribución del año 2011 la utilización del valor de IPH<sub>2010</sub>, mientras que para los activos de transporte se aplica lo dispuesto en la ITC 1890/2010, dando un tratamiento asimétrico a realidades similares.

Este nuevo cambio en la regulación sobre el valor del IPH<sup>P</sup>, solo cinco meses después del último cambio en la ITC/1890/2010, añade incertidumbre e introduce un tratamiento diferenciado entre las actividades de transporte y distribución, sobre un tema como es la actualización por IPH al que no parece justificado aplicar dos metodologías diferentes, cuando estaban sensiblemente igualadas. Asimismo, la Memoria de la Propuesta tampoco indica la necesidad de aplicar un IPH del 7,32% en razón de los mayores costes habidos o reclamados por las empresas distribuidoras.

En términos numéricos los cambios que introduce la Propuesta quedan reflejados en la figura que se adjunta:

	CÁLCULO RETRIBUCIÓN DISTRIBUCIÓN PARA 2011				Variación (%) Propuesta OM / ITC1890/2010
	PROPUESTA CNE ACTUALIZADA SEGÚN ITC 1890/2011		Propuesta OM		
IPH <sub>2011</sub>	Valor Real Oct 2010	3,21%	Valor Real Oct 2010	3,21%	
IPH <sub>2010</sub>	Valor Real Oct 2009	-2,46%	7,32% (Valor Previsto en 2009 para Año 2010)	7,32%	
IPH <sub>2009</sub>	Valor Real Dic 2009	0,58%	Valor Real Dic 2009	0,58%	
IPH <sub>2008</sub>	Valor Real Dic 2008	0,60%	Valor Real Dic 2008	0,60%	
IPH <sub>2007</sub>	Valor Real Dic 2007	5,06%	Valor Real Dic 2007	5,06%	
	Multiplicación Acumulada de IPH	1,070		1,177	10,0%

La modificación normativa que introduce la Propuesta supone que la actualización por IPH en un 10% mayor que la que se obtendría por la aplicación de la ITC 1890/2010 lo que supone un mayor coste regulado de 116,5 millones de €.

Adicionalmente, cabe añadir que para el año 2010 está estimado un desvío acumulado entre los ingresos liquidables del sistema gasista y los costes regulados de 187,5 millones de euros, y que adicionalmente el sistema tiene todavía pendiente de reconocer costes regulados por valor de 290,4 millones de euros, lo que hace un total de 477,9 millones de euros de costes históricos acumulados y no pagados, sobre unos ingresos netos liquidables anuales de 2.548,5 millones de euros.

En aras a mantener bajo control el déficit histórico, esta Comisión de acuerdo con lo recogido en el "Informe 16/2010 de la CNE sobre la Propuesta de Orden Ministerial por la que se establecen determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural", aprobado por el Consejo de Administración en su sesión del día 1 de julio de 2010 y en la "Propuesta de retribución para 2011 para las actividades reguladas de transporte,

regasificación, almacenamiento subterráneo básico, distribución y G.T.S. a efectos de su consideración en la determinación de los peajes y cánones de acceso”, que ha sido aprobada por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión de 25 de noviembre de 2010, considera que para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución para el año 2011 se debe aplicar, en relación con el IPH, lo actualmente dispuesto en la Disposición final primera de la Orden ITC 1890/2010, con lo que la retribución de la actividad de distribución para el año 2011 quedaría en 1.364,8 millones de euros, sin perjuicio de las regularizaciones correspondientes a los años 2009 y 2010.

El Consejo estima que es necesario introducir mejoras metodológicas para dar mayor firmeza a los datos que se obtienen en el cálculo del IPH.

#### **Cuarta. Previsión de Desvíos de Cierre del Ejercicio 2010**

Con fecha 19 de noviembre de 2010 y 9 de diciembre, dos empresas transportistas comunicaron un error en la información aportada para el cálculo del desvío de cierre del ejercicio 2010. Considerando los datos corregidos remitidos por dichos agentes, se estima que la partida de déficit de las actividades reguladas de 2010 alcanzará los 187.472,29 miles de euros, en lugar de los 142.583,92 miles de euros considerados en la Propuesta de Orden, lo que supone un incremento de 44.889.371 € en las necesidades económicas del sector gasista con respecto a lo previsto en la propuesta de orden.

#### **Quinta. Retribución provisional para los almacenamientos subterráneos en 2011**

De acuerdo con el artículo 6.2 de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, podrá fijarse un régimen retributivo provisional, a petición del titular de la concesión de explotación del almacenamiento, para el periodo comprendido entre la fecha de entrada en vigor de la misma y la fecha de inclusión definitiva en el régimen retributivo del sistema gasista

Mediante resolución de 16 de julio de 2010 de la Dirección General de Política Energética y Minas se estableció un régimen retributivo provisional para el almacenamiento subterráneo x. Mediante el mecanismo establecido, x podrá percibir por este concepto el x% de la inversión acumulada hasta el 31 de diciembre del año anterior.

La propuesta de retribución de la CNE estimaba por este concepto para la empresa xxx la cantidad de xxx millones de euros, mientras que la Propuesta del MITyC la estima en xxx millones de euros.

Por consiguiente, en base a las inversiones que tiene previstas realizar x en el almacenamiento de x, y en aras a la debida contención de los desvíos futuros, se debería mantener la cantidad prevista por la CNE como necesidad económica a presupuestar para la determinación de los peajes 2011.

#### **Sexta. Sobre el artículo 13 “Retribución específica de instalaciones de distribución”**

Del análisis de este artículo se ha observado que la regulación sobre la retribución específica sigue en general la misma filosofía establecida en la Orden ITC/3520/2009. No obstante, se considera conveniente introducir los siguientes cambios para mejora en la asignación y el control en la aplicación de esta retribución:

Se propone definir qué se entiende por núcleo de población, utilizando para ello las definiciones ya utilizadas por el INE, así como el código que dicho organismo utiliza para la identificación de las distintas unidades poblacionales.

Que una vez definido qué se entiende por núcleo de población, no se asigne retribución específica para aquellos núcleos que ya dispongan de gas, en detrimento de otros que no lo tengan.

Que el apoyo económico que representa la retribución específica vaya preferentemente a aquellos núcleos de población donde cuenten con apoyo económico de la CCAA, sumando de una manera más eficaz los esfuerzos de las administraciones.

Que la instalación de conexión se concrete únicamente en el ramal de conexión, puesto que de otra manera no se cumpliría con el principio establecido de que la actividad de la distribución fuera viable económicamente por sí misma, si estuviera próxima a los gasoductos que la alimentan.

Se considera adecuado establecer más detalle respecto a la documentación que contiene la descripción técnica de las instalaciones, a aportar por los promotores, tanto en el momento de solicitar la retribución como en el momento de solicitar el pago de la misma, para acreditar lo ejecutado.

Y finalmente, se estima oportuno realizar una mejor definición de la cantidad a detraer por RTS (*Retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario*), indicando que dicha cantidad será la que corresponda a la retribución de la anualidad completa correspondiente a la instalación al año siguiente al de la puesta en marcha

### **Séptima. La retribución financiera del gas de nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación**

La actual regulación sobre la retribución financiera del gas de nivel mínimo de llenado (NMLL) de las instalaciones no es lo suficientemente precisa para lo que se necesita, y, así lo reconoce la Propuesta cuando indica en su artículo 15 que dicho gas será retribuido por el mismo procedimiento de retribución que la instalación donde se encuentre el gas.

La Memoria de la Orden justifica esta disposición por el hecho de simplificar la gestión y el cálculo. Sin embargo, a juicio de esta Comisión, la metodología de la Propuesta podría no ser la más adecuada ya que la retribución para las instalaciones, establecida en el Real Decreto 326/2008 y en la Orden ITC/3994/2006 está precisamente pensada para activos que son propiamente instalaciones, y que conllevan, además de retribución financiera, amortizaciones y costes de operación y mantenimiento, no siendo este el caso del gas para NMLL. Además, con esta propuesta se aplicarían retribuciones financieras a un mismo tipo de activo – gas para NMLL–, diferentes según éste se encontrara asociado a gasoductos de transporte o a plantas de regasificación.

Por todo ello, esta Comisión considera necesario el establecimiento de un régimen retributivo concreto, que se define en este informe, a efectos de cálculo de la retribución financiera del gas para NMLL de gasoductos de transporte y plantas de regasificación, que disponga de manera clara y replicable la metodología aplicable en estos cálculos, y que sea ésta coherente con el concepto propio de retribución financiera.

### **Octava. Retribución pendiente de incluir en el régimen retributivo**

La Propuestas tanto de la CNE como del MITC a la hora de determinar las cantidades a considerar en la determinación del valor de los peajes de acceso, tienen en cuenta que, por las demoras existentes en los procesos administrativos de reconocimiento de los costes regulados de las instalaciones, 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 (criterio de caja).



En el análisis de las necesidades económicas de la Propuesta de Orden Ministerial se ha puesto de manifiesto un criterio de caja del MITC más restrictivo que el que plantea esta Comisión. En concreto, el MITC considera que durante 2011 se van a incorporar 102 M€ correspondiente a cantidades devengadas por instalaciones puestas en servicio entre 2002 y 2011, mientras que esta Comisión considera 178 M€, es decir existe una diferencia de 76 M€.

De hacerse realidad las cifras indicadas por la CNE, las necesidades consideradas por el MITC (3.055 M€) deberían incrementarse en un 2,5%, es más, de considerarse todas las cantidades devengadas pendientes de reconocer (290 M€) habría que incrementar las necesidades económicas en un 3,7% adicional.

En consecuencia, y al objeto de prever la evolución de los peajes y cánones y su suficiencia para mantener un presupuesto equilibrado, se recomienda que se tenga en cuenta el criterio de caja propuesto por la CNE por ser más prudente en orden a evitar la acumulación de déficit.

### **Novena. Suficiencia de ingresos**

En relación con la suficiencia de ingresos de la Propuesta de Orden, cabe señalar que, dado el volumen de costes reconocidos, la posible existencia de déficit de las actividades reguladas en 2011 dependerá, de forma crítica, de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica.

En la Memoria de la Propuesta de Orden se concluye que los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes de la Orden ITC/3520/2009 serían de 2.839 millones de euros frente a unos costes previstos de 3.057 millones de euros para 2011. Por tanto, para garantizar la suficiencia de ingresos se propone un aumento de los peajes y cánones del 7,64%.

Sin embargo, si se consideran los mismos costes de la Propuesta de Orden conjuntamente a las previsiones de demanda y a las hipótesis de facturación de esta Comisión, se estima que, con el aumento propuesto de peajes y cánones del 7,64%, existiría un déficit de las actividades reguladas para 2011. Dicho déficit se podría situar entre los 81 millones de euros y los 158 millones de euros, siendo necesario un incremento adicional de los peajes y cánones a efectos de garantizar la suficiencia de ingresos. Cabe señalar que, según dichas hipótesis, ese déficit de las actividades reguladas no se produciría si la demanda de las instalaciones de ciclo combinado superase los 173 TWh, esto es, si la demanda se situase en el escenario superior previsto por el GTS.

### **Décima. Asignación de costes frente a la propuesta de subida lineal de los peajes y cánones**

La Propuesta de Orden introduce un incremento uniforme del 7,6% sobre todos los peajes establecidos en la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, excepto para el peaje de descarga en la planta de Mugaros que en la Orden ITC/3520/2009 era nulo y para los peajes 2.2 bis, y 2.3 bis, que se incrementan un 22,7% y un 30,2% respectivamente.

La uniformidad del incremento propuesto contribuye a acentuar las actuales distorsiones existentes en la asignación de los costes de cada actividad regulada a sus respectivos peajes. A este respecto se considera que, progresivamente, debería establecerse una correspondencia entre la retribución de cada actividad regulada y los ingresos que la misma recauda a través del sistema de peajes y cánones.

En relación con los peajes y cánones de la actividad de regasificación, debería contemplarse un mayor aumento, con respecto a la Propuesta de Orden, del peaje de descarga de buques para establecer dichos peajes en función del coste por el uso de las infraestructuras que retribuyen. Lo anterior es aplicable a los peajes de transporte y distribución. Por el contrario, se debería

contemplar un menor aumento en el peaje de regasificación al de la propuesta de Orden y una reducción o en su caso mantenimiento del canon de almacenamiento subterráneo.

En la actualidad al canon de almacenamiento subterráneo se le asigna un coste muy superior al que le corresponde por el uso de las infraestructuras actuales que retribuye. No obstante, en el ajuste necesario en dicho peaje cabría tener en cuenta la previsible evolución futura al alza de los costes de almacenamiento subterráneo por la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones.

Se reitera una vez más la necesidad de elaborar una metodología que haga explícitos los criterios de asignación de los costes a los peajes y cánones, de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, de acuerdo con los objetivos señalados por el RD 949/2001. No obstante, previamente sería necesario establecer el modelo de gestión logística para evitar que su desarrollo futuro pueda verse condicionado por una estructura de peajes y cánones determinada, tal y como se ha manifestado en anteriores informes de esta Comisión.

### **Undécima. Revisiones trimestrales de los peajes y cánones**

En relación con la posibilidad de realizar revisiones trimestrales de los peajes y cánones que introduce la Propuesta de Orden, esta Comisión señala que, de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 949/2001, dicha 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 y 34/2009 sobre la revisión de los peajes y cánones con periodicidad inferior al año.

Adicionalmente, esta Comisión señala que: (1) el plazo de revisión de los peajes y cánones debería ser un elemento de la correspondiente metodología de peajes y cánones, (2) que las modificaciones con periodicidad inferior al establecido con carácter general deberían tener carácter excepcional y estar contempladas en dicha metodología y (3) la redacción de la Disposición final primera de la propuesta de Orden implica 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.

En consecuencia, esta Comisión propone la supresión de la Disposición final primera de la propuesta de Orden informada.

### **Duodécima. Otras consideraciones**

La Propuesta de Orden elimina el peaje 2.1 bis, de forma que dichos consumidores pasarán a ser facturados al peaje del grupo 3 correspondiente, si bien ni en la Propuesta de Orden, ni en la Memoria que la acompaña se justifica la eliminación de dicho peaje. Esta Comisión considera que cualquier modificación de la estructura de peajes y cánones debería estar debidamente justificada en la correspondiente Memoria explicativa.

En relación con el peaje de tránsito internacional, esta Comisión considera que es necesario dar cumplimiento al Reglamento (CE) N<sup>o</sup> 715/2009 del Parlamento Europeo en la Orden que finalmente se publique, de forma que el peaje de conexiones internacionales no se base en itinerarios contractuales y que el mismo refleje el coste en el que dichos usuarios hacen incurrir al sistema. No obstante, recomienda que dicha modificación se introduzca de forma expresa en el articulado de la Propuesta de Orden, con objeto de incrementar la seguridad jurídica de la misma, y no de forma tácita como parece realizar la Propuesta de Orden.

En consecuencia, se propone i) mencionar expresamente en la disposición derogatoria única del proyecto la derogación del artículo 12 y del apartado octavo del anexo I, ambos de la Orden

3520/2009; ii) suprimir el apartado octavo del anexo I del proyecto; iii) incluir mención directa a estas supresiones en la exposición de motivos del proyecto.

Se aconseja revisar, de la forma propuesta en el presente informe, las penalizaciones aplicables a los consumidores acogidos a los peajes interrumpibles en caso de que no tengan telemedida disponible por un periodo superior a 1 mes.

En relación con las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida, que se actualizan anualmente en función del IPH, según lo dispuesto por el Real Decreto 1434/2002, se considera necesario realizar un estudio para adecuar dichos precios regulados a su coste. A este respecto cabe señalar que, dichos precios en el sector eléctrico no han sufrido modificación desde el año 2002.

## 1 INTRODUCCIÓN

El día 3 de diciembre de 2009 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 2011, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

Una vez más se hace constar que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar adecuadamente las Propuestas de Orden. Lo anterior es igualmente aplicable a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, dada la trascendencia que tiene la Propuesta, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para analizar la repercusión que tiene su recuperación mediante peajes y cánones de gas natural sobre los distintos colectivos de consumidores.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió el día 14 de diciembre de 2009, para discutir la indicada Propuesta de Orden. En el epígrafe 8 se incluye un resumen de las alegaciones del Consejo Consultivo y 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 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en su capítulo IV, introduce los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones, los elementos de cálculo de dichos precios regulados, así como las nuevas estructuras de tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural.

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

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

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

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad, modifica la redacción del artículo 92 de la Ley 34/1998 sobre los criterios para determinación de peajes y cánones. Este artículo establece que los peajes y cánones tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de las infraestructuras y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos. En particular, en el caso de los suministros realizados desde una planta satélite de GNL, se tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de dichos suministros.

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, estableció los peajes y cánones aplicables a partir del 1 de enero de 2010.

El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, específico el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, estableció los precios que deberán pagar aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y las medidas a aplicar por las empresas distribuidoras y comercializadoras para que el traspaso al suministro de último recurso sea compatible con el fomento de la competencia.

El Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, 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, introdujo diversas modificaciones sobre el Real Decreto 1434/2002.

La Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio, 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. Dicha Orden introdujo diversas modificaciones sobre el procedimiento de imputación de los peajes y cánones en la TUR y sobre la determinación del coste de la materia prima.

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.

El pasado 9 de diciembre de 2010 el Consejo de Administración de la CNE aprobó el Informe 38/2010 sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se establece el intercambio de capacidad a las instalaciones gasistas. Dicha Propuesta establece las bases para el establecimiento de un mercado de capacidad de las instalaciones gasistas.

Por último, el pasado 25 de noviembre de 2010 fueron aprobados por el Consejo de Administración de la CNE sendos informes, en los que se incluye la previsión de demanda e ingresos para 2011; y la Propuesta de retribución de las actividades reguladas para dicho ejercicio.

### 3 ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2011

En la Propuesta de Orden se prevé que la demanda de gas natural para 2011 alcance los 416 TWh, de los cuales 264 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 152 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone un incremento del 1,27% y del 12,17%, respectivamente, sobre de la demanda prevista para en la Memoria para el cierre de 2010 (véase Cuadro 1).

**Cuadro 1. Demanda considerada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden para el cierre de 2010 y 2011, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica**

	GWh			Tasa de variación s/ año anterior		
	2009 (REAL)	2010 (GTS)	2011 (MITYC)	2009	2010	2011
Convencional	241.062	260.890	264.208	-8,0%	8,2%	1,3%
Sector Eléctrico	160.793	135.333	151.807	-14,2%	-15,8%	12,2%
<b>TOTAL</b>	<b>401.855</b>	<b>396.224</b>	<b>416.015</b>	<b>-10,6%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>5,0%</b>

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

El pasado 25 de noviembre de 2010 fue aprobado por el Consejo de Administración de la CNE informe sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2011. En el citado informe se señalaba la existencia de un elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural en 2011, derivada de la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro y de la evolución de la actividad económica, y sobre el funcionamiento de las plantas de regasificación como consecuencia de la entrada en funcionamiento del MEDGAZ.

Teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre y la información aportada por las empresas distribuidoras/transportistas, por el GTS y por el OS, en el informe de la CNE se planteaban dos escenarios de previsión, basados en dos contextos de funcionamiento de los ciclos combinados.

Un primer escenario (denominado “Escenario 1”), consideraba que la demanda de gas de los ciclos combinados podría alcanzar los 101 TWh. Este escenario se correspondía con el escenario inferior remitido por el GTS (supuesta la entrada en vigor del RD 134/2010, un año húmedo y equilibrio de precios del gas natural y el carbón) y se situaría entre los escenarios central (90 TWh) y superior (119 TWh) previstos por el OS supuesta la entrada en vigor del RD 134/2010 y próximo al escenario inferior (96 TWh) previsto por el OS en caso contrario, considerando en ambos un escenario de precios del gas natural de 19,35 €/MWh.

Un segundo escenario (denominado “Escenario 2”) consideraba una demanda de gas de los ciclos combinados de 136 TWh. Esta demanda es similar tanto a la demanda prevista por el GTS en el escenario superior (137 TWh, considerando la existencia de una ventaja competitiva del carbón), como a la prevista por el OS en su escenario central (133 TWh) en el caso de que no entrara en funcionamiento el mecanismo de restricciones de garantía de suministro en 2011.

En el Anexo I se adjunta el informe “Previsiones de demanda y facturación en el sector del gas natural para el 2011” elaborado por esta Comisión en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre.

En el Cuadro 2 se compara la previsión de la demanda para el ejercicio 2011 de la Propuesta de Orden con los escenarios incluidos en el informe de 25 de noviembre de 2010 de la CNE.

**Cuadro 2. Escenario de demanda previsto para 2011, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica. MITC vc CNE.**

	GWh		
	Propuesta de Orden	CNE	
		Escenario 1	Escenario 2
<i>Demanda convencional</i>	253.821	249.725	249.725
<i>Demanda destinada a generación Eléctrica</i>	151.807	101.120	136.120
<b>TOTAL T &amp; D</b>	<b>405.628</b>	<b>350.845</b>	<b>385.845</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.387	11.515	11.515
<b>TOTAL</b>	<b>416.015</b>	<b>362.360</b>	<b>397.360</b>

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

Se observa que, en los dos escenarios considerados por la CNE, la demanda convencional asciende a 261 TWh, muy cercana a la previsión de 264 TWh contenida en la Propuesta de Orden. Sin embargo, en lo que concierne al consumo de gas de los ciclos combinados, el primer escenario, más conservador, toma una demanda de 101 TWh, mientras el segundo considera una demanda de 136 TWh, cercana al escenario central del OS, en el caso de que no entrara en vigor el RD 134/2010 sobre el mecanismo de restricciones por garantía de suministro. Ambas previsiones se sitúan por debajo de los 152 TWh de la Propuesta de Orden, acorde con el escenario central previsto por el GTS para 2011.

Cabe señalar que, el 16 de julio de 2010, esta Comisión, teniendo en cuenta la incertidumbre observada en el pasado en relación con las previsiones de consumo de los ciclos combinados de gas natural, solicitó al Gestor Técnico del Sistema del gas y al Operador del Sistema eléctrico la elaboración de un informe conjunto en el que se detallase la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados para el cierre de 2010 y 2011, junto con la descripción de los escenarios y las hipótesis consideradas. En respuesta a dicha petición el GTS remitió un informe en el que se consideraban 9 escenarios de funcionamiento para los ciclos combinados, resultado de considerar tres escenarios de precios para el gas natural y tres escenarios de hidráulicidad. Por su parte, el OS remitió un informe en el que se planteaban 24 escenarios de funcionamiento de ciclos combinados, resultado de considerar, además de los precios del gas natural y la hidráulicidad, la entrada o no del mecanismo de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro.

En consecuencia, esta Comisión considera que se debería ser especialmente prudente en la determinación de la demanda de gas natural para el ejercicio 2011 con objeto de asegurar la suficiencia de ingresos y no generar un déficit en la liquidación de las actividades reguladas.

Adicionalmente, dada la incertidumbre que afecta al funcionamiento del mercado eléctrico, se considera importante poder contar con el trabajo coordinado del GTS y del OS, por lo que, a efectos de perfeccionar el ejercicio de previsión de demanda, se propone incluir la siguiente Disposición adicional en la Orden:

*“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 cual se detalle y justifique la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente”.

En relación con las variables de facturación consideradas en la Propuesta de Orden, es relevante destacar, debido a su impacto en los ingresos previstos para 2011, que la Propuesta de Orden considera un número de clientes un 2% superior al considerado por esta Comisión y una capacidad contratada un 7% inferior (se excluye la del grupo 3) (véase Cuadro 3).

**Cuadro 3. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2010, por el MITC y por la 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(%)	
					E1	E2			E1	E2
<b>Grupo 1</b>	176.798	97	991.029	49%	132.890	162.009	100	985.564	37%	45%
<b>Grupo 2</b>	143.334	4.659	618.389	64%	136.842	140.445	4.640	697.029	54%	55%
Firme	141.218	3.854	607.515	64%	134.730	138.333	3.834	684.048	54%	55%
Art. 9 ECO/32/2004	2.116	805	10.874	53%	2.113	2.113	806	12.981	45%	45%
<b>Grupo 3</b>	69.557	7.398.678	463.491	41%	69.633	69.633	7.287.340	532.787	36%	36%
<b>Grupo 4 (Interrumpible)</b>	15.940	10	89.580	49%	11.480	13.758	11	142.348	22%	26%
<b>Total T&amp;D</b>	405.628	7.403.444	2.162.490	51%	350.845	385.845	7.292.090	2.357.728	41%	45%
<b>Suministro GNL directo a cliente final</b>	10.387				11.515	11.515				
<b>Total Demanda</b>	416.015				362.360	397.360				

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

Al respecto cabe señalar que, las previsiones de demanda y demás variables de facturación remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras fueron objeto de un detenido análisis, que puso de manifiesto algunas incoherencias en la información remitida, en la mayoría de los casos, subsanadas por los agentes e incorporadas en las previsiones de la CNE.

Asimismo, se observan diferencias entre las previsiones de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo de la Propuesta de Orden y las elaboradas por esta Comisión (véase Cuadro 4).

**Cuadro 4. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2011. Propuesta de Orden vs CNE.**

	Escenario CNE					
	Propuesta de Orden		Escenario 1		Escenario 2	
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados
<b>Regasificación</b>	1.087.505	270.230	1.072.265	222.003	1.202.446	257.079
	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques
<b>Descarga de buques</b>	400	285.200	325	234.712	374	269.793
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas
<b>Carga en cisternas</b>	34.225	12.492	34.757	12.686	34.757	12.686
	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)
<b>Almacenamiento de GNL</b>	7,96	8.656.335	4,98	5.343.333	4,99	6.003.166
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos
<b>Almacenamiento de GN</b>	28.070	21.791	28.070	21.791	28.070	21.791

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

Esta Comisión, considera que las variables de facturación de la actividad de regasificación, almacenamiento de GN y almacenamiento de GNL deberían calcularse coherentemente con el escenario de demanda considerado, tal y como se refleja en los escenarios remitidos al MITC por esta Comisión el pasado 25 de noviembre de 2010.

## 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 7,6% sobre los peajes establecidos en la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, excepto:

- Para el peaje de descarga en la planta de Mugardos que en la Orden ITC/3520/2009 era nulo y que en la Propuesta de Orden se iguala a los peajes de descarga de las plantas de Barcelona y Bilbao.
- Para los peajes 2.2 bis, y 2.3 bis, que se incrementan un 22,7% y un 30,2% respectivamente.

Adicionalmente cabe señalar que la Propuesta de Orden elimina el peaje 2.1 bis, de forma que dichos consumidores pasarán a ser facturados al peaje del grupo 3 correspondiente.

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 ITC/3520/2009.



### 4.1.1 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 ascienden a 2.839 M€, siendo, por tanto, necesario un incremento de los peajes y cánones del 7,64%, en línea con las variaciones de peajes y cánones contenidas en la Propuesta de Orden, por lo que se podría considerar que los mismos son suficientes para cubrir los costes de acceso previstos en la Memoria.

No obstante, cabe señalar que, los ingresos previstos en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden para los consumidores que utilizan la demanda de gas natural como materia prima son los resultantes de aplicar las condiciones de facturación, establecidas en la Disposición transitoria segunda de la Orden ITC/3520/2009 aplicables hasta el 1 de enero de 2011, cuando deberían haberse aplicado las condiciones generales, esto es, el peaje 1.3.

Adicionalmente, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, se incluye entre los ingresos previstos para 2011 la cantidad de 9,52 M€ en concepto de facturación por GNL directo a cliente final. Esta Comisión considera que no se deberían incluir dichos ingresos, debido a que, por un parte, los consumidores suministrados a través de planta satélite no pagan el peaje de transporte y distribución, por utilizar la red de transporte o distribución sujeta al acceso de terceros a la red de suministros, y, por otra parte, la facturación de los peajes de carga en cisternas y descarga de buques incluye la demanda de dichos suministros.

Por último, cabe señalar que se debería incluir con el mayor detalle posible las hipótesis utilizadas para determinar los ingresos previstos para 2011. En particular, se deberían indicar las hipótesis utilizadas para calcular los ingresos por trasvase de GNL a buque, el impacto de los peajes de corto plazo y los ingresos por reserva de capacidad.

Dada la incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural para 2011, se ha procedido a calcular los ingresos que resultarían de aplicar los peajes de la Propuesta de Orden a los escenarios de demanda considerados por esta Comisión, con objeto de valorar la suficiencia de los mismos.

En la estimación de ingresos para 2011 se han considerado las hipótesis de facturación descritas en el informe de la CNE de 25 de noviembre y los precios de los peajes y cánones de la Propuesta de Orden, facturando a los consumidores acogidos al peaje 2.1 bis al peaje 3.4.

En el Cuadro 5 se comparan los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la Orden ITC/3520/2009 y de la Propuesta de Orden, a las variables de facturación previstas por la CNE en sendos escenarios.

**Cuadro 5. Ingresos previstos para 2011 resultado de aplicar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden y de la Orden ITC/3520/2009, a las variables de facturación previstas por la CNE.**

	Facturación (Miles de €)				Diferencias : Propuesta OM 2011 vs Orden ITC/3520/2009 (%)	
	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 1	Escenario 2
	Orden ITC/3520/2009	Propuesta OM 2011	Orden ITC/3520/2009	Propuesta OM 2011		
<b>(A). Actividad de Regasificación</b>	<b>287.460</b>	<b>309.891</b>	<b>322.322</b>	<b>347.491</b>	<b>7,8%</b>	<b>7,8%</b>
Peaje de descarga de buques	16.198	18.069	18.602	20.753	11,5%	11,6%
Peaje de carga en cisternas	11.626	12.515	11.626	12.515	7,6%	7,6%
Peaje de regasificación	203.257	218.644	228.753	246.069	7,6%	7,6%
Almacenamiento GNL	56.378	60.663	63.340	68.154	7,6%	7,6%
Trasvase de GNL a buques						
<b>(B). Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>141.909</b>	<b>150.676</b>	<b>141.909</b>	<b>150.676</b>	<b>6,2%</b>	<b>6,2%</b>
<b>(C). Transporte y Distribución</b>	<b>2.210.094</b>	<b>2.386.001</b>	<b>2.247.342</b>	<b>2.425.453</b>	<b>8,0%</b>	<b>7,9%</b>
Reserva de Capacidad	149.263	161.058	162.292	174.988	7,9%	7,8%
Término de conducción	2.060.831	2.224.944	2.085.050	2.250.465	8,0%	7,9%
<b>(D). Otros Ingresos</b>	<b>32.712</b>	<b>51.613</b>	<b>32.712</b>	<b>51.613</b>	<b>57,8%</b>	<b>57,8%</b>
Peajes de Transito Internacional	28.840	47.742	28.840	47.742	65,5%	65,5%
Ingresos subastas						
Venta de Condesados	3.871	3.871	3.871	3.871	0,0%	0,0%
Penalizaciones						
<b>(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)</b>	<b>2.672.175</b>	<b>2.898.181</b>	<b>2.744.284</b>	<b>2.975.233</b>	<b>8,5%</b>	<b>8,4%</b>
<b>(B). Costes de actividades reguladas</b>		<b>3.056.818</b>		<b>3.056.818</b>		
<b>(E) - (B)</b>		<b>- 158.636</b>		<b>- 81.585</b>		

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

Se observa que, según los escenarios previstos de la CNE como consecuencia de las modificaciones introducidas en los peajes y cánones de la Propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2011 aumentarían un 8,5% respecto a los resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes (establecidos en la Orden ITC/3520/2009). Este aumento se explica por el incremento del 7,8% de los ingresos de la actividad de regasificación, del 8,1% de los ingresos por AA.SS, del 8% los ingresos de transporte y distribución y del 57,8% de otros ingresos, consecuencia de la eliminación del peaje de tránsito internacional.

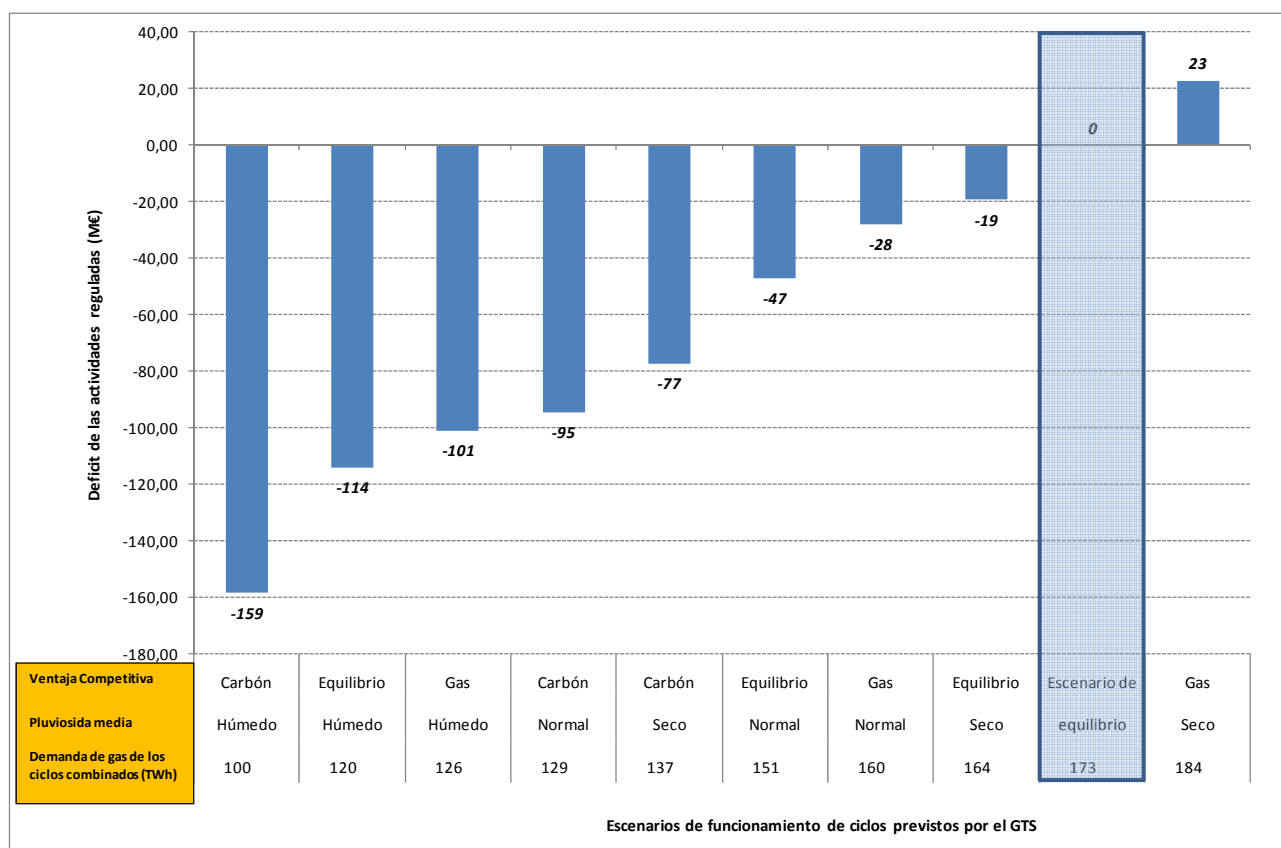
No obstante, según las previsiones de las variables de facturación de la CNE, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden no serían suficientes para cubrir los costes para 2011 previstos en la Memoria de la Propuesta de Orden. El déficit de las actividades reguladas para 2011 si el escenario de demanda coincidiera con uno de los previstos por esta Comisión, se podría situar entre los 81 M€ y 159 M€, dependiendo del escenario de demanda considerado.

Se considera que la existencia de déficit de las actividades reguladas en 2011 dependerá de forma crítica de la demanda destinada a la generación eléctrica, por lo que se ha realizado un análisis de sensibilidad de los ingresos en función de los escenarios de funcionamiento de los ciclos combinados previstos por el GTS, manteniendo la demanda convencional y las hipótesis de facturación de esta Comisión. Adicionalmente, se ha considerado un escenario adicional, en el

que se estima la demanda de gas natural para generación eléctrica necesaria para que los peajes de la Propuesta de Orden sean suficientes para cubrir los costes previstos.

En el Gráfico 1 se presenta el déficit estimado en la liquidación de actividades reguladas para el ejercicio 2011 en cada uno de los escenarios analizados. En el eje de abscisas se resumen la demanda de gas natural de los ciclos combinados para 2011 previstos por el GTS en cada uno de los escenarios considerados que, a su vez, depende de la relación de precios entre el coste del carbón y del gas natural y la hidraulicidad prevista. Se observa que, con las hipótesis consideradas y los peajes y cánones de la Propuesta de Orden, el escenario de suficiencia para cubrir los costes previstos en la Memoria se obtendrían con una demanda de gas natural para generación eléctrica en torno a 173 TWh. Adicionalmente, cabe señalar que, si se considera la demanda para estas instalaciones de 151 TWh prevista en la Propuesta de Orden, el déficit de las actividades reguladas se podría situar en 47 M€, dada la demanda convencional y las hipótesis de facturación previstas por esta Comisión.

**Gráfico 1. Déficit de las actividades reguladas en función de la demanda de ciclos combinados utilizando las hipótesis de facturación y demanda de la CNE. Millones de €**



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

#### 4.1.2 Asignación de costes por actividades para establecer los peajes y cánones

La CNE en su informe<sup>1</sup> "Propuesta de revisión de peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas para 2009 y de la tarifa de último recurso para el primer trimestre de 2009", aprobado por el Consejo de Administración 27 de noviembre de 2008 (en adelante, Propuesta de la CNE),

<sup>1</sup> Disponible en ([http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne157\\_08.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne157_08.pdf))

propuso una imputación transparente de los distintos costes reconocidos a cada tipo de peaje y canon existente, como punto de partida para implementar una metodología tarifaria sólida, que asigne los costes de los distintos servicios de manera eficiente.

No obstante, debido a que, según dicha imputación, los ajustes necesarios para restablecer una imputación eficiente de los costes reconocidos a cada peaje/canon eran significativos, se indicaba que dichos cambios fueran introduciéndose gradualmente, aunque se recomendaba proporcionar, lo antes posible, alguna señal sobre la necesidad de alinear peajes y costes subyacentes y evitar un incremento uniforme de todos los peajes y cánones.

En relación con el procedimiento de asignación de costes por actividades, cabe señalar que la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que establece la retribución de los AA.SS de gas natural incluidos en la red básica, establece en el punto 2 del artículo 6, que podrá fijarse un régimen retributivo provisional, a petición del titular de la concesión de explotación del almacenamiento, para el periodo comprendido entre la fecha de entrada en vigor de la misma y la fecha del acta de puesta en marcha de las instalaciones.

Desde un punto de vista económico, y hasta la entrada en funcionamiento de dicho AA.SS, la citada retribución provisional es un coste fijo del sistema, ya incurrido, que no está relacionado con el uso de la instalación, por lo que podría tener sentido recuperarlo a través de los peajes de transporte y distribución que pagan todos los usuarios. No obstante, cabría también tener en cuenta la previsible evolución futura al alza de los costes de almacenamiento subterráneo, especialmente en relación con la entrada en funcionamiento del almacenamiento de Castor en 2012. En este sentido, cualquier reducción del canon de almacenamiento que se planteara en la actualidad debería evitar causar subidas tarifarias significativas y repentinas en los próximos años. Por tanto, teniendo en cuenta que en el futuro dicho coste deberá ser financiado por los usuarios de dicha infraestructura con cargo al canon de AASS, se ha incluido dentro de la retribución de los AA.SS, la retribución provisional del almacenamiento de Castor.

A continuación, se comparan los peajes y cánones de la Propuesta de Orden y los costes subyacentes resultantes de aplicar el procedimiento de imputación de costes descrito en dicho informe.

Se han considerado como costes de las actividades reguladas los incluidos en la información que acompaña a la Propuesta de Orden, habiéndose distribuido los costes por actividades según la información contenida en la misma<sup>2</sup>. Asimismo, se ha considerado como escenario de demanda el escenario 2 de esta Comisión.

### Regasificación

La Propuesta de la CNE considera que sólo un porcentaje de los costes de la actividad de regasificación (74,50%) debe recuperarse a través de los peajes y cánones de dicha actividad, dado que dichas plantas, además, de proporcionar capacidad de entrada a los agentes que la contratan, aportan seguridad de suministro al sistema relacionada con la capacidad excedentaria de regasificación que se viene estableciendo en la planificación obligatoria

En el Cuadro 6 se comparan los peajes y cánones de regasificación vigentes y los de la Propuesta de Orden con los costes imputados por actividad de regasificación. Se observa que, según la metodología CNE, los peajes y cánones de la Orden ITC/3520/2009 son insuficientes para recuperar los costes imputados a esta actividad para 2011, siendo necesario un aumento del 7,3%. Por el contrario los peajes y cánones de regasificación incluidos en la Propuesta de Orden

---

<sup>2</sup> La retribución prevista para el ejercicio 2011 para las instalaciones de regasificación se ha distribuido por elemento de planta en función del desglose por instalación considerada en la Propuesta de retribución para 2011 remitida al MITC en pasado 25 de noviembre de 2010.

son ligeramente superiores a los necesarios para garantizar dicha recuperación, por lo que, en términos medios, la variación de la Propuesta Orden presenta un ajuste en línea con la propuesta de metodología de la CNE. No obstante, entre los servicios ofrecidos en las plantas de regasificación se mantienen determinados desajustes entre los peajes y cánones de la propuesta de Orden y su asignación de costes según la propuesta de metodología de la CNE. Estos desajustes entre la propuesta de la CNE y la propuesta de Orden son de un incremento necesario del 78,4% del peaje de descarga de buques, un incremento del 1,6% del peaje de carga en cisternas, y una reducción del 5,8% del peaje de regasificación.

**Cuadro 6. Incrementos necesarios a aplicar para 2010 a los peajes de descarga de buques, al peaje de regasificación, y de carga en cisternas, considerando la imputación de costes por actividades (€)**

*Retribución actividades reguladas (Miles de €)*

Infraestructuras Terrestres y Marítimas	Tanques (1) (2)	Vaporizadores (2)	Cargaderos de cisternas	TOTAL
37.020	166.846	136.975	4.873	379.241

*Peajes y Cánones*

Peaje	MWh	Coste imputado		Orden ITC/3520/2009		Facturación Propuesta Enero - 2011		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Orden ITC/3520/2010	Propuesta Orden
Descarga de buques	269.792.785	37.020	0,014	18.602	0,007	20.753	0,008	99,0%	78,4%
Regasificación (3)	257.079.393	295.975	0,115	292.093	0,114	314.222	0,122	1,3%	-5,8%
Carga en cisternas	12.686.415	12.719	0,100	11.626	0,092	12.515	0,099	9,4%	1,6%
<b>TOTAL</b>	<b>269.765.808</b>	<b>345.714</b>	<b>0,128</b>	<b>322.322</b>	<b>0,119</b>	<b>347.491</b>	<b>0,129</b>	<b>7,3%</b>	<b>-0,5%</b>

Fuente: CNE

Notas:

(1) Incluye Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación

(2) Sólo el 75% se recupera mediante la actividad de regasificación, el resto mediante los peajes de transporte y distribución

(3) Incluye canon de almacenamiento de GNL

### Almacenamiento Subterráneo

En relación con el canon de almacenamiento subterráneo se observa que, según la Memoria de la Propuesta de Orden, el coste reconocido a las instalaciones de AA.SS. existentes, sin considerar la retribución provisional al AA.SS. de xxx, sería de unos 45 millones de euros. Si se considerara que la retribución provisional correspondiente al almacenamiento de xxx, que aparece en la Memoria de la Propuesta de Orden, debe ser recuperada a través del canon de almacenamiento subterráneo, el coste total reconocido a los AA.SS para 2011 sería de unos 110 millones de euros. En este caso (véase Cuadro 7), a pesar de la imputación realizada de dicha retribución, una asignación equilibrada de ingresos y costes requeriría una reducción de un 28,6% del canon vigente. Por otra parte, la facturación a precios vigentes implicaría una recaudación de casi 35 millones de euros, superior a los costes reconocidos. Más aún con el aumento homogéneo del 7,64% de la Propuesta de Orden esta recaudación se incrementaría hasta unos 44 millones de euros, agravando el desfase entre los costes reconocidos y los ingresos recaudados por la actividad de almacenamiento subterráneo. Para obtener una asignación equilibrada entre ingresos y costes actuales sería necesario, en principio, no aplicar el aumento de la propuesta y trasladar a los peajes de transporte y distribución el incremento necesario para obtener un ejercicio suficiente.

No obstante lo anterior, en caso de considerar la retribución provisional al AA.SS. de xxx propuesta por esta Comisión, los peajes y cánones de la Propuesta de Orden estarían prácticamente equilibrados, siendo únicamente necesaria una reducción del 0,8%.

**Cuadro 7. Incrementos a aplicar al canon de almacenamiento subterráneo, considerando la imputación de costes por actividades para 2010.**

Canon	MWh inyectados /extraídos	Coste imputado		Orden ITC/3520/2009		Facturación Propuesta Enero - 2011		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Orden ITC/3520/2009	Propuesta Orden
Almacenamiento subterráneo	21.790.649	110.365	0,506	145.781	0,669	154.547	0,709	-24,3%	-28,6%

Fuente: CNE

Abundando en dicho aspecto, como ya se ha manifestado en los informes de tarifas de gas de la CNE de 2009 y 2010, se reitera que el canon de almacenamiento subterráneo debería reflejar sus costes reconocidos. Asimismo, debería evitarse mezclar el concepto de canon como precio regulado, que refleja el coste del uso de las instalaciones, con el de la señal de mercado que proporcione la subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo. A este respecto se recuerda que, en la subasta celebrada el 25 de marzo de 2010, referida al periodo 01/04/2010-31/03/2011, el resultado de la subasta fue un precio negativo (-1.000 €/GWh) que puede haber sido afectado, fundamentalmente, entre otros factores, por el elevado nivel del canon actual.

### Transporte y Distribución

La Propuesta de la CNE incluye entre los costes a recuperar mediante los peajes de transporte y distribución, el coste de seguridad del suministro procedente del exceso de capacidad de regasificación y los costes de carácter general (déficit de ejercicios anteriores, plan de Ahorro y eficiencia energética y suministro a tarifas).

En el Cuadro 8 se muestran los incrementos a aplicar a los peajes de transporte y distribución establecidos en la Orden ITC/3530/2009 para cubrir la totalidad de los costes imputados a dicha actividad. Se observa que el peaje de transporte y distribución vigente debería aumentar un 14,3% para cubrir la totalidad de los costes considerados. El peaje de transporte y distribución de la Propuesta de Orden debería ser ajustado en un 5,2% adicional, por lo que la modificación considerada en la Propuesta de Orden si bien no es suficiente, según la imputación de costes propuesta por la CNE, lo hace en el sentido adecuado.

**Cuadro 8. Incrementos a aplicar a los peajes de transporte y distribución para 2010, considerando la imputación de costes por actividades**

#### *Retribución actividades reguladas (Miles de €)*

Transporte (4)	Distribución	Desvío Liquidaciones	Ahorro y eficiencia energética	Seguridad del suministro (5)	Suministro a Tarifas	TOTAL
798.623	1.499.411	141.320	57.292	103.992	101	<b>2.600.738</b>

#### *Peajes y Cánones*

Peaje	MWh	Coste imputado		Orden ITC/3520/2009		Facturación Propuesta Enero - 2011		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Orden ITC/3520/2009	Propuesta Orden
Peaje de T & D	385.933.027	2.600.738	0,674	2.276.182	0,590	2.473.195	0,641	14,3%	5,2%

Fuente: CNE

Nota:

- (1) Incluye Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación
- (2) Incluye el 25% de la retribución de los tanques y vaporizadores

Además de la necesaria suficiencia de ingresos para cubrir costes que debe regir la construcción de los peajes y cánones, otros objetivos que deben guiar la determinación de los mismos, según el artículo 25.3 del Real Decreto 949/2001, son, por una parte, la asignación equitativa entre los consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga, de los costes imputables a cada tipo de suministro, y por otra, incentivar a los consumidores a un uso eficaz y una mejor utilización del sistema gasista.

En consecuencia, se considera que, en aras de proporcionar estabilidad regulatoria y dar transparencia al sistema gasista, es necesario elaborar una metodología que revise y adecue la estructura de los peajes y cánones a la situación vigente, y que haga explícitos los criterios de asignación de costes para establecer peajes y cánones de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, de manera que se correspondan con los objetivos señalados por el Real Decreto 949/2001.

La citada metodología asignativa de costes deberá establecerse de forma coherente con el modelo de gestión logística, para evitar que su desarrollo futuro pueda verse condicionado por una estructura de peajes y cánones inadecuada, tal y como ha manifestado esta Comisión en anteriores informes.

## **4.2 Peajes 2.1 bis**

La Propuesta de Orden establece que a los consumidores que a 31 de diciembre de 2010 se les estuviera aplicando el peaje 2.1 bis (consumidores con un consumo anual inferior a 500.000 kWh/año) les será de aplicación el peajes del grupo 3 correspondiente.

Al respecto cabe señalar que 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.

Esta Comisión entiende que la modificación introducida podría ser consecuencia de haberse alcanzado el proceso de convergencia de dichas tarifas con las correspondientes del grupo 3, si bien, ni en la Propuesta de Orden, ni en la Memoria que la acompaña, se justifica la eliminación del peaje 2.1 bis.

Cabe señalar que, dado que los consumidores acogidos a dicho peaje pasan de ser facturados en función de caudal contratado al pago de un término fijo por cliente, el impacto de dicha modificación dependerá, tanto del tamaño de consumo, que determine qué peaje del grupo 3 es aplicable a dichos consumidores, como del factor de carga de los mismos.

Adicionalmente, se considera necesario establecer que el procedimiento de asignación de los consumidores acogidos al peaje 2.1 bis a los peajes de grupo 3.x correspondiente, se debe realizar aplicando lo establecido en el artículo 4 de la Propuesta de Orden.

Por último, se ha detectado una errata en el texto del artículo 8 de la Propuesta de Orden, ya que en el mismo se indica que los peajes del grupo 2.bis son aplicables a partir de un consumo anual de 5.000.000 kWh/año, cuando deberían de indicar 500.000 kWh/año, dado que este es el límite de consumo del peaje 2.1 bis.

## **4.3 Peaje de Tránsito**

En relación con el peaje de tránsito internacional cabe realizar las siguientes consideraciones.

En primer lugar, la Propuesta de Orden no incluye en su redactado el artículo 12 referido a los peajes de tránsito internacional, presente en la Orden ITC/3520/2009, si bien si se incluyen como

anexo los coeficientes aplicables a este tipo de contratos. Los coeficientes que se proponen en el citado Anexo son similares a los actualmente vigentes, excepto para el coeficiente aplicado con origen en Medgaz y con destino Badajoz, que pasaría de 0,65 a 0,833.

Adicionalmente, cabe señalar que no se incluye la derogación expresa del citado artículo, por lo que se podría considerar que el mismo continúa vigente. No obstante, en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden se señala que “*Los ingresos por tránsito internacional se han incrementado en un 30% como consecuencia de la supresión del peaje específico y la consiguiente aplicación del peaje ordinario*”, por lo que se podría considerar que la Orden, al no publicar dicho peaje, procede a la derogación tácita del mismo.

En segundo lugar, el Reglamento (CE) N° 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, establece que a más tardar el 3 de septiembre de 2011, los Estados miembros se asegurarán de que, transcurrido un período transitorio, el cálculo de las tarifas por el uso de la red no se base en itinerarios contractuales, característica del actual peaje de tránsito internacional.

En este sentido, la necesidad de adecuar dichos peajes al Reglamento n° 715/2009 fue puesta de manifiesto por esta Comisión en su informe 34/2009 y en el informe de la CNE sobre la Propuesta de peajes para 2009, proponiéndose la conversión de dicho peaje en un peaje por la utilización de las interconexiones (entrada/salida) desagregados, y promoviendo el desarrollo de un mercado de compra-venta de gas en el punto de balance del sistema español (AOC), de manera similar al funcionamiento de otros sistemas de transporte.

En tercer lugar, en el citado Reglamento se establece que las tarifas de acceso a las redes no deben ser discriminatorias, que reflejarán los costes reales en los que se incurran, y que no limitarán la liquidez del mercado ni distorsionarán el comercio transfronterizo, por lo que se entiende que el peaje aplicable a dichos servicios debe ser el resultado de una metodología asignativa, basada en los principios establecidos en el Reglamento.

Por todo lo anterior, esta Comisión considera que es necesario dar cumplimiento al Reglamento (CE) N° 715/2009 del Parlamento Europeo en la Orden que finalmente se publique, de forma que el peaje de conexiones internacionales no se base en itinerarios contractuales y que el mismo refleje el coste en el que dichos usuarios hacen incurrir al sistema. No obstante, recomienda que la modificación se introduzca de forma expresa en el articulado de la Propuesta de Orden, con objeto de incrementar la seguridad jurídica de la misma.

En consecuencia se propone i) mencionar expresamente en la disposición derogatoria única del proyecto la derogación del artículo 12 y del apartado octavo del anexo I, ambos de la Orden 3520/2009; ii) suprimir el apartado octavo del anexo I del proyecto; iii) incluir mención directa a estas supresiones en la exposición de motivos del proyecto.

#### **4.4 Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima**

La Disposición transitoria segunda de la Orden ITC/3520/2009 prorrogó “*con carácter extraordinario*” el peaje temporal para usuarios de la tarifa de materia prima hasta el 1 de enero de 2011.

En la Propuesta de Orden objeto de análisis no se menciona la existencia de dicho peaje, lo que parecería indicar que efectivamente se elimina. Por otra parte, en la Memoria de la Propuesta, concretamente en la previsión de facturación de 2011, se incluye un volumen de consumo facturado al peaje de materia prima vigente.



Como ya se ha puesto de manifiesto en informes tarifarios anteriores, esta Comisión considera necesaria la supresión del peaje temporal de materia prima, en la medida en que todos los suministros deben sufragar los costes que un suministro hace incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento, y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente. Asimismo, se señala que, sobre la base del segundo escenario de demanda y de las hipótesis de facturación considerados por esta Comisión, la inclusión en los peajes generales de los suministros actualmente acogidos al peaje temporal de materia prima supondría unos ingresos adicionales, en términos anuales, de 5,7 millones de euros.

#### **4.5 Periodicidad de la revisión de los peajes y cánones**

La Propuesta de Orden establece 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. Adicionalmente, en la información que acompaña a la Propuesta de Orden se señala que lo anterior se realiza *“a semejanza de como se hace en el sector eléctrico”*.

En relación con el procedimiento de revisión de los peajes y cánones, cabe señalar que el artículo 25 del Real Decreto 949/2001, establece *“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.”*

Por lo tanto, con objeto de dar cumplimiento a dicho Real Decreto la revisión en alguna de las fechas anteriores, deberá ser oportunamente justificada, esto es, se deberán señalar las causas que con impacto en el sistema gasista aconsejan su revisión.

En relación con dicha disposición, cabe realizar las mismas consideraciones que las realizadas por esta Comisión en sus informe 37/2008 y 34/2009 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.”

Adicionalmente, esta Comisión señala que: (1) el plazo de revisión de los peajes y cánones debería ser un elemento de la correspondiente metodología de peajes y cánones, (2) las modificaciones con periodicidad inferior al establecido con carácter general deberían tener carácter excepcional y estar contempladas en la citada metodología y (3) la redacción de la Disposición final primera de la propuesta de Orden implica 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.

Por último, en relación con la referencia contenida en la Memoria al plazo de revisión trimestral de los peajes eléctricos, se señala que el Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre, por el que se establece los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica establece, con carácter general, la revisión anual de las tarifas de acceso y, con carácter excepcional, la posibilidad de realizar revisiones trimestrales de los peajes eléctricos. Ello es debido a la situación actual del sistema eléctrico, la incertidumbre en las previsiones de determinados costes, tales como las primas del régimen especial, así como la

posibilidad de que se produzcan situaciones excepcionales o cambios regulatorios que afecten a los costes regulados. Se considera que estas situaciones no son directamente extrapolables al sector de gas natural.

Por lo expuesto, esta Comisión propone la supresión de la Disposición final primera de la propuesta de Orden informada.

#### **4.6 Penalizaciones por incumplimiento de la obligación de tener instalada teled medida para consumidores acogidos a los peajes interrumpibles**

La Propuesta de Orden modifica la redacción del artículo 9 con objeto de incluir las penalizaciones aplicables a los consumidores acogidos a los peajes interrumpibles en caso de que la misma no esté disponible por un periodo superior a 1 mes.

El esquema planteado es similar al que aplica al resto de consumidores, pero modificado por los coeficientes que se utilizan para determinar los peajes interrumpibles. No obstante, se debe tener en cuenta que, según lo establecido en el artículo 11 de la Propuesta de Orden, para poder acogerse a los citados peajes interrumpibles es necesario disponer de Teled medida operativa.

Por lo tanto, en el caso de que un consumidor acogido al peaje de transporte y distribución interrumpible tenga dichos equipos fuera de servicio por un periodo superior a un mes, se le deberían aplicar las penalizaciones correspondientes a los consumidores no interrumpibles, en la medida en que, mientras dichos equipos estén fuera de servicio, estos consumidores no estarían cumpliendo los requisitos para acogerse al peaje interrumpible.

Adicionalmente, la Propuesta de Orden debería establecer las penalizaciones aplicables a los consumidores interrumpibles de los grupos 4.4 y 4.5 estableciendo, por analogía, una referencia al peaje 2.2, por lo que se propone incluir la siguiente modificación en el artículo 9:

***“6. En el caso de consumidores acogidos a los peajes 2.3 y 2.4, o a los peajes interrumpibles y que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de teled medida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 y el término fijo de su respectivo peaje, multiplicado por el correspondiente coeficiente en el caso de tratarse de peaje interrumpible.”***

#### **4.7 Alquiler de contadores y equipos de teled medida**

El anexo I del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, establece, en su apartado 3, que las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida se actualizarán anualmente en función del IPH.

No obstante, el tiempo transcurrido desde la promulgación de dicho Real Decreto hace necesaria la adecuación de los importes de alquiler de contadores y equipos de teled medida a los valores reales que dichos equipos tienen en el mercado. En relación con lo anterior, cabe señalar que, los importes de alquiler de contadores en el sector eléctrico no han sido actualizados desde el año 2002.

Por lo tanto, se propone la realización de un estudio para adecuar los citados precios regulados al coste de dichos equipos en el mercado, tal y cómo han señalado diversos miembros del Consejo Consultivo

Adicionalmente cabe señalar, que si bien la Propuesta de Orden actualiza los derechos de acometida, las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida, no se incluye referencia a la misma en la Exposición de motivos, por lo que se considera conveniente la inclusión del siguiente párrafo presente en la misma.

*“Por su parte, el anexo I del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, concreta en su apartado 3 un procedimiento de actualización anual de los derechos de acometida y dispone que esta actualización se incluirá en la correspondiente orden de tarifas de gas natural. Finalmente, de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, en la presente orden se regulan las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida.”*

## **5 TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO RESULTANTES DE CONSIDERAR LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN**

La Orden ITC/1660/2009<sup>3</sup>, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural determina en su artículo 10 que el término variable de las TUR se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima Cn, de acuerdo al valor obtenido de la aplicación de la fórmula del artículo 8, experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento. Asimismo, establece que se actualizará en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor.

Para aplicar el procedimiento descrito en dicha Orden es necesario disponer de las cotizaciones registradas en los mercados internacionales de gas natural correspondientes al día 20 de diciembre de 2010.

En aplicación del procedimiento descrito en la citada Orden se estima que el coste del gas durante el primer trimestre de 2010 será 2,176746 c€/kWh, superior en un 1% al del cuarto trimestre de 2010. Por lo tanto, habría que revisar únicamente el componente de peajes y cánones.

En el Anexo III del presente informe se analiza la evolución del coste del gas en los mercados internacionales y las causas de dicha variación.

En el Cuadro 9, se muestran los valores de las TUR resultantes de considerar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden y el coste del gas calculado teniendo en cuenta las cotizaciones registradas a 20 de diciembre de 2010. Se estima que, como consecuencia de la modificación de los peajes y cánones, la TUR.1 se incrementará un 4,15% y la TUR.2 un 3,88%.

---

<sup>3</sup> La Orden ITC /1660/2009, de 22 de junio fue modificada por la Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio.  
21 de diciembre de 2010

**Cuadro 9. TUR resultantes de la aplicación de los peajes y cánones de la Propuesta de Orden.**

TUR - 1									
Concepto	Q1 2011			Q4 2010			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	0,168547		0,080677	0,156639		0,074977	7,60%		7,60%
Canon AA.SS		0,0687633	0,068763		0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	0,270972	0,0077136	0,137417	0,251825	0,0071894	0,127728	7,60%	7,29%	7,59%
Peaje Descarga buques		0,0079503	0,007950		0,0074066	0,007407		7,34%	7,34%
Canon GNL		0,0082328	0,008233		0,0076513	0,007651		7,60%	7,60%
Término de conducción	2,230000	2,5451000	3,612511	2,070000	2,3653000	3,356126	7,73%	7,60%	7,64%
<b>Total peajes</b>	<b>2,66952</b>	<b>2,6377600</b>	<b>3,91555</b>	<b>2,47846</b>	<b>2,4563105</b>	<b>3,64265</b>	<b>7,71%</b>	<b>7,39%</b>	<b>7,49%</b>
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,76270	1,42000	0,083000	0,76270	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		2,155638	2,15564		2,155638	2,15564		0,00%	0,00%
<b>TUR</b>	<b>4,09000</b>	<b>4,876398</b>	<b>6,83412</b>	<b>3,90000</b>	<b>4,694948</b>	<b>6,56172</b>	<b>4,87%</b>	<b>3,86%</b>	<b>4,15%</b>

TUR - 2									
Concepto	Q1 2011			Q4 2010			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	0,68880		0,080593	0,640132		0,074898	7,60%		7,60%
Canon AA.SS		0,068763	0,068763		0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	1,10726	0,007714	0,137268	1,029021	0,0071894	0,127590	7,60%	7,29%	7,59%
Peaje Descarga buques		0,007950	0,007950		0,0074066	0,007407		7,34%	7,34%
Canon GNL		0,008233	0,008233		0,0076513	0,007651		7,60%	7,60%
Término de conducción	5,11000	1,938000	2,535894	4,750000	1,8011000	2,356872	7,58%	7,60%	7,60%
<b>Total peajes</b>	<b>6,90605</b>	<b>2,030660</b>	<b>2,83870</b>	<b>6,41915</b>	<b>1,8921105</b>	<b>2,64318</b>	<b>7,59%</b>	<b>7,32%</b>	<b>7,40%</b>
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,24915	1,42000	0,083000	0,24915	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		2,155638	2,15564		2,155638	2,15564		0,00%	0,00%
<b>TUR</b>	<b>8,33000</b>	<b>4,269298</b>	<b>5,24395</b>	<b>7,84000</b>	<b>4,130748</b>	<b>5,04806</b>	<b>6,25%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,88%</b>

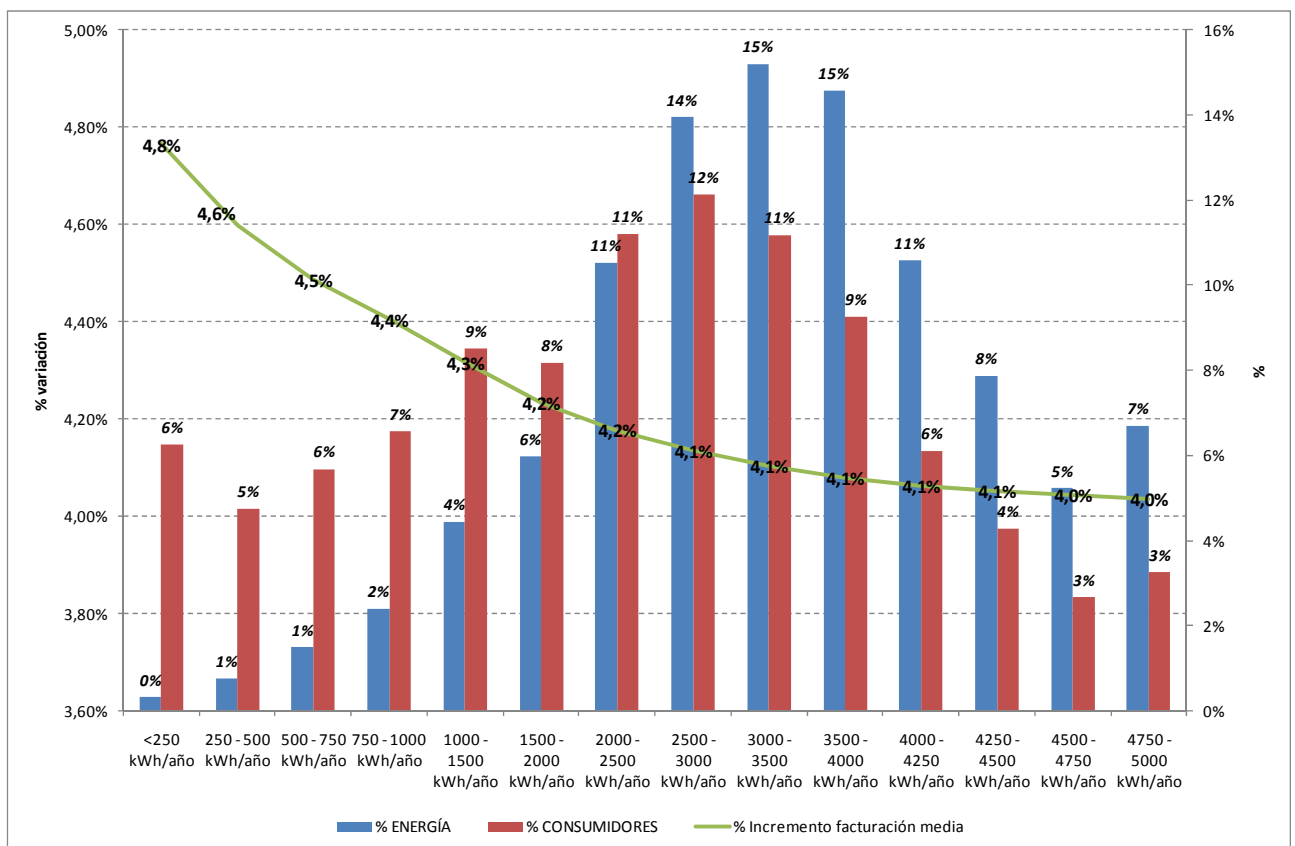
Fuente: Orden ITC/1660/2009, Propuesta de Orden y CNE

No obstante, las modificaciones introducidas en los peajes y cánones por la Propuesta de Orden afectan de forma diferente al término fijo y variable de las TUR, por lo que su impacto dependerá del tamaño medio de cada consumidor.

En el Gráfico 2 y en el Gráfico 3 se muestra el impacto de la aplicación de las TUR mostradas en el Cuadro 9, en función del volumen de consumo.

Se observa que aunque el incremento medio de la tarifa TUR.1 sea un 4,15%, se prevé que el precio medio de los consumidores más pequeños aumente un 4,8%, mientras que el de los más grandes aumente 4,0%..

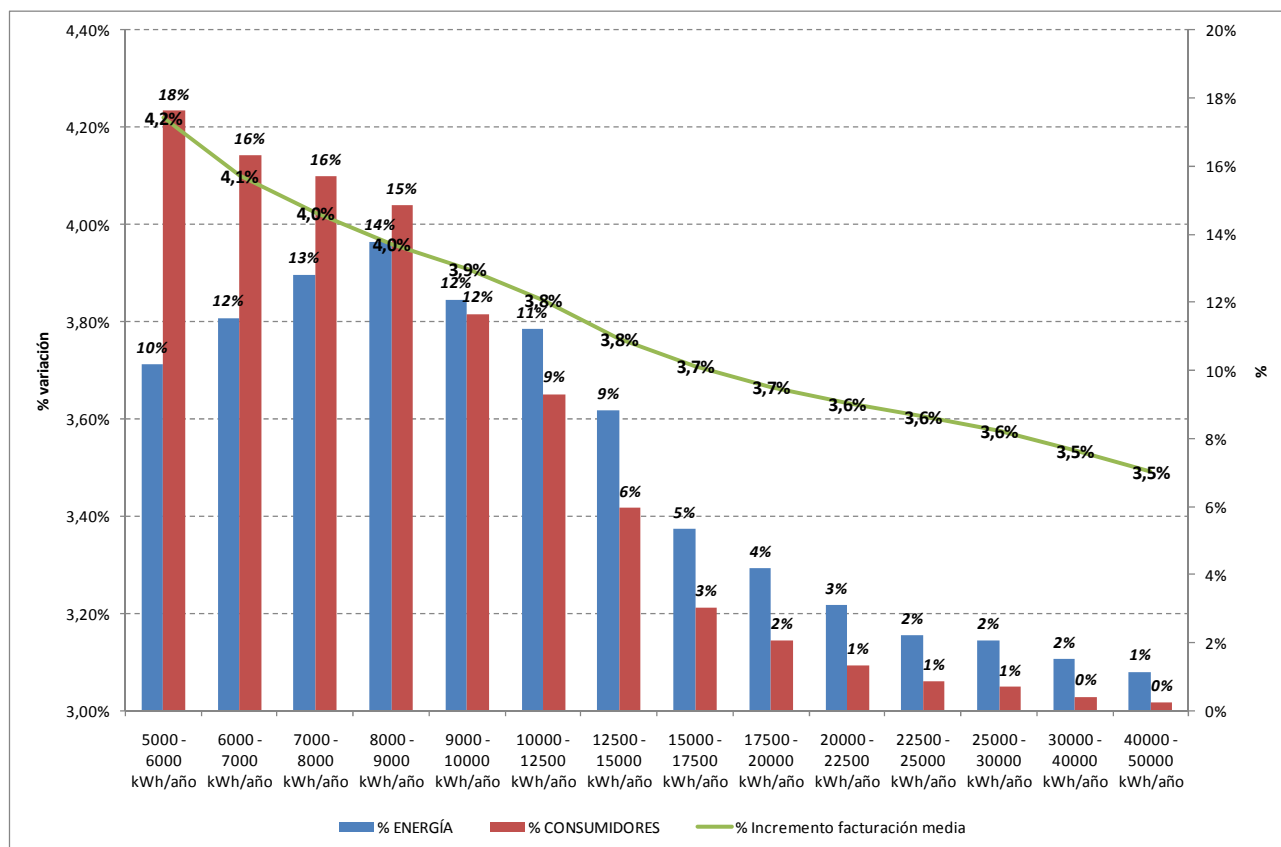
**Gráfico 2. Impacto de las TUR resultantes de los peajes y cánones de la Propuesta de Orden por volumen de consumo. TUR.1**



Fuente: Orden ITC/1660/2009, Propuesta de Orden y CNE

En relación con el incremento medio de la tarifa TUR.2 cabe señalar que si bien el incremento medio se prevé que sea de un 3,88% el incremento medio del grupo más numeroso (con consumo anual entre 5.000 kWh/año y 6.000 kWh/año), se prevé que sea de un 4,2%.

**Gráfico 3. Impacto de las TUR resultantes de los peajes y cánones de la Propuesta de Orden por volumen de consumo. TUR.2**



Fuente: Orden ITC/1660/2009, Propuesta de Orden y CNE

## 6 COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

### 6.1 Consideraciones generales

En primer lugar, señalar que la Propuesta de esta Comisión de Retribución para el año 2011 de las actividades reguladas se realizó con los valores publicados en octubre (valores a septiembre de 2010) de los parámetros IPC, IPRI, IPRI Bienes de Equipo y Bonos del Estado<sup>10</sup> años, mientras que la Propuesta de Orden se debe realizar con los últimos valores disponibles en el momento de cálculo, en este caso los valores publicados en noviembre (valores a octubre de 2010).

Se ha observado que la Propuesta del MITC, en líneas generales, recoge para las Actividades de Transporte, Regasificación y Almacenamiento Subterráneo los valores de retribución propuestos por la CNE actualizado al nuevo escenario de parámetros; mientras que para la Actividad de Distribución recoge un escenario alternativo.

En los siguientes epígrafes se va a realizar, en primer lugar, un análisis de los parámetros necesarios para aplicar la metodología de cálculo de los regímenes retributivos vigentes; en segundo lugar, un análisis de los Valores Unitarios de Referencia de Inversión y de Operación y Mantenimiento aplicables a las actividades reguladas; en tercer lugar, un análisis de las diferencias entre la Retribución considerada en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en la Propuesta de esta Comisión, incluyendo las actualizaciones comentadas; y en cuarto lugar, aquellas consideraciones adicionales sobre el régimen y la metodología de cálculo de la retribución de las actividades reguladas que se desprenden de este análisis.

## 6.2 Consideraciones 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 publicado nuevos valores de IPC, IPRI,  $IPRI_{\text{Bienes de Equipo}}$  y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, los correspondientes a octubre de 2010, que condicionan el valor final a considerar en el cálculo de la retribución del IPH, de 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 recoge los valores IPC, IPRI,  $IPRI_{\text{Bienes de Equipo}}$  y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, Factores de Actualización y Tr considerados en la Propuesta de la CNE y los que deben considerarse en Propuesta de la Orden Ministerial:

**Cuadro 10. Comparación de parámetros utilizados en la Propuesta de la CNE y los que se deben considerar en la Propuesta de Orden Ministerial**

Valores a utilizar para cálculo Retribución 2011	Propuesta CNE Datos Sept10	Datos Oct10 (A)	Prop OM (B)	Diferencias (B) s/ (A)	
				abs	%
IPC <sub>2011</sub> = IPC <sub>Oct2010</sub>	2,13%	2,33%	2,33%	0,00%	0,00%
IPRI <sub>2011</sub> = IPRI <sub>Oct2010</sub>	2,38%	4,09%	4,09%	0,00%	0,00%
IPH <sub>2011</sub>	2,26%	3,21%	3,21%	0,00%	0,00%
IPRI Bienes de equipo	0,45%	0,55%	0,55%	0,00%	0,00%
ICE <sup>(1)</sup>	-8,99%	-8,99%	-8,99%	0,00%	0,00%
Factor f <sub>i</sub>	0,85	0,85	0,85	0,00%	0,00%
Obligaciones del Estado a 10 años					
Media Ultimos 12 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas <sup>(2)</sup>	4,08%	4,09%	4,09%	0,00%	0,00%
Media Ultimos 24 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas <sup>(3)</sup>	4,10%	4,07%	4,07%	0,00%	0,00%
Índices de Actualización para 2010					
Actividades reguladas (1+0,85*IPH)	1,022653	1,027285	1,027285	0,00	0,00%
Valores Unitarios Inversión <sup>(4)</sup>	0,999500	1,000500	1,000500	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Transporte <sup>(5)</sup>	1,008940	1,010740	1,010740	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Fijos Reg/AASS <sup>(6)</sup>	1,008940	1,010740	1,010740	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Variables Reg/AASS <sup>(7)</sup>	0,923980	0,924180	0,924180	0,00	0,00%
Tr a Aplicar a los Activos de					
Transporte <sup>(8)</sup>	7,83%	7,84%	7,84%	0,00%	0,00%
Regasificación <sup>(9)</sup>	7,60%	7,57%	7,57%	0,00%	0,00%
AASS <sup>(10)</sup>	7,60%	7,57%	7,57%	0,00%	0,00%

(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 2009 es la media últimos 12 meses (Nov-Oct) de las Operaciones no segregadas

El dato de 2010 no será conocido hasta noviembre 2010 ya que, de acuerdo con el Art. 3 del RD 326/2008, se determina con el promedio de los últimos 12 meses anteriores al 1 de noviembre del año de p.e.m. Se estima igual al del año 2009

(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 mensuales disponibles en el momento de obtención del acta de p.e.m

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

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

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

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

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

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

(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 3995/2006, se estableció para los activos con puesta en marcha ante del 1 de enero de 2007, una Tr del 7,21%

### 6.3 Consideraciones 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, señalar que no se han observado diferencias con los valores obtenidos por esta Comisión una vez aplicados los índices de actualización definitivos, salvo en:

- Los Valores de Referencia de Inversión para las Posiciones de Seccionamiento (tipo S) simultaneas en gasoductos primarios de diámetros 6", 20", 30" y 36"
- El Coste Variable de Extracción (CEV) de los Valores de Referencia Provisionales de Operación y Mantenimiento del AASS de Serrablo

En el cuadro siguiente se recogen las diferencias observadas.

**Cuadro 11. Diferencias observadas en los Valores Unitarios de Referencia recogidas la Propuesta de Orden Ministerial respecto a los valores resultantes de aplicar los índices de actualización**

Diferencias en los Valores Unitarios de Inversión				
	CNE	Prop OM	dif	
			abs	%
<b>Posiciones de Seccionamiento (Tipo S)</b>				
En Gasoducto de 6" de Diametro	73.652	73.651	-1,00	0,00%
En Gasoducto de de 30" de Diametro	520.539	520.540	1,00	0,00%
En Gasoducto de de 30" de Diametro	839.746	839.745	-1,00	0,00%
En Gasoducto de de 36" de Diametro	1.031.268	1.031.269	1,00	0,00%
<b>Diferencias en los Valores Unitarios de O%M</b>				
	CNE	Prop OM	dif	
			abs	%
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>				
Coste Variable de Extracción de Serrablo (€/kWh)	0,000102	0,000101	-0,000001	-0,98%

Por último, se propone una serie de matizaciones en el texto de la Propuesta de Orden que acompaña a las diferentes tablas de Valores Unitarios de Referencia de actividades al objeto de delimitar claramente el alcance de los mismos.

En particular en el Anexo V de la Propuesta sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte se proponen los siguientes cambios o aclaraciones:

- Indicar en el título del subapartado que recoge los valores unitarios de referencia de inversión que se refieren a los valores aplicables a instalaciones puestas en marcha en el año 2011



- Añadir título del subapartado que recoge los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de transporte indicando que se refieren a los valores aplicables al año 2011.
- Aclarar que los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento aplicables a los gasoductos de transporte primario y secundario incluyen los costes de operación y mantenimiento de las posiciones que incluya cada gasoducto de transporte.

#### ***6.4 Consideraciones sobre las necesidades económicas del sector gasistas consideradas en la propuesta de orden***

En el siguiente cuadro se comparan las necesidades de económicas indicadas en la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial y las contenidas en la Propuesta de Retribución realizada por esta Comisión, que como ya se ha señalado se ha actualizado con los últimos datos disponibles del IPC, IPRI, IPRI<sub>Bienes de Equipo</sub> y Bonos del Estado a 10 años, es decir, los datos a octubre de 2010.

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 que desarrollan las necesidades financieras de las actividades reguladas y las cantidades expresadas en el resumen de la página 50 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.



De acuerdo con el cuadro anterior, las diferencias entre las propuestas de retribución del MITC y la CNE se concentran principalmente en:

- **Conceptos previstos por MITyC inferiores a los previstos por la CNE (131,6 Millones de €):** Previsión de Desvíos de Cierre del Ejercicio 2010 (menos 44,9 Millones de €), la Retribución Pendiente de Reconocer de activos de Transporte, AA.SS. y Regasificación (menos 76,2 Millones de €) y Retribución Específica de Distribución (menos 10,2 Millones de €), GTS (menos 0,3 Millones de €).
- **Conceptos previstos por MITyC superiores a los previstos por la CNE (126,3 Millones de €):** Retribución de la Actividad de Distribución (117,9 Millones de €), Retribución Fija de Transporte, AA.SS. y Regasificación (3,2 Millones de €), Retribución Variable de AA.SS. y Regasificación (2,5 Millones de €) y coste de gas de operación (2,7 Millones de €).

En los siguientes subapartados se analiza pormenorizadamente cada una de las partidas de las necesidades financieras del sector gasista donde existen diferencias entre la propuesta realizada por la CNE y la propuesta del MITC, así como aquellas partidas que, sin tener diferencias, por su importancia así lo requieran.

#### 6.4.1 Previsión de Desvíos de Cierre del Ejercicio 2010

Con fecha 19 de noviembre de 2010 y 9 de diciembre, dos empresas transportistas comunicaron un error en la información aportada para el cálculo del desvío de cierre del ejercicio 2010. Considerando los datos corregidos remitidos por dichos agentes, se estima que la partida de déficit de de las actividades reguladas de 2010 alcanzará los 187.472,29 miles de euros, en lugar de los 142.583,92 miles de euros considerados en la Propuesta de Orden, lo que supone un incremento de 44.889.371 € en las necesidades económicas del sector gasista con respecto a lo previsto en la propuesta de orden.

#### 6.4.2 Retribución Fija de la Actividad de Transporte

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2009 expone las necesidades económicas de la actividad de transporte en el epígrafe 4.

En primer lugar, 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 326/2008<sup>4</sup>, sobre cómputo y cobro de la retribución, se recomienda diferenciar la retribución de transporte en los siguientes conceptos:

- **Retribución año 2011 correspondiente a activos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008**
- **Retribución año 2011 correspondiente a activos puestos en marcha desde el 1 de enero de 2008**
- **Pagos únicos asociados a la retribución a cuenta devengada** por las nuevas instalaciones que se proponen incluir este año en el Régimen Retributivo.

---

4 “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.”

En segundo lugar, se debe destacar que las cantidades presupuestadas por el MITC superan 2,8 M€ a las cantidades de la CNE. Esta diferencia se genera en los siguientes conceptos: Activos incluidos en el Régimen Retributivo con Retribución a cuenta (la retribución del MITC es 5,1 M€ mayor); Nuevas instalaciones a incluir en el Régimen Retributivo (la retribución del MITC es 8,2 M€ inferior en la anualidad y 6,2 M€ superior en los pagos únicos) y Retribución Financiera del gas talón ((la retribución del MITC es 0,3 M€ inferior).

En los siguientes cuadros se realiza un análisis desglosado por empresas las diferencias entre ambas propuestas. En esta comparativa no se incluyen las cantidades correspondientes a la retribución financiera del gas talón porque son analizadas posteriormente junto con la retribución financiera del gas talón de tanques de GNL.

En el Cuadro 13, se compara, por empresa, la retribución correspondiente al año 2011, contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y en la propuesta de la CNE, diferenciando por los tres conceptos indicados anteriormente: Retribución asociada a instalaciones puestas en marcha antes del 1 de enero de 2008, Retribución asociada a instalaciones puestas en marcha desde entonces, y la correspondiente a Pagos Únicos en el Sistema de Liquidaciones por la retribución a cuenta devengada en 2009 y 2010 por las instalaciones a incluir en el Régimen Retributivo.

En el Cuadro 14, se compara, por empresa, la Retribución correspondiente al año 2011 de las instalaciones puestas en marcha antes del 1 de enero de 2008, contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y en la propuesta de la CNE, diferenciando entre Retribución Fija y Retribución Provisional.

En el Cuadro 15, se compara la retribución a cuenta contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y en el Informe realizado por la CNE, diferenciando entre la correspondiente a instalaciones incluidas en el Régimen Retributivo por la Resolución de 31 de diciembre de 2009 y la pendientes de incluir en el mismo.

De los 5,1 M€ de diferencia en la Retribución de instalaciones con Retribución a cuenta reconocido, cabe señalar que 3 M€ corresponden a las instalaciones de xxx que ya están incluidas de forma definitiva en el Régimen Retributivo y que el MITC ha contabilizado dos veces. El resto de la diferencia se explican 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 MITC y la CNE para determinar la retribución por Amortización o la Retribución Financiera son coincidentes.

Las diferencias existentes en la Retribución asociada en las nuevas instalaciones a incluir en el régimen retributivo se explican principalmente porque la retribución de los años 2010 y 2011 de la Estación de Compresión de xxx están permutadas, siendo la retribución del año 2010 de 1.974.718,90 € y la del año 2011 de 8.0229.617 €. Corregida esta errata, las diferencias en esta tipología de activos serían de 2,1 Millones de € en la retribución 2011 y 141.653 € en los pagos únicos.

La diferencia real de 2,2 M€ tendría su explicación en las instalaciones consideradas por unos y otros, así como en el caso anterior, las 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 aplicados.



**Cuadro 14. Comparativo MITC-CNE de Retribución para 2011 correspondiente a Instalaciones PEM antes de 2008, diferenciada por empresa**

	Propuesta CNE			Propuesta OM			Diferencia					
	Definitiva	Provisional	Total	Definitiva	Provisional	Total	Definitiva		Provisional		Total	
							ABS	%	ABS	%	ABS	%
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00		0,00		0,00	
CEGAS	388.383,65	758.753,80	<b>1.147.137,45</b>	388.383,65	758.753,80	<b>1.147.137,45</b>	0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%
ENAGAS, S.A.	431.687.967,33	29.404.101,59	<b>461.092.068,92</b>	431.687.967,33	29.404.101,59	<b>461.092.068,92</b>	0,00	0%	0,00	0%	0,00	0%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.767.922,12	0,00	<b>2.767.922,12</b>	2.767.922,12	0,00	<b>2.767.922,12</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Gas Aragón, S.A.	3.742.983,01	0,00	<b>3.742.983,01</b>	3.742.983,01	0,00	<b>3.742.983,01</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.452.210,93	0,00	<b>2.452.210,93</b>	2.452.210,93	0,00	<b>2.452.210,93</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00	96.154,15	<b>96.154,15</b>	0,00	96.154,15	<b>96.154,15</b>	0,00		0,00	0%	0,00	0%
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.671.732,38	0,00	<b>1.671.732,38</b>	1.671.732,38	0,00	<b>1.671.732,38</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	20.732.669,74	0,00	<b>20.732.669,74</b>	20.732.669,74	0,00	<b>20.732.669,74</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	47.597,13	0,00	<b>47.597,13</b>	47.597,13	0,00	<b>47.597,13</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	729.255,02	0,00	<b>729.255,02</b>	729.255,02	0,00	<b>729.255,02</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00		0,00		0,00	0%
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	17.509.497,35	0,00	<b>17.509.497,35</b>	17.509.497,35	0,00	<b>17.509.497,35</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Planta de Regasificación de Sagunto,	533.753,16	0,00	<b>533.753,16</b>	533.753,16	0,00	<b>533.753,16</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.472.027,33	0,00	<b>5.472.027,33</b>	5.472.027,33	0,00	<b>5.472.027,33</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00		0,00		0,00	0%
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.818.639,10	0,00	<b>3.818.639,10</b>	3.818.639,10	0,00	<b>3.818.639,10</b>	0,00	0%	0,00		0,00	0%
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00		0,00		0,00	0%
<b>Total Sector</b>	<b>491.554.638,25</b>	<b>30.259.009,54</b>	<b>521.813.647,79</b>	<b>491.554.638,25</b>	<b>30.259.009,54</b>	<b>521.813.647,79</b>	<b>0,00</b>	<b>0%</b>	<b>0,00</b>	<b>0%</b>	<b>0,00</b>	<b>0%</b>

**Nota:** Donde se indica Distribuidora Sureuropea del Gas, S.A., se refiere a Transmanchega del Gas, S.A

**Cuadro 15. Comparativo MITC-CNE der Retribución para 2011 de las instalaciones PEM desde el 1 de enero de 2008**

Activos con puesta en marcha posterior a 1 de enero de 2008												
Propuesta CNE (A)												
Retribución Definitiva	Retribución A Cuenta								Total Retribución A Cuenta	Total Retribución		
	Instalaciones Incluidas en Disposiciones Anteriores		A incluir en OM 2011 (Activos con Acta pem en 2009 y 2010)									
	Devengada en Año 2011	Devengada en Año 2011	Pagos Únicos Devengada en Año 2009 y 2010	Devengada en Año 2011								
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	2.372.845,87	0,00	0,00		0,00		2.372.845,87	2.372.845,87			
CEGAS	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00			
ENAGAS, S.A.	0,00	155.202.802,86	3.909.845,28	18.433.060,90		177.545.709,04		177.545.709,04	177.545.709,04			
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0,00	6.228.286,30	310.192,78	5.335.298,34		11.873.777,42		11.873.777,42	11.873.777,42			
Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00			
Gas Extremadura Transportista, S.L.	589.571,94	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	589.571,94			
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00	3.864.263,51	0,00	0,00		3.864.263,51		3.864.263,51	3.864.263,51			
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00			
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	2.133.135,35	255.147,37	1.931.653,03		4.319.935,75		4.319.935,75	4.319.935,75			
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00			
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00			
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00			
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	0,00	5.584.004,28	238.313,26	2.804.873,30		8.627.190,84		8.627.190,84	8.627.190,84			
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00			
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.673.912,69	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	2.673.912,69			
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00			
Transportista Regional del Gas, S.L.	0,00	1.094.234,68	0,00	0,00		1.094.234,68		1.094.234,68	1.094.234,68			
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	390.501,10	0,00	0,00		390.501,10		390.501,10	390.501,10			
<b>Total Sector</b>	<b>3.263.484,63</b>	<b>176.870.073,95</b>	<b>4.713.498,69</b>	<b>28.504.885,57</b>		<b>210.088.458,21</b>		<b>213.351.942,84</b>	<b>213.351.942,84</b>			
Propuesta MITYC (B)												
Retribución Definitiva	Retribución A Cuenta								Total Retribución A Cuenta	Total Retribución		
	Instalaciones Incluidas en		A incluir en OM 2011 (Activos con Acta pem en									
	Devengada en Año 2011	Devengada en Año 2011	Pagos Únicos Devengada en	Devengada en Año 2011								
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	2.358.983,54				2.358.983,54		2.358.983,54	2.358.983,54			
CEGAS	0,00	0,00				0,00		0,00	0,00			
ENAGAS, S.A.	0,00	156.098.113,96	10.258.182,16	13.476.728,02		179.833.024,14		179.833.024,14	179.833.024,14			
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0,00	6.235.452,75	202.099,39	2.461.379,51		8.898.931,65		8.898.931,65	8.898.931,65			
Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00				0,00		0,00	0,00			
Gas Extremadura Transportista, S.L.	589.571,94	521.614,58				521.614,58		1.111.186,52	1.111.186,52			
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00	4.128.732,92				4.128.732,92		4.128.732,92	4.128.732,92			
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	0,00	0,00	8.283,11	108.612,61		116.895,72		116.895,72	116.895,72			
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	2.135.528,67	203.901,19	1.437.101,41		3.776.531,27		3.776.531,27	3.776.531,27			
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	0,00	0,00				0,00		0,00	0,00			
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00	0,00				0,00		0,00	0,00			
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00				0,00		0,00	0,00			
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	0,00	5.573.847,61	237.753,21	2.873.086,00		8.684.686,82		8.684.686,82	8.684.686,82			
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00				0,00		0,00	0,00			
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.673.912,69	2.432.797,87				2.432.797,87		5.106.710,56	5.106.710,56			
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00				0,00		0,00	0,00			
Transportista Regional del Gas, S.L.	0,00	2.190.949,90				2.190.949,90		2.190.949,90	2.190.949,90			
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	782.003,90				782.003,90		782.003,90	782.003,90			
<b>Total Sector</b>	<b>3.263.484,63</b>	<b>182.458.025,70</b>	<b>10.910.219,06</b>	<b>20.356.907,55</b>		<b>213.725.152,31</b>		<b>216.988.636,94</b>	<b>216.988.636,94</b>			
Diferencia												
Retribución Definitiva	Retribución A Cuenta								Total Retribución A Cuenta	Total Retribución		
	Instalaciones Incluidas en Disposiciones Anteriores		A incluir en OM 2011 (Activos con Acta pem en 2009 y 2010)									
	Devengada en Año 2011	Devengada en Año 2011	Pagos Únicos Devengada en Año 2009 y 2010	Devengada en Año 2011								
	ABS	%	ABS	%	ABS	%	ABS	%	ABS	%		
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00		-13.862,33	-1%	0,00		0,00		-13.862,33	-1%	-13.862,33	-1%
CEGAS	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	
ENAGAS, S.A.	0,00		895.311,10	1%	6.348.336,88	162%	-4.956.332,88	-27%	-2.287.315,10	-1%	-2.287.315,10	-1%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0,00		7.166,45	0%	-108.093,39	-35%	-2.873.918,83	-54%	2.974.845,77	25%	2.974.845,77	25%
Gas Aragón, S.A.	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0%	521.614,58		0,00		0,00		-521.614,58		-521.614,58	-88%
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00		264.469,41	7%	0,00		0,00		-264.469,41	-7%	-264.469,41	-7%
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	0,00		0,00		8.283,11		108.612,61		-116.895,72		-116.895,72	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00		2.393,32	0%	-51.246,18	-20%	-494.551,62	-26%	543.404,48	13%	543.404,48	13%
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00		0,00		0,00		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.	0,00		-10.156,67	0%	-560,05	0%	68.212,70	2%	-57.495,98	-1%	-57.495,98	-1%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	0,00	0%	2.432.797,87		0,00		0,00		-2.432.797,87		-2.432.797,87	-91%
Septentrional del Gas, S.A.	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	
Transportista Regional del Gas, S.L.	0,00		1.096.715,22	100%	0,00		0,00		-1.096.715,22	-100%	-1.096.715,22	-100%
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00		391.502,80	100%	0,00		0,00		-391.502,80	-100%	-391.502,80	-100%
<b>Total Sector</b>	<b>0,00</b>	<b>0%</b>	<b>5.587.951,75</b>	<b>3%</b>	<b>6.196.720,37</b>	<b>131%</b>	<b>-8.147.978,02</b>	<b>-29%</b>	<b>-3.636.694,10</b>	<b>-2%</b>	<b>-3.636.694,10</b>	<b>-2%</b>

**Nota:** Donde se indica Distribuidora Sureuropea del Gas, S.A., se refiere a Transmanchega del Gas, S.A

### 6.4.3 Retribución Fija de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2009 expone las necesidades financieras de la actividad de regasificación en el Epígrafe 6.

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, excluida la Retribución Financiera del Gas Talón:

**Cuadro 16. Comparativo MITC-CNE por Retribución en la Actividad de Regasificación**

	Retribución Total			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
<b>ENAGAS, S.A.</b>	213.419.285,71	213.419.285,71	0,00	0%
<b>Bahía Bizkaia Gaz</b>	49.404.281,00	49.404.281,00	0,00	0%
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.</b>	69.113.415,81	69.113.415,81	0,00	0%
<b>Regasificadora del Noroeste, S.A.</b>	47.679.348,15	47.679.348,15	0,00	0%
<b>Total Sector</b>	<b>379.616.330,67</b>	<b>379.616.330,67</b>	<b>0,00</b>	<b>0%</b>

En primer lugar, señalar que los cálculos de la Retribución Definitiva del MITC y CNE coinciden.

En relación con las Retribución Provisionales, cabe indicar que para instalaciones puestas en marcha con anterioridad al año 2008, la CNE y el MITC han adoptado el criterio de mantener constante, como se ha venido realizando los últimos años, las retribuciones anuales provisionales establecidas para el año 2007.

En cuanto a la retribución provisional de las instalaciones puestas en marcha a partir del año 2008 inclusive, señalar que tanto la CNE como el MITC han actualizado las mismas, de acuerdo con la metodología de cálculo recogida en la Orden ITC/3994/2006 y con el VAI provisional recogido en la Resolución de reconocimiento de retribución provisional dictada por la DGPEyM.

No obstante, hay que señalar que los V.U. de Inversión aplicados para determinar el VAI provisional de alguna de las instalaciones de regasificación puestas en marcha a partir de 1 de enero de 2007, no corresponden con aquellos que se aplicarán cuando sea determinada su Retribución Definitiva (V.U. de Inversión publicados en la Orden en vigor cuando se pone en marcha la instalación). En cualquier caso, las diferencias generadas para la retribución 2011 derivada de emplear unos V.U. u otros no son significativos, por lo que esta Comisión considera adecuado que la Orden a publicar recoja los valores indicados en la Memoria de la Orden para 2010.

### 6.4.4 Retribución Fija de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

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

#### 6.4.4.1 Retribución de los Costes de Inversión

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 y 2011.

En relación con el cálculo de la retribución de los costes de inversión, se debe señalar que esta Comisión ha sido capaz de replicar los cálculos realizados por el MITC para determinar la



retribución anual definitiva de los años 2007 a 2011. No obstante, se mantiene la observación indicada en el informe del año anterior sobre que esta Comisión no pudo identificar el origen y criterios aplicados por el MITC para determinar los valores inversión neta reconocida a 31 de diciembre de 2006 que se utilizan para determinar las citadas retribuciones.

En el siguiente cuadro se compara la retribución por costes de inversión para 2011 contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la Propuesta Actualizada de la CNE:

**Cuadro 17. Comparativo MITC-CNE por Retribución de los Costes de Inversión en la Actividad de AASS**

	Retribución por Costes de Inversión			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
<b>ENAGAS, S.A.</b>	11.884.262,76	11.884.263,00	0,24	0%
<b>RIPSA, S.A.</b>	9.082.756,53	9.082.757,00	0,47	0%
<b>MURPHY SPANISH OIL</b>	1.993.775,82	1.993.776,00	0,18	0%
<b>Total Sector</b>	<b>22.960.795,11</b>	<b>22.960.796,00</b>	<b>0,89</b>	<b>0%</b>

La diferencia existente se motiva por criterios de redondeos.

#### 6.4.4.2 Retribución Provisional de los Costes de O&M Fijos de Serrablo y Gaviota

En el punto 5.4 de la Memoria se recoge la retribución provisional por Costes de O&M Fijos a percibir por las diferentes almacenamientos subterráneos que coincide con los costes provisionales calculados por la CNE.

No obstante, tal y como señaló esta Comisión en su Propuesta de Retribución, con fecha 18 de marzo de 2010, aprobó el informe en que se revisaron los costes de operación y mantenimiento, fijos y variables para los AASS de Gaviota y Serrablo al objeto de dar una Propuesta de retribución definitiva para los mismos.

En dicho informe se concluyó, que era necesario implantar una nueva metodología de cálculo de la retribución por costes operación y mantenimiento de los AASS y, de acuerdo con la misma se propuso la Retribución Definitiva de Costes de Operación y Mantenimiento para los años 2007, 2008 de los AASS de Gaviota y Serrablo.

**Cuadro 18. Propuesta CNE de Retribución Definitiva por Costes de O&M en 2007 y 2008 para las instalaciones de AA.SS.**

Asimismo, y de acuerdo con la metodología formulada, se propuso una actualización de la Retribución Provisional de Costes de Operación y Mantenimiento para los años 2009 y 2010 de los AASS de Gaviota y Serrablo.

**Cuadro 19. Propuesta CNE de Actualización de la Retribución Provisional por Costes de O&M en 2009 y 2010 para las instalaciones de AA.SS.**

Atendiendo a metodología formulada en el informe, y ante la falta de información auditada sobre los costes directos del año 2009, la retribución provisional para el año 2011 sería la resultante de sumar los valores actualizados al año 2011 de RCI O&M y RCD O&M

**Cuadro 20. Propuesta CNE de Retribución Provisional por Costes de O&M para 2011 para las instalaciones de AA.SS., acorde con la propuesta de su informe de 18 de marzo de 2010**

### **6.4.5 Retribución Financiera del Gas Talón de las Actividades de Transporte y Regasificación**

En el punto 4.4 *“Retribución para el año 2011 de las instalaciones con retribución reconocida”* de la Memoria de la Propuesta, figura la tabla resumen de las retribuciones asociadas a la actividad de transporte ya reconocidas. Dicha tabla contiene la retribución financiera reconocida por el gas para nivel mínimo de llenado (NMLL) de gasoductos de transporte para el año 2011, según cálculos del MITC.

Por otro lado en el apartado 6.7 *“Resumen de retribución”* del punto 6 de la Propuesta, relativo a la retribución fija de las plantas de regasificación, figura una tabla que contiene la retribución financiera reconocida por el gas para NMLL de plantas de regasificación (talones) para el año 2011, según cálculos del MITC.

El MITC obtiene **4.060.075 €** de retribución reconocida por estos conceptos **-1.988.271 €** por gasoductos de transporte y **2.071.804 €** por plantas de regasificación-. Básicamente, los cálculos parecen provenir de actualizar las cifras de retribución financiera reconocida por estos conceptos en el informe de esta Comisión sobre Propuesta de retribución de las actividades reguladas para el año 2010, procediendo a su actualización a 2011. Además se observa que en el caso de las plantas de regasificación se han introducido las retribuciones financieras recientemente aprobadas mediante la Resolución de la DGPEyM de 13 de octubre de 2010 por las adquisiciones de gas para NMLL en 2008 y 2009, no siendo así en los gasoductos de transporte, para los que habría de incorporarse dicha retribución financiera reconocida.

Esta Comisión obtiene **3.998.528 € -2.144.555 €** por gasoductos de transporte y **1.853.973 €** por plantas de regasificación-. En estos cálculos se ha tenido en cuenta íntegramente la Resolución de 13 de octubre de 2010<sup>5</sup>, computando tanto las retribuciones reconocidas para los gasoductos de transporte como para las plantas de regasificación. Precisamente por coherencia con esta Resolución, en la que se aprueban retribuciones financieras obtenidas sin realizar actualización ninguna, las retribuciones financieras correspondientes a 2011 del resto de instalaciones que ya estaban reconocidas anteriormente, han sido calculadas por esta Comisión como la retribución financiera inicial sin actualizar, es decir, la resultante de multiplicar la cantidad de gas que adquirieron por el precio y Tr que les correspondía. A estos efectos cabe señalar que este procedimiento de cálculo no afecta a las retribuciones financieras ya reconocidas en años anteriores.

En la siguiente tabla se muestra el resumen con los datos obtenidos por le MITC y por esta Comisión tanto para gasoductos de transporte como para plantas de regasificación, así como sus diferencias totales, que llegan a **61.547 €**

Como se puede observar, a pesar de las discrepancias existentes entre ambos procesos de cálculo, los valores totales sólo difieren un 2% pues el efecto de no computar para 2011 la retribución actualizada del 2010, sino la inicial, empleado por esta Comisión, se compensa con las retribuciones financieras de gasoductos de transporte por gas adquirido en 2008 y 2009 no computadas por errata, por el MITC.

---

<sup>5</sup> Se han computado los valores aprobados en dicha Resolución, si bien se ha corregido para el cálculo, una errata existente en el reconocimiento a.

**Cuadro 21. Necesidades de Retribución Financiera de Gas Talón**

	Comparativa Retribución financiera reconocida por gas talón RF para 2011 (€)							
	Cálculos CNE			Cálculos MITyC			Diferencias	
	Gto Transporte	P. Regasificación	Total	Gto Transporte	P. Regasificación	Total	Abs (€)	(%)
BBG	0	246.681	246.681	0	280.858	280.858	34.177	14%
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	2.317	0	2.317	0	0	0	-2.317	-100%
ENAGAS, S.A. (T)	2.036.405	1.212.526	3.248.931	1.960.912	1.359.688	3.320.600	71.669	2%
Endesa Gas Transportista, S.L.	33.316	0	33.316	7.053	0	7.053	-26.263	-79%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	10.781	0	10.781	899	0	899	-9.882	-92%
Gas Extremadura Transporte, S.L.	8.574	0	8.574	8.855	0	8.855	281	3%
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	31.536	0	31.536	4.412	0	4.412	-27.125	-86%
Reganosa	0	227.378	227.378	3570.26	248.205	251.775	24.397	11%
SAGGAS	3.136	167.387	170.523	0	183.053	183.053	12.530	7%
Transportista Regional del Gas, S.A.	18.330	0	18.330	2.569	0	2.569	-15.762	-86%
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	159	0	159	0	0	0	-159	-100%
<b>TOTALES</b>	<b>2.144.555</b>	<b>1.853.973</b>	<b>3.998.528</b>	<b>1.988.271</b>	<b>2.071.804</b>	<b>4.060.075</b>	<b>61.547</b>	<b>2%</b>

#### 6.4.5.1 Erratas detectadas en la última Resolución de Reconocimiento de Retribución Financiera del Gas Talón

En la Resolución de la DGPEyM de 13 de octubre de 2010 se ha observado una errata proveniente del hecho de adelantar el reconocimiento de las retribuciones calculadas un año respecto al año real de inicio del devengo (como se observa las adquisiciones son a principios de 2009, y se le reconoce retribución en 2008). En la siguiente tabla se muestran los valores aprobados en dicha resolución y los que resultarían tras corregir la errata, con el resultante de una disminución de 11.938 € en la retribución reconocida en dicha Resolución a xxx

**Cuadro 22. Erratas detectadas en la Retribución Financiera del Gas Talón**

#### 6.4.6 Retribución de la Actividad de Distribución

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2009 expone las necesidades económicas de la actividad de distribución en el Epígrafe 8. 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 2010 y los desvíos que se generan en las retribuciones de 2008 y 2009.

**Cuadro 23. Comparativo MITC-CNE por Retribución en la Actividad de Distribución**

	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%
Retribución 2011	1.364.862.414	1.481.362.882	116.500.468,00	8,54%
Desvíos 2009	-10.016.768	-9.913.782	102.985,82	-1,03%
Desvíos 2010	10.661.253	12.039.733	1.378.479,54	12,93%
<b>Total BOE</b>	<b>1.365.506.899</b>	<b>1.483.488.832</b>	<b>117.981.933,36</b>	<b>8,64%</b>

En las tablas siguientes se muestran de forma unificada las diferencias entre los valores calculados por el MITC para cada año y los valores que incluía el Informe CNE, actualizados con la mejor información disponible:

En los epígrafes subsiguientes se da una explicación del por qué de estas diferencias así como una valoración de las mismas.

**Cuadro 24. Retribución 2008, 2009 y 2010. Cálculos de la Memoria y Diferencias con cálculos CNE**

Empresa Distribuidora	Retribución 2009				Retribución 2010				Retribución 2011			
	Propuesta CNE	Propuesta OM (1)	Diferencias		Propuesta CNE	Propuesta OM (1)	Diferencias		Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%			ABS	%			ABS	%
Gas Directo, S.A.	1.239.762	1.239.762	0,31	0,00%	1.031.328	1.032.791	1.462,71	0,14%	939.526	1.020.746	81.220,00	8,64%
Distribuidora Regional del Gas, S.A. (D)	7.521.458	7.521.458	0,40	0,00%	8.219.128	8.217.641	-1.487,05	-0,02%	8.226.891	8.924.185	697.294,00	8,48%
Endesa Gas Distribución, S.A.U.	6.354.641	6.354.640	-0,94	0,00%	7.257.167	7.256.043	-1.124,40	-0,02%	8.465.487	9.183.984	718.497,00	8,49%
DC Gas Extremadura, S.A.	9.103.978	9.103.978	-0,46	0,00%	9.998.813	10.036.156	37.342,77	0,37%	9.583.484	10.435.042	851.558,00	8,89%
Gas Aragón, S.A.	30.661.559	30.661.560	0,58	0,00%	33.695.253	33.688.938	-6.314,87	-0,02%	32.288.296	35.023.894	2.735.598,00	8,47%
Gesa Gas, S.A.U.	19.847.487	19.952.703	105.216,07	0,53%	17.452.064	17.442.436	-9.627,93	-0,06%	16.648.180	17.921.883	1.273.703,00	7,65%
Gas Tolosa, S.A.U.	1.296.831	1.414.150	117.318,68	9,05%	1.365.711	1.393.991	28.279,84	2,07%	1.274.688	1.382.918	108.230,00	8,49%
Gas Andalucía, S.A.	71.228.167	71.228.167	0,45	0,00%	74.791.849	74.793.330	1.481,03	0,00%	70.494.977	76.482.326	5.987.349,00	8,49%
Gas Cantabria, S.A.	21.182.461	21.182.461	0,45	0,00%	22.876.558	22.756.262	-120.296,13	-0,53%	21.737.389	23.452.019	1.714.630,00	7,89%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	31.327.855	31.327.855	-0,20	0,00%	34.969.181	34.964.024	-5.156,62	-0,01%	32.818.961	35.600.415	2.781.454,00	8,48%
Gas Castilla y León, S.A.	64.419.175	64.422.425	3.249,73	0,01%	69.926.782	69.929.699	2.916,84	0,00%	65.412.523	70.966.657	5.554.134,00	8,49%
Cegas, S.A.	104.931.916	104.931.917	1,20	0,00%	113.013.782	112.998.253	-15.529,25	-0,01%	106.615.257	115.641.997	9.026.740,00	8,47%
Gas Galicia SDG, S.A.	28.999.952	28.999.953	0,77	0,00%	30.909.739	30.909.779	40,43	0,00%	29.111.177	31.582.766	2.471.589,00	8,49%
Gas Murcia, S.A.	15.142.885	15.142.886	0,62	0,00%	16.320.966	16.319.353	-1.613,09	-0,01%	15.647.374	16.973.623	1.326.249,00	8,48%
Gas Navarra, S.A.	23.575.482	23.575.483	0,64	0,00%	25.170.348	25.170.739	390,77	0,00%	23.554.970	25.555.383	2.000.413,00	8,49%
Gas Rioja, S.A.	12.205.199	12.327.636	122.437,47	1,00%	13.157.145	13.154.599	-2.545,58	-0,02%	12.287.175	13.327.876	1.040.701,00	8,47%
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	135.031.984	135.031.985	1,16	0,00%	155.524.854	155.429.134	-95.720,41	-0,06%	148.223.344	160.713.503	12.490.159,00	8,43%
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	757.720.432	757.717.191	-3.241,13	0,00%	740.080.049	810.578.042	70.497.993,60	9,53%	671.510.868	728.577.780	57.066.912,00	8,50%
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.	38.190	38.190	0,44	0,00%	78.763	78.757	-6,42	-0,01%	169.229	183.647	14.418,00	8,52%
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	148.814	151.648	2.834,17	1,90%	296.278	1.241.191	944.913,10	318,93%	294.812	1.246.850	952.038,00	322,93%
Distribuidora Sureuropea del Gas	650.780	650.780	-0,45	0,00%	1.461.731	432.779	-1.028.951,66	-70,39%	1.360.393	446.887	-913.506,00	-67,15%
Transmanchega de Gas, S.A.						1.022.837	1.022.837,00			1.022.837	1.022.837,00	
Madridleña Red de Gas, S.A.					70.432.254	93.491.837	23.059.582,58		88.197.413	95.695.664	7.498.251,00	8,50%
<b>Total Actividad Distribución</b>	<b>1.342.629.008,00</b>	<b>1.342.976.827,98</b>	<b>347.819,98</b>	<b>0,03%</b>	<b>1.448.029.743,00</b>	<b>1.542.338.610,26</b>	<b>94.308.867,26</b>	<b>6,51%</b>	<b>1.364.862.414,00</b>	<b>1.481.362.882,00</b>	<b>116.500.468,00</b>	<b>8,54%</b>

(1) Valor Actualizado a IPH reales, dado que el MITyC realiza todos sus cálculos con IPH previstos

Finalmente, la diferencia en los desvíos 2008 y 2009 y en el valor final a publicar en B.O.E. sería la siguiente:

**Cuadro 25. Desvíos 2008-2009 y Cifra final B.O.E. Cálculos de la Memoria y Diferencias frente a cálculos CNE**

Empresa Distribuidora	TOTAL DESVÍOS 2009-2010 (€)				Retribución 2011				CIFRA FINAL BOE 2010			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencias		Propuesta CNE	Propuesta OM (1)	Diferencias		Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%			ABS	%			ABS	%
Gas Directo, S.A.	-593.416	-591.954	1.461,52	-0,25%	939.526	1.020.746	81.220,00	8,64%	346.110	428.792	82.681,52	23,89%
Distribuidora Regional del Gas, S.A. (D)	200.340	198.857	-1.482,99	-0,74%	8.226.891	8.924.185	697.294,00	8,48%	8.427.231	9.123.042	695.811,01	8,26%
Endesa Gas Distribución, S.A.U.	-743.756	-744.867	-1.111,23	0,15%	8.465.487	9.183.984	718.497,00	8,49%	7.721.731	8.439.117	717.385,77	9,29%
DC Gas Extremadura, S.A.	-141.960	-104.624	37.336,23	-26,30%	9.583.484	10.435.042	851.558,00	8,89%	9.441.524	10.330.418	888.894,23	9,41%
Gas Aragón, S.A.	691.664	685.349	-6.315,31	-0,91%	32.288.296	35.023.894	2.735.598,00	8,47%	32.979.960	35.709.243	2.729.282,69	8,28%
Gesa Gas, S.A.U.	-620.406	-654.177	-33.770,97	5,44%	16.648.180	17.921.883	1.273.703,00	7,65%	16.027.774	17.267.706	1.239.932,03	7,74%
Gas Tolosa, S.A.U.	18.292	18.293	1,00	0,01%	1.274.688	1.382.918	108.230,00	8,49%	1.292.980	1.401.211	108.231,00	8,37%
Gas Andalucía, S.A.	-2.145.798	-2.144.332	1.466,49	-0,07%	70.494.977	76.482.326	5.987.349,00	8,49%	68.349.179	74.337.994	5.988.815,49	8,76%
Gas Cantabria, S.A.	-517.918	-638.229	-120.311,12	23,23%	21.737.389	23.452.019	1.714.630,00	7,89%	21.219.471	22.813.790	1.594.318,88	7,51%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	15.458.470	238.888	-15.219.581,54	-98,45%	32.818.961	35.600.415	2.781.454,00	8,48%	48.277.431	35.839.303	-12.438.127,54	-25,76%
Gas Castilla y León, S.A.	-16.642.642	-1.422.085	15.220.556,77	-91,46%	65.412.523	70.966.657	5.554.134,00	8,49%	48.769.881	69.544.572	20.774.690,77	42,60%
Cegas, S.A.	-1.092.008	-1.107.562	-15.553,78	1,42%	106.615.257	115.641.997	9.026.740,00	8,47%	105.523.249	114.534.435	9.011.186,22	8,54%
Gas Galicia SDG, S.A.	-694.199	-694.173	25,80	0,00%	29.111.177	31.582.766	2.471.589,00	8,49%	28.416.978	30.888.593	2.471.614,80	8,70%
Gas Murcia, S.A.	-650.037	-651.651	-1.614,43	0,25%	15.647.374	16.973.623	1.326.249,00	8,48%	14.997.337	16.321.972	1.324.634,57	8,83%
Gas Navarra, S.A.	-549.027	-548.646	381,31	-0,07%	23.554.970	25.555.383	2.000.413,00	8,49%	23.005.943	25.006.737	2.000.794,31	8,70%
Gas Rioja, S.A.	-144.081	-24.192	119.888,60	-83,21%	12.287.175	13.327.876	1.040.701,00	8,47%	12.143.094	13.303.684	1.160.589,60	9,56%
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	-6.172.929	-6.268.655	-95.726,34	1,55%	148.223.344	160.713.503	12.490.159,00	8,43%	142.050.415	154.444.848	12.394.432,66	8,73%
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	14.542.978	15.193.689	650.711,62	4,47%	671.510.868	728.577.780	57.066.912,00	8,50%	686.053.846	743.771.469	57.717.623,62	8,41%
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.	9.719	9.713	-6,44	-0,07%	169.229	183.647	14.418,00	8,52%	178.948	193.360	14.411,56	8,05%
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	133.289	1.077.393	944.103,73	708,31%	294.812	1.246.850	952.038,00	322,93%	428.101	2.324.243	1.896.141,73	442,92%
Distribuidora Sureuropea del Gas	-59.930	-66.044	-6.114,19	10,20%	1.360.393	446.887	-913.506,00	-67,15%	1.300.463	380.843	-919.620,19	-70,71%
Transmanchega S.A.		0	0,00		0	1.022.837	1.022.837,00		0	1.022.837	1.022.837,00	
Madriñena Red de Gas, S.A.	357.840	364.961	7.120,62	1,99%	88.197.413	95.695.664	7.498.251,00	8,50%	88.555.253	96.060.625	7.505.371,62	8,48%
<b>Total Actividad Distribución</b>	<b>644.485,00</b>	<b>2.125.950,36</b>	<b>1.481.465,36</b>	<b>229,87%</b>	<b>1.364.862.414,00</b>	<b>1.481.362.882,00</b>	<b>116.500.468,00</b>	<b>8,54%</b>	<b>1.365.506.899,00</b>	<b>1.483.488.832,36</b>	<b>117.981.933,36</b>	<b>8,64%</b>

#### **6.4.6.1 Consideraciones sobre la Disposición final tercera de la Propuesta por la que se modifica el artículo 18.1 de la ITC 3993/2006**

La Disposición final tercera de la Propuesta introduce una nueva modificación al redactado del artículo 18.1, sobre la actualización de la actividad de distribución de la Orden ITC 3993/2006, donde se modifican nuevamente las definiciones de los términos  $IPH^D_k$  e  $IPH^P_j$  incluidos en el apartado 1 del artículo 18 de de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre,

Como antecedentes, cabe indicar que durante la elaboración de la propuesta de retribución para el año 2010 de las actividades reguladas de distribución y las instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, se puso de manifiesto que en la determinación de los valores provisionales del  $IPH^P$  para el 2010, por la aplicación del método establecido, se obtenían valores no acordes (7,32%) con los valores que previsiblemente serían una mejor estimación del citado índice. No obstante, siguiendo la regulación vigente fue aplicado dicho valor de  $IPH$  (7,32%) para determinar la retribución 2010 de la actividad de distribución<sup>6</sup>.

La disposición final primera de la Orden ITC/1890/2010, de 15 de julio de 2010, modificó lo dispuesto en los artículos 34, 18.1 y 18.5 de la Orden ITC/3993/2006, adoptando como valores  $IPH^P$  los valores reales disponibles en octubre de n-1 y n-2.

La Disposición Final tercera de la Propuesta reabre este punto dando un nuevo tratamiento a la determinación del  $IPH^P$  para el año 2010, manteniendo para el cálculo de la retribución de la distribución del año 2011 la utilización del valor de  $IPH_{2010}$ . Este hecho supone una retribución adicional a la distribución de 116,5 M€ respecto a la que le correspondería con la regulación existente hasta este momento. Sin embargo, este tratamiento no se aplica a los activos de transporte, que mantiene lo dispuesto en la ITC 1890/2010, lo que ha sido puesto de manifiesto por los transportistas en el Consejo Consultivo.

Este nuevo cambio en la regulación sobre el  $IPH^P$ , solo 5 meses después del último cambio en la ITC1890/2010, no hace más que añadir incertidumbre e introducir un tratamiento diferenciado entre las actividades de transporte y distribución, sobre un tema como es la actualización por  $IPH$  al que no parece justificado aplicar dos metodologías diferentes, cuando estaban sensiblemente igualadas. Asimismo, la Memoria de la Propuesta tampoco indica la necesidad de aplicar un  $IPH$  del 7,32% en razón de los mayores costes habidos o reclamados por las empresas distribuidoras.

En términos numéricos los cambios que introduce la Propuesta quedan reflejados en la figura que se adjunta:

---

<sup>6</sup> El anómalo valor estimado para el  $IPH$  para el año 2010 era debido a que el método de estimación del  $IPH$  provisional definido por los artículos 3.4, 18.1 de la Orden ITC 3993/2006 no era aplicable en entornos con variaciones de precios negativos o próximos a cero, por lo que el  $IPH$  previsto podían alcanzar valores anómalos, como fue el caso.

**Cuadro 26 – Escenarios de IPH considerados para Retribución de la Distribución en 2011 en la Propuesta de la CNE y en la Propuesta de Orden Ministerial**

	CÁLCULO RETRIBUCIÓN DISTRIBUCIÓN PARA 2011				Variación (%) Propuesta OM / ITC1890/2010
	PROPUESTA CNE ACTUALIZADA SEGÚN ITC 1890/201		Propuesta OM		
IPH <sub>2011</sub>	Valor Real Oct 2010	3,21%	Valor Real Oct 2010	3,21%	
IPH <sub>2010</sub>	Valor Real Oct 2009	-2,46%	7,32% (Valor Previsto en 2009 para Año 2010)	7,32%	
IPH <sub>2009</sub>	Valor Real Dic 2009	0,58%	Valor Real Dic 2009	0,58%	
IPH <sub>2008</sub>	Valor Real Dic 2008	0,60%	Valor Real Dic 2008	0,60%	
IPH <sub>2007</sub>	Valor Real Dic 2007	5,06%	Valor Real Dic 2007	5,06%	
	Multiplicación Acumulada de IPH	1,070		1,177	10,0%

La modificación normativa que introduce la Propuesta supone que la actualización por IPH en un 10% mayor que la que se obtendría por la aplicación de la ITC 1890/2010 lo que supone un mayor coste regulado de 116,5 millones de €

En aras a mantener bajo control el déficit histórico, esta Comisión de acuerdo con lo recogido en el “Informe 16/2010 de la CNE sobre la Propuesta de Orden Ministerial por la que se establecen determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural”, aprobado por el Consejo de Administración en su sesión del día 1 de julio de 2010 y en la “Propuesta de retribución para 2011 para las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo básico, distribución y G.T.S. a efectos de su consideración en la determinación de los peajes y cánones de acceso”, que ha sido aprobada por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión de 25 de noviembre de 2010, considera que para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución para el año 2011 se debe aplicar, en relación con el IPH, lo actualmente dispuesto en la Disposición final primera de la Orden ITC 1890/2010, con lo que la retribución de la actividad de distribución para el año 2011 quedaría en 1.364,8 millones de euros, sin perjuicio de las regularizaciones correspondientes a los años 2009 y 2010.

El Consejo estima que es necesario introducir mejoras metodológicas para dar mayor firmeza a los datos que se obtienen en el cálculo del IPH.

#### 6.4.6.2 Análisis de los cálculos realizados por el MITC

Con independencia de las consideraciones vertidas en el apartado anterior, se ha intentado replicar los cálculos realizados por el MITC para determinar la retribución de la actividad de distribución y se han observado las siguientes diferencias

#### **En los cálculos de Retribución Antes de Actualizar por los IPH reales aplicables:**

##### 1. Al Recalcular la Retribución de la Distribución para el 2009:

- La Demanda Total en redes de P<4bar para el año 2009 tendría que ser 65.123.454,673 MWh en lugar de 65.166.164 MWh. Esto es debido a que la demanda prevista para xxx es de 961.516,215 MWh, en lugar de 1.004.226 MWh.

- Asimismo, se ha observado que la demanda en redes de P<4bar y P>4 bar para el año 2009 de xxx deben revisarse debido a que los consumidores de xxx que cambian de presión de suministro (53.786,816 MWh en redes de P<4bar y 2.280,421 MWh en redes de P>4bar), pasan a suministrarse a través de las redes de xxx.

En consecuencia, los valores de demanda en redes de P<4bar y P>4 bar para xxx tendrían que ser 34.709.476,460 y 72.758.718,119 MWh (en lugar de 34.707.196 y 72.760.999 MWh); y los valores de demanda en redes de P<4bar y P>4 bar para xxx tendrían que ser 5.508.267,428 y 134.920,709 MWh, respectivamente, (en lugar de 5.510.548 y 132.640 MWh)

**La subsanación de estas diferencias hace que la Retribución de la Actividad de Distribución para el año 2009 sea de 1.313.082.546 € en lugar de 1.313.202.282 €**

## 2. Al Recalcular la Retribución de la Distribución para el 2010:

- La Demanda Total en redes de P>4bar para el año 2009 y 2010 tendrían que ser 117.189.156,556 y 123.563.668,023 MWh en lugar de 118.123.135 y 124.515.875 MWh. Esto es debido a que la demanda prevista para xxx incluye también las demandas correspondientes a xxx (936.260 y 952.208 MWh), por lo que se está sumando dos veces dichas cantidades.

Asimismo, y como consecuencia que los consumidores de xxx que cambiaron de presión de suministro en 2009 pasaron a suministrarse a través de las redes de xxx, es necesario revisar la demanda en redes de P<4bar y P>4 bar para el año 2009 de xxx. Así, los valores de demanda en redes de P<4bar y P>4 bar para xxx en 2009 (sin tener en cuenta las demandas correspondientes a xxx) tendrían que ser 29.116.674,202 y 71.886.752,292 MWh; y los valores de demanda en redes de P<4bar y P>4 bar para xxx tendrían que ser 5.454.481 y 188.708 MWh

- De acuerdo con el Informe aprobado por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 16 de diciembre de 2010, se considera que los activos de distribución transmitidos por “xxx.” a favor de “xxx.” deberían valorarse conforme al artículo 19 de la Orden ITC/3993/2006, aplicando el valor unitario marginal de la actividad de distribución en el año 2010 para cada nuevo consumidor, por cada nuevo suministro a presión inferior o igual a 4 bar y por cada nuevo suministro a presión entre 4 y 60 bar previstos por “xxx.”<sup>7</sup>
- A la hora de determinar la Retribución Base del año 2009 de xxx, se deben utilizar los valores de consumidores y demanda utilizados para el cálculo de la retribución de 2009 para xxx, es decir, teniendo en cuenta el criterio que aplica a los consumos de aquellos consumidores que han cambiado de presión de suministro. De esta forma los valores de consumidores y demanda de xxx serían los siguientes:

---

<sup>7</sup> Existen dos criterios diferentes para asignar y repartir la retribución de distribución aplicados en procesos de transmisión, o escisión parcial de activos de distribución, que respetan el principio de equivalencia retributiva entre la empresa original y las empresas resultantes del proceso de transmisión de activos. Éstos son: I), Retribuir los activos escindidos según el valor unitario marginal establecido conforme al artículo 19 de la Orden ITC/3993/2006; y II), Retribuir los activos escindidos según el reparto histórico aplicado en la retribución de los activos de distribución en el año 2002.



**Cuadro 27 – Valores de consumidores y demanda de xxx utilizados para el cálculo de la Retribución Base del año 2009 de xxx**

	Utilizados en la Memoria	Correctos
Clientes Medios en Redes P< 4bar	3.752.649	3.752.649
Demanda en Redes P< 4bar (MWh)	34.693.715	34.709.476,460
Demanda en Redes P> 4bar (MWh)	72.774.480	72.758.718,119

La utilización de estos valores, de acuerdo con la metodología indicada en la Memoria (sin utilizar los valores de IPH aplicables), haría que la Retribución Base del año 2009 de xxx fuera de 84.698.355 € en lugar de 84.708.666 €.

- Se observa que a xxx no se le reducen 36.852,51€ por la reducción de ventas entre 2009 y 2010 en redes de P> 4 bar.
- Igualmente se observa que no se ha incrementado en 118.403,44 € la retribución de xxx, por incremento de ventas entre 2009 y 2010 en redes de P> 4 bar.
- Se observa que a xxx se le ha incrementado la retribución con un sobrecoste de 1.200.000 €, en lugar de los 264.693€ que indica la Memoria.
- Asimismo, se observa que a xxx se le incrementa la retribución en 1.200.000 € cuando, de acuerdo con la previsiones aportadas habría que incrementársela en 1.198.319 €

La subsanación de estas diferencias hace que la Retribución de la Actividad de Distribución para el año 2010 sea de 1.436.539.297 € en lugar de 1.437.302.762€

3. Al calcular la Retribución de la Distribución para el 2011:

- Se observa que el número total de consumidores previstos a 31/12/2011 en redes de P<4bar por el MITC es inferior en 635 consumidores, y en consecuencia el número de consumidores medios en 2011 también es menor en 317 consumidores. Las diferencias observadas por empresa son las siguientes.

**Cuadro 28 – Diferencias observadas en el número total de consumidores previstos a 31/12/2011 y consumidores medios para 2011 en redes de P<4bar**

- Se observa que la Demanda Total en redes de P>4bar para el año 2010 tendría que ser 123.568.816 MWh en lugar de 123.576.816 MWh. Esto es debido a que la demanda prevista para xxx es de 0 MWh, en lugar de los 8.000 MWh utilizados por el MITC.
- Se observa que la retribución inicial (retribución 2009 corregida) de xxx, una vez descontado el extracoste, es de 966.638 € en lugar de 31.331 €. Este valor utilizado por el MITC es consecuencia de la diferencia detectada en la Revisión de la Retribución del

2009<sup>8</sup>, y resulta de detraer los 264.693€ de extracoste de la cantidad retributiva erróneamente calculada para 2009 (1.231.331€).

- Se observa que a xxx. no se le incrementa la retribución en 9.213,67 € por el incremento de ventas entre 2010 y 2011 en redes de P> 4 bar.

**La subsanación de estas diferencias hace que la Retribución de la Actividad de Distribución para el año 2011 sea de 1.494.410.907 € en lugar de 1.495.202.434€**

**En los cálculos de Retribución Antes de Actualizar por los IPH reales aplicables**, se han observado las siguientes discrepancias:

- Al aplicar los IPH reales en la actualización de las retribuciones de 2011, se están aplicando los factores correctores a los extracostes de xxx, cuando dicho concepto no debe ser actualizado ya que se valora a precios de adquisición medios del propano. Esto implica variar erróneamente la retribución de la Actividad de Distribución en menos 13.557€

## 6.4.7 Retribución Específica de Distribución

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2009 expone las necesidades financieras de la retribución específica de distribución en el punto 10.

En la tabla se recogen las diferencias entre los datos de la Memoria sobre la Propuesta de O.M. 2010 y los datos de que dispone esta Comisión:

En el punto 10 *“Previsión de pagos asociados a la retribución específica”* de la Memoria de Orden para el 2011 el MITC expone la cantidad presupuesta para el 2011 relativa a estos pagos, **8.286.737 €** Las consideraciones que han llevado a dicha cifra se pueden resumir en:

- Previsión de pago en 2011 del único proyecto por retribuir de la 1ª convocatoria (iniciados en 2004).
- Consideración para la 2ª (iniciados 2005/06) y 3ª convocatoria (iniciados 2006/07) de pérdida de los pagos pendientes, por haberse sobrepasado con creces las fechas máximas de obtención de Actas de Puesta en marcha. En la convocatoria 4ª (iniciados 2007/08) el porcentaje considerado es muy bajo por haberse sobrepasado recientemente dicha fecha.
- Previsión de pago de un porcentaje elevado para la 5ª convocatoria (iniciados 2008/09).
- Previsión de pago de un porcentaje muy pequeño en la 6ª convocatoria (iniciados 2009/10).
- Sin consideración de pago para la 7ª convocatoria (iniciados 2010/11).

A este respecto indicar que con el criterio de caja que la CNE propuso en el informe sobre la retribución de las actividades reguladas para 2011 –pago del 30% de las cantidades pendientes

---

<sup>8</sup> Se observaba que el valor final de la retribución 2009 estaba incrementado con un sobrecoste de 1.200.000 €, en lugar de los 264.693€ que indica la Memoria

de pago ya asignadas y del 5% de las cantidades pendientes de asignación) – la cantidad presupuestada para 2011 por este concepto, **18.406.122 €**, es más del doble de la propuesta por el MITC.

En la siguiente tabla se expone la situación, a día de hoy, de las cantidades asignadas, cobradas y pendientes de cobro de las diferentes convocatorias de retribución específica. Asimismo, se comparan los datos obtenidos con cada criterio, estimándose que podría ser positivo revisar el criterio expuesto en la Memoria de la Propuesta de Orden 2011 por la gran diferencia existente.

**Cuadro 29 –Resumen de Cantidades asignadas, cobradas y pendientes de cobro de las diferentes convocatorias de retribución específica y Comparación de Criterios de Caja de CNE y MITyC**

	ESTADO CONVOCATORIAS RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA						PRESUPUESTO RETRIB. ESPECÍFICA 2011			
	Otorgada/A otorgar (€) (*)	Cobrada (€)	Costes no incurridos (€) (**)	Pendiente pago real ya asignada (€)	Pendiente asignación (€)	Pendiente total (€)	Criterio CNE		Criterio MITyC	
							% pendiente total presupuestada	R.E. presupuestada 2011 (€)	% pendiente total presupuestada	R.E. presupuestada 2011 (€)
<b>1ª. Conv: Proyectos iniciados 2004 (ITC/31/2004)</b>	21.798.663	20.452.562	0	1.346.101	0	1.346.101	30%	403.830	100%	1.346.101
<b>2ª. Conv: Proyectos iniciados 2005/06 (ITC/102/2005)</b>	23.060.277	11.046.955	1.233.923	10.779.399	0	10.779.399	30%	3.233.820	0%	0
<b>3ª. Conv: Proyectos iniciados 2006/07 (ITC/4099/2005)</b>	22.662.353	11.840.763	1.750.791	9.070.799	0	9.070.799	30%	2.721.240	0%	0
<b>4ª. Conv: Proyectos iniciados 2007/08 (ITC/3993/2006)</b>	17.746.425	2.399.676	781.432	14.565.317	0	14.565.317	30%	4.369.595	5%	728.266
<b>5ª. Conv: Proyectos iniciados 2008/09 (ITC/3863/2007)</b>	21.078.384	1.137.150	0	19.941.234	0	19.941.234	30%	5.982.370	30%	5.982.370
<b>6ª. Conv: Proyectos iniciados 2009/10 (ITC/3802/2008)</b>	17.794.801	0	0	0	17.794.801	17.794.801	5%	889.740	1%	230.000
<b>7ª. Conv: Proyectos iniciados 2010/11 (ITC/3520/2009)</b>	16.110.546	0	0	0	16.110.546	16.110.546	5%	805.527	0%	0
<b>TOTALES</b>	<b>140.251.449</b>	<b>46.877.106</b>	<b>3.766.146</b>	<b>55.702.850</b>	<b>33.905.347</b>	<b>89.608.197</b>	-	<b>18.406.122</b>	-	<b>8.286.737</b>

(\*) Los valores de las convocatorias 6ª y 7ª no han sido aún aprobados por Resolución. La CNE ha estimado los montos a otorgar calculando/presupuestando los RTS (en los que se computan instalaciones a cuenta) a detractor a la cantidad máxima de 23.000.000 €. Para la convocatoria 6ª existe Propuesta del MITyC con una asignación de 23.000.000 €. Para la convocatoria 7ª no existe ninguna Propuesta.

(\*\*) Total costes no incurridos por minoración de la asignación inicial (por ayudas de CCAA o presupuestos inferiores a los declarados), denegación del pago (por incumplimiento condiciones) ó desestimiento de la

## 6.4.8 Retribución GTS

En relación con los costes del GTS indicar que al formar parte el GTS de Enagás, muchos de los costes de explotación del GTS son compartidos con las distintas actividades de la empresa. Por tanto, hasta que se defina una Información Regulatoria de Costes, no será posible delimitar que parte de los costes de explotación de ENAGAS son imputables al GTS.

Además, teniendo en cuenta lo establecido por la D.A. Vigésima de la Ley 34/1998, y la distinta naturaleza de las inversiones y de los costes de la actividad del GTS en relación con el resto de las actividades reguladas (transporte, distribución, regasificación y AASS), se considera necesario el establecimiento de una metodología específica para la determinación de la retribución anual del GTS.

Por tanto, ante la falta de un Sistema de Información Regulatoria de Costes y de una metodología de reconocimiento de retribución de las inversiones y costes del GTS, y con el objeto de evitar una doble retribución de costes que podrían ya estar reconocidos en las otras actividades realizadas por Enagás, se propone transitoriamente para 2011 actualizar para el GTS la retribución con el valor interanual de IPC a octubre, o en su defecto el último disponible, (2,13%). Ello supondría una retribución de 11.444.941 € para el próximo año, todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que correspondan una vez realizada y verificada un correcto reparto e imputación de los costes e inversiones al GTS, y definida una metodología que establezca la retribución de las inversiones del GTS.

## 6.5 Consideraciones sobre la retribución pendiente de incluir en el régimen retributivo

La Propuestas tanto de la CNE como del MITC 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 han puesto de manifiesto un criterio de caja del MITC más restrictivo que el que plantea esta Comisión. En concreto, el MITC considera que durante 2011 se van a incorporar 102 M€ correspondiente a cantidades devengadas por instalaciones puestas en servicio entre 2002 y 2011, mientras que esta Comisión considera 178 M€, es decir existe una diferencia de 76 M€.

De hacerse realidad las cifras indicadas por la CNE, las necesidades consideradas por el MITC (3.055M€) deberían incrementarse en un 2,5%, es más, de considerarse todas las cantidades devengadas pendientes de reconocer (290M€) habría que incrementar la necesidades económicas en un 3,7% adicional. En el siguiente cuadro, se recogen las previsiones de cantidades devengadas totales pendientes de incluir en el Régimen Retributivo y los criterios de caja realizada de cada propuesta.

**Cuadro 30. Previsión de Cantidades Devengadas pendientes de Inclusión en el Régimen Retributivo**

	PROPUESTA CNE ACTUALIZADA Criterio Devengo		PROPUESTA CNE ACTUALIZADA Criterio Caja		PROPUESTA OM Criterio Caja	
	€	% Total	€	% Realiz. Caja	€	% Realiz. Caja
<b>Retribución Pendiente de Inclusión Definitiva en el Régimen Retributivo</b>	<b>290.419.600</b>	<b>100%</b>	<b>178.405.828</b>	<b>61%</b>	<b>102.202.336</b>	<b>35%</b>
<b>Transporte</b>	<b>61.502.397</b>	<b>21%</b>	<b>34.184.303</b>	<b>56%</b>	<b>21.000.000</b>	<b>34%</b>
Instalaciones PEM 2010-2011	12.784.761	4%	1.278.753	10%		
Instalaciones PEM 2002-2009	48.717.636	17%	32.905.550	68%		
Con Retribución Provisional	34.186.928	12%	25.640.196	75%		
Otros Activos	14.530.709	5%	7.265.354	50%		
<b>Regasificación</b>	<b>108.502.530</b>	<b>37%</b>	<b>23.606.252</b>	<b>22%</b>	<b>15.000.000</b>	<b>14%</b>
PEM 2010-2011	77.749.841	27%	6.809.840	9%		
PEM 2002-2009	30.752.689	11%	16.796.412	55%		
Con Retribución Provisional	6.552.198	2%	4.930.098	75%		
Otros Activos PEM 2002-2009	24.200.491	8%	11.866.314	49%		
<b>Almacенamientos subterráneos</b>	<b>120.414.673</b>	<b>41%</b>	<b>120.414.673</b>	<b>100%</b>	<b>65.542.456</b>	<b>54%</b>
Revisión Costes O&MAASS 2007-2010	11.879.241	4%	11.879.241	100%	0	0%
PEM 2010-2011 (1)	108.535.433	37%	108.535.433	100%	65.542.456	60%

En consecuencia, y al objeto de prever la evolución de los peajes y cánones y su suficiencia para mantener un presupuesto equilibrado, se recomienda que se tenga en cuenta el criterio de caja propuesto por la CNE por ser más prudente en orden a evitar la acumulación de déficit.

## **6.6 Consideraciones sobre los artículos de la propuesta orden ministerial que regulan aspectos retributivos de las actividades reguladas del sector gasista**

### **6.6.1 Sobre el artículo 13 “Retribución específica de instalaciones de distribución”**

Del análisis del artículo 13, sobre *“Retribución específica de instalaciones de distribución”*, de la Propuesta de Orden Ministerial para el 2011, se ha observado que la regulación sobre la retribución específica sigue en general la misma filosofía establecida en 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 concreto, se observa que el proceso de solicitud, el procedimiento para la realización del pago, los criterios generales de valoración de los proyectos, los límites a la retribución específica solicitada por proyecto, los límites a la retribución específica anual en conjunto – incluyendo las cantidades de retribución específica de distribución máxima asignada para el 2011 y el máximo reservado para las instalaciones de combustibles gaseosos a construir en el archipiélago canario que siguen siendo de 23.000.000 € y de 5.000.000 € respectivamente – y las competencias de la CNE sobre la integración de la retribución, no se han modificado.

Respecto de la convocatoria que rige este artículo –proyectos iniciados en 2011 o 2012–, sólo se ha realizado un pequeño cambio respecto a la Orden ITC/3520/2009, que es la modificación de la fecha límite de presentación de las solicitudes, que venía siendo la de 30 de abril, por la de 30 de junio. La Memoria de la Propuesta justifica este hecho por el desarrollo de una aplicación informática prevista que facilitará la gestión de los proyectos de las diferentes convocatorias de retribución específica de distribución.

Asimismo, se produce una mejora de la redacción en el apartado 2.d) del artículo, tendente a aclarar que la construcción de las instalaciones del proyecto de distribución debe iniciarse dentro del plazo previsto en la convocatoria (año de la convocatoria o año siguiente a la misma), no siendo posible incluir en el proceso de valoración los proyectos ya iniciados en años anteriores. Esta Comisión cree adecuados los pequeños cambios realizados en este artículo 13, si bien considera oportuno proponer a mayores, algunas modificaciones sobre la regulación aplicable a la retribución específica, que podría mejorar algunos aspectos relacionados con su otorgamiento, control, etc. En los siguientes apartados se describen estas propuestas.

#### **6.6.1.1 Sobre la definición y delimitación de “núcleos de población”**

La Propuesta de Orden, así como las anteriores Órdenes Ministeriales, indican que la retribución específica se otorgará a *“núcleos de población”* que no dispongan de gas natural o para el reemplazo de la correspondiente Planta Satélite de G.N.L. Estas disposiciones, sin embargo, no especifican que se entiende por *“núcleos de población”*, o que requisitos ha de tener un núcleo para ser así considerado, a los únicos efectos de tener derecho a solicitar retribución específica.

En las convocatorias de retribución específica hay proyectos que solicitan esta retribución para la gasificación de zonas, sectores o barrios de núcleos de población, y para los que a priori, cabe la duda razonable sobre si estas divisiones pueden considerarse a su vez, y estrictamente hablando, “núcleos de población”.

A estos efectos, conviene señalar que el Instituto Nacional de Estadística (I.N.E.), recoge el listado para cada municipio de España, de lo que define como “*unidades poblacionales*”, dentro de las cuales se encuentran las “*entidades colectivas de población*” y las “*entidades singulares de población*”<sup>9</sup>, así como los “*núcleos de población*” y “*diseminados*”<sup>10</sup>.

Para el otorgamiento de la retribución específica de distribución, se considera importante concretar lo que se entiende por “*núcleo de población*”, por ello se propone añadir la siguiente frase al final del primer párrafo del artículo 13.1: “A estos efectos, se considerarán núcleo de población los municipios y las unidades poblacionales definidas por el INE.”

En relación a esto, cabe indicar que el INE identifica las “*unidades poblacionales*” mediante un código de 11 cifras – los dos primeros de la provincia, los tres siguientes del municipio dentro de la provincia, el sexto y séptimo de la entidad colectiva dentro del municipio, el octavo y noveno a la entidad singular dentro de la colectiva, si existe, o dentro del municipio, en caso contrario, y los dos últimos, al núcleo de población o diseminado, siendo el código 99 para este último.–. De este modo, y con el fin de identificar perfectamente el núcleo para el que se solicita retribución específica, se propone añadir a la documentación a entregar por el solicitante –apartado 3 del artículo 13– la siguiente:

“a.- Descripción del núcleo de población mediante el/los código/s de once dígitos, publicados por el INE en la página web: <http://www.ine.es/nomen2/index.do>, con el máximo desglose.”

En otras palabras, se pretende que el promotor de un proyecto de retribución específica informe del código de las entidades poblacionales afectadas por el proyecto. De este modo la información

---

<sup>9</sup> Según el INE: “Se entiende por Entidad singular de población cualquier área habitable del término municipal, habitada o excepcionalmente deshabitada, claramente diferenciada dentro del mismo, y que es conocida por una denominación específica que la identifica sin posibilidad de confusión. Un área se considera habitable cuando existen en la misma viviendas habitadas o en condiciones de serlo. Un área se considera claramente diferenciada cuando las edificaciones y viviendas pertenecientes a la misma pueden ser perfectamente identificadas sobre el terreno y el conjunto de las mismas es conocido por una denominación. Por consiguiente, las urbanizaciones y zonas residenciales de temporada pueden tener carácter de entidades singulares de población aun cuando sólo estén habitadas en ciertos períodos del año. Ninguna vivienda puede pertenecer simultáneamente a dos o más entidades singulares. Un municipio puede constar de una o varias entidades singulares de población. Si en un municipio no existen áreas habitables claramente diferenciadas, el municipio será considerado de entidad única. Como unidad intermedia entre la entidad singular de población y el municipio existen, en algunas regiones, agrupaciones de entidades singulares, (parroquias, hermandades, concejos, diputaciones, y otras), que conforman una entidad colectiva de población con personalidad propia y un origen marcadamente histórico.”

<sup>10</sup> Según el INE: “Se considera Núcleo de población a un conjunto de al menos diez edificaciones, que están formando calles, plazas y otras vías urbanas. Por excepción, el número de edificaciones podrá ser inferior a 10, siempre que la población que habita las mismas supere los 50 habitantes. Se incluyen en el núcleo aquellas edificaciones que, estando aisladas, distan menos de 200 metros de los límites exteriores del mencionado conjunto, si bien en la determinación de dicha distancia han de excluirse los terrenos ocupados por instalaciones industriales o comerciales, parques, jardines, zonas deportivas, cementerios, aparcamientos y otros, así como los canales o ríos que puedan ser cruzados por puentes. Las edificaciones o viviendas de una entidad singular de población que no pueden ser incluidas en el concepto de núcleo se consideran en diseminado. Una entidad singular de población puede tener uno o varios núcleos, o incluso ninguno, si toda ella se encuentra en diseminado. Ninguna vivienda puede pertenecer simultáneamente a dos o más núcleos, o a un núcleo y un diseminado.”

se gestiona de manera más clara y eficiente, lo que posibilita el no conceder nueva retribución específica en las áreas pertenecientes a códigos de codificación incluidos ya en proyectos anteriormente otorgados.

### **6.6.1.2 Sobre los núcleos de población que ya dispongan de gas**

Si bien la denegación de retribución específica a núcleos de población que ya posean suministro de gas por conexión con gasoductos está implícita en el apartado 1 del artículo 13, no está demás hacer referencia a este hecho como condición concreta a cumplir para acceder a esta retribución. Por ello se propone añadir la siguiente condición en el apartado 2 de este artículo: “a) Que el núcleo de población no disponga de suministro de gas.”

### **6.6.1.3 Sobre los criterios que dan por cumplido la existencia de convenio con la CCAA**

A fin de observar claramente el interés de los organismos autonómicos en la gasificación de los núcleos de población que hayan solicitado retribución específica, se propone, respecto a los requisitos que dan por cumplido la existencia de convenio o acuerdo con el organismo pertinente y que figuran en el segundo párrafo del apartado 2.a) del artículo 13 –existencia de Autorización de ejecución ó subvención otorgada– que se disponga el cumplimiento de ambos y no sólo de uno de ellos.

### **6.6.1.4 Sobre los análisis de los proyectos “sin la instalación de conexión”**

En los apartados 2.b), 2.c), 3.d) y 3.e) del artículo 13 de la Propuesta, así como en las correspondientes disposiciones de las Órdenes anteriores, se realizan referencias a la rentabilidad de proyectos de gasificación de núcleos de población “sin la instalación de conexión”, cuando, de los formatos oficiales que se vienen aprobando para presentar junto con la solicitud de retribución específica de distribución, se observa que este análisis económico, estrictamente hablando, se efectúa tomando como elemento diferenciador el ramal de conexión (antena de conexión propiamente dicha y no otros elementos de la instalación de conexión como pudieran ser ERM). Por ello, parece que se introduciría una mejora en la redacción de esta Disposición si se reemplazan las referencias a “instalación de conexión”, en los apartados mencionados, por referencias a “ramal de conexión”.

### **6.6.1.5 Sobre la descripción de las instalaciones**

Se considera adecuado establecer más detalle respecto a la documentación que contiene la descripción técnica de la instalación, a aportar según el actual apartado 3.a) del artículo 13 de la Propuesta. Se proponen las siguientes modificaciones:

- a) Descripción técnica de la red de distribución y ERMs, acompañada de esquema hidráulico y planos de ubicación de las instalaciones propuestas.
- b) Descripción técnica del ramal de conexión instalación, acompañada de esquema hidráulico y planos de ubicación de las instalaciones propuestas.

### **6.6.1.6 Sobre los índices de valoración de los proyectos**

Si bien la definición de los índices que figura en el apartado 4 del artículo 13 es la que se viene disponiendo en las últimas Órdenes Ministeriales, se cree que sería más aclaratorio y preciso

indicar respecto al primer índice referenciado en la letra a) que es “*función directa*”, y respecto al referenciado en la b) que es “*función inversa*”.

#### **6.6.1.7 Sobre el cálculo de la media de los Bonos del Estado**

En el apartado 4.b) del artículo 13 de la Propuesta, se establece, al igual que se hace en la Orden ITC/3520/2009, la tasa de retribución como la media de los Bonos del Estado a 10 años más 150 puntos, sin embargo, falta por especificar qué periodo temporal se contabilizará a la hora de determinar la media de estos Bonos del Estado. A estos efectos, esta Comisión realiza la siguiente propuesta, coherente con el procedimiento de determinación de esta tasa en otras actividades reguladas:

*“b) La retribución específica necesaria para asegurar una rentabilidad suficiente. A estos efectos, la tasa de retribución a aplicar será la media anual de los últimos doce meses anteriores al 1 de noviembre del año anterior al de la convocatoria de los Bonos del Estado a diez años o tipo de interés que lo sustituya, más 150 puntos básicos.”*

#### **6.6.1.8 Sobre la documentación acreditativa del cumplimiento de las condiciones establecidas**

Desde la Resolución de 13 de noviembre de 2007, de la DGPEyM, emitida al amparo de la Orden ITC/4099/2005, y para posteriores convocatorias, la CNE tiende atribuciones en cuanto al control del cumplimiento de las condiciones bajo las que se asigna la retribución específica a los proyectos, con objeto de resolver el pago de la misma.

Para efectuar este control, las empresas adjudicatarias deben aportar a esta Comisión cierta documentación –párrafo 2 del apartado 5 del artículo 13 de la Propuesta–. A este respecto, esta Comisión propone, con objeto de mejorar los mecanismos de control de la CNE y garantizar que las instalaciones puestas en marcha se ajustan, en líneas generales, a lo declarado por las empresas en los proyectos, que las empresas distribuidoras aporten ante la CNE la siguiente documentación adicional:

*c) Planos de ubicación del ramal de conexión y de la red distribución puestas en gas, acompañados de esquema hidráulico con indicación de las características técnicas de las instalaciones.*

*d) Copia de la documentación que acompaña a la solicitud de retribución específica del proyecto presentada ante la Dirección General de Política Energética y Minas.*

Por último, en este mismo apartado, letra d), y si bien la práctica que se está siguiendo es la que se pretende especificar, se propone añadir una coletilla aclaratoria, resultando la frase: “*Auditoría de la inversión en la instalación de conexión (ramal y origen) objeto de la retribución específica otorgada.*”, de este modo, no caben dudas interpretativas sobre si la inversión se refiere sólo a la conexión o a ésta y a la red de distribución.

#### **6.6.1.9 Sobre el cálculo de la retribución específica anual para el conjunto del sector**

Según se dispone en el apartado 6 del artículo 13 de la Propuesta, y según contemplan las anteriores Órdenes Ministeriales, la retribución específica anual para el conjunto del sector será la resultante de deducir a 23.000.000 € el concepto RTS, que a su vez se encuentra definido como “*RTS: Retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en el año n-1, más la retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario que no se hubiesen deducido de la cantidad total asignada a la retribución específica en los años anteriores.*”.



A este respecto, se observa que la DGPEyM viene interpretando esta definición teniendo en cuenta las retribuciones definitivas de nuevas instalaciones de transporte secundario. Además, del análisis de las anteriores convocatorias, se desprende que se viene computando la retribución correspondiente al año de puesta en marcha de la instalación (proporcional a la anual según número de días de funcionamiento en dicho año), no produciendo la misma minoración, por tanto, una misma instalación según se ponga ésta en marcha a principios o a finales de un mismo año.

Sin embargo, esta Comisión entiende que dado que la aprobación de retribución a cuenta presenta una mayor agilidad administrativa que la retribución definitiva, debería especificarse y tomarse ésta en los cálculos en vez de la otra. Por otro lado, se cree que se debería tomar la primera anualidad completa a retribuir a la instalación y no la correspondiente al año de puesta en servicio, de modo que la cantidad a detraer no dependiera de la fecha de puesta en marcha para instalaciones puestas en marcha un mismo año.

Por todo ello se propone la modificación de la definición de RTS del siguiente modo:

*“RTS: Retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en el año n-1, más la retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario que no se hubiesen deducido de la cantidad total asignada a la retribución específica en los años anteriores. A efectos de cálculo se computará como retribución la anualidad completa a cuenta correspondiente a la instalación al año siguiente al de la puesta en marcha”.*

#### **6.6.1.10 Sobre la Disposición Final Segunda**

Sobre la retribución específica de distribución, además de las pequeñas modificaciones que refleja el artículo 13 ya comentado, la Propuesta ha incluido una disposición relativa a la ampliación del plazo para el inicio de la construcción de las instalaciones de los proyectos de distribución específica otorgados en la convocatoria 2009-2010 (ITC/3802/2008), debido al retraso en la resolución de la designación de los proyectos beneficiarios, habiéndose propuesto la ampliación de dicho plazo hasta el 30 de junio de 2011.

Esta Comisión cree que esta modificación de plazo es adecuada y coherente con la ampliación, hasta el 30 de junio de 2010, que ya se realizó en la Disposición Adicional Tercera de la Orden ITC/3520/2009, del plazo para el inicio de la construcción de las instalaciones de los proyectos de distribución específica otorgados en la convocatoria 2008-2009 (ITC/3863/2007).

### **6.6.2 Sobre el artículo 15 “Adquisición de gas talón y de gas de operación”**

#### **6.6.2.1 Antecedente sobre la Adquisición de gas talón y de gas de operación y su retribución financiera.**

En la Orden ITC/3993/2006, se dispone por primera vez la adquisición de gas para nivel mínimo de llenado (NMLL) vía subastas. A estos efectos, la Resolución de 12 de abril de 2007 de la Secretaría General de Energía, estableció el procedimiento de la primera subasta<sup>11</sup> para la adquisición de gas natural de operación y gas para NMLL, donde se indicaba la metodología de retribución financiera para el gas de NMLL<sup>12</sup>:

---

<sup>11</sup> Subasta para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2007 a 30 de junio de 2008.

<sup>12</sup> “Semestralmente y por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se reconocerá la retribución financiera correspondiente al gas talón, que se devengará desde la fecha de adquisición del gas. Dicha retribución se calculará aplicando al coste del gas, según el precio que resulte de la subasta, el

En Resolución de 19 de mayo de 2008 se establece el procedimiento para la segunda subasta<sup>13</sup> y para las siguientes, a celebrar desde el 1 de julio de cada año al 30 de junio del año siguiente. El artículo 13 de esta Resolución hace referencia a la valoración del gas al precio de subasta, sin embargo en el artículo 14 *“Reconocimiento de costes”* no indica nada relativo (frecuencia de reconocimiento, fecha de devengo, tipo de interés a aplicar...) al reconocimiento de la retribución financiera correspondiente al gas para NMLL, tal y como sí sucedía en la Resolución de 12 de abril de 2007. Las Órdenes Ministeriales y Resoluciones relativas posteriores tampoco indican nada nuevo a este respecto.

Por tanto, parece no estar suficientemente clara la normativa precisa para determinar la retribución financiera por las compras de gas para NMLL de gasoductos de transporte y plantas de regasificación adquiridas a partir del 1 de julio de 2008. Por otro lado, anteriormente a dicha fecha, también ha habido distintos criterios que se han venido aplicando a la hora efectiva de calcular la retribución por el gas para NMLL<sup>14</sup>.

Por todo ello, el artículo 15 sobre las adquisiciones de gas talón y de gas de operación de la Propuesta de Orden 2011, incorpora respecto a la anterior Orden ITC/3520/2009, la siguiente referencia, destinada precisamente a tratar de concretar la metodología retributiva a aplicar al gas para NMLL: *“... , reconociéndose una retribución financiera, que será calculada de acuerdo con el procedimiento empleado para el cálculo de la retribución de la instalación donde se encuentre depositado el gas”*.

La Memoria de la Orden justifica esta disposición por el hecho de simplificar la gestión y el cálculo. Sin embargo, a juicio de esta Comisión, la metodología de la Propuesta podría no ser la más adecuada ya que la retribución para las instalaciones, establecida en el Real Decreto 326/2008 y en la Orden ITC/3994/2006 está precisamente pensada para activos que son propiamente instalaciones, y que conllevan, además de retribución financiera, amortizaciones y costes de operación y mantenimiento, no siendo este el caso del gas para NMLL. Además, con esta propuesta se aplicarían retribuciones financieras a un mismo tipo de activo – gas para NMLL–, diferentes según éste se encontrara asociado a gasoductos de transporte o a plantas de regasificación. Por todo ello, esta Comisión considera necesario el establecimiento de un régimen retributivo concreto, específicamente aplicable, a efectos de cálculo de la retribución financiera del gas para NMLL de gasoductos de transporte y plantas de regasificación, que disponga de manera clara y replicable la metodología aplicable en estos cálculos, y que sea ésta coherente con el concepto propio de retribución financiera.

### **6.6.2.2 Propuesta de nuevo artículo sobre “retribución del gas talón”**

Según lo comentado en el apartado anterior, esta Comisión propone una metodología para el cálculo de la retribución financiera a las empresas por los costes ocasionados por la compra del gas para NMLL de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación. Para su incorporación en la nueva Orden, se propone la creación de un nuevo artículo, modificando a

---

*tipo de interés medio del semestre correspondiente de las Obligaciones del Estado a 10 años más trescientos cincuenta puntos básicos. El tipo de interés se mantendrá constante durante toda la vida útil de la instalación.”*

<sup>13</sup> Subasta para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2008 a 30 de junio de 2009.

<sup>14</sup> Tanto por cambios normativos (valoración de gas al coste de materia prima Cmp para adquisiciones anteriores a 2007, o a precio de la subasta para posteriores, spread a aplicar a la tasa retributiva...) como por interpretación de la metodología que no se hacía explícita (cantidades a considerar, actualización, fecha de devengo etc.)

priori el apartado 3 del artículo 15 de la Propuesta, e insertando el nuevo a continuación de éste. En concreto las modificaciones propuestas serían las siguientes:

**“Artículo 15. Adquisición de gas talón y de gas de operación.**

[...]

3. El gas destinado a nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación se retribuirá como inversión necesaria para la actividad de transporte, reconociéndose una retribución financiera, que será calculada de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 15.bis empleado para el cálculo de la retribución de las instalaciones donde se encuentre depositado el gas. El gas colchón de los almacenamientos subterráneos de la red básica se retribuirá conforme a lo establecido en la Orden ITC/3995/2006.

[...]

**“Artículo 15.bis. Retribución financiera del gas para nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación.**

1. Las empresas que adquieran gas para el nivel mínimo de llenado (NMLL) de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación tendrán derecho a una retribución financiera por la tenencia de este gas inmovilizado. El gas habrá de ser adquirido conforme al procedimiento que se establezca.

2. La retribución financiera para el año “n” por el gas de llenado mínimo para los gasoductos de transporte y las plantas de regasificación adquirido por una empresa “i” ( $RF_{in}^{NMLL}$ ) se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$RF_{in}^{NMLL} = Tr_n \times \sum_{j=1}^{j=m} C_j^{NMLL}$$

Donde:

$Tr_n$ : tasa de retribución cuyo valor se determinará para cada año “n” como la media mensual de las Obligaciones del Estado a 10 años correspondientes a los doce meses anteriores al 1 de noviembre del año “n-1”, más 350 puntos básicos.

$j$ : instalaciones para las que la empresa titular “i” ha adquirido gas para el nivel mínimo de llenado, siendo  $m$  el número total de instalaciones de cada empresa titular “i”

$C_j^{NMLL}$ : Coste en euros del gas adquirido para el nivel mínimo de llenado de una instalación  $j$ .

3. El coste del gas adquirido para el nivel mínimo de llenado de una instalación  $j$  se obtendrá a partir de la siguiente fórmula:

$$C_j^{NMLL} = Q_j^{NMLL} \times P_s$$

Siendo:

$Q_j^{NMLL}$ : cantidad de gas adquirida para el nivel mínimo de llenado de una instalación  $j$  (en kWh).

$P_s$ : precio de la subasta a aplicar según la fecha de suministro de dicho gas (en €/kWh).

4. La retribución financiera por el gas adquirido para el nivel mínimo de llenado de una instalación j se devengará desde la fecha de pago efectivo del gas de acuerdo con la fecha de vencimiento de la factura que acredite su compra. La retribución financiera del año de la compra del gas se calculará prorrateando por el número de días desde la fecha de devengo al 31 de diciembre de dicho año.

5. Los adquirientes de gas para el nivel mínimo de llenado deberán solicitar, antes del 1 de octubre de cada año, la retribución financiera por el gas que aún no haya sido incluido, a la Dirección General de Política Energética y Minas, con copia a la Comisión Nacional de Energía. A la solicitud adjuntarán la siguiente documentación:

a) Relación de los kWh de gas adquiridos correspondiente a cada una de las instalaciones puestas en marcha.

b) Facturas correspondientes a las cantidades de gas adquiridas (en kWh) para las que se solicita retribución financiera.

c) Actas de puesta en servicio de las instalaciones asociadas a las cantidades de gas para las que se solicita la retribución financiera.

d) Valor en € y kWh del gas de nivel mínimo de llenado asociado a instalaciones en situación de cierre o operación de compra-venta o cesión a terceros, en el año n-1.

6. La retribución financiera del gas para nivel mínimo de llenado expresada en el presente artículo comenzará a aplicarse a partir del 1 de enero de 2012 tanto para las nuevas adquisiciones de gas como para las que ya venían percibiendo retribución financiera. Para estas últimas, se tomará como  $C_j^{NMLL}$  el resultado de aplicar a la cantidad adquirida el precio que se aplicó en el momento de su inclusión en el régimen retributivo.

7. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará, antes del día 1 de enero de cada año, la retribución financiera a reconocer a cada empresa para ese año, así como las nuevas instalaciones para las cuales se adquiere el gas que se incluye en el régimen retributivo.

8. El derecho de retribución financiera asociado al gas para el nivel mínimo de llenado de una instalación se transmitirá junto a la instalación en los procesos de compra-venta y cesión de la misma.

La venta, cesión, o utilización del gas para nivel mínimo de llenado para otros fines distintos para los que fue adquirido dará lugar a la pérdida del derecho de su retribución financiera.

9. La retribución financiera por el gas adquirido para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación tendrá la consideración de coste liquidable.

Las pagos correspondientes a las retribuciones financieras de los años anteriores al año n en que se incluye dicha retribución se liquidarán como pago único, mientras que los pagos correspondientes al año n se liquidarán 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.”

La justificación relativa a esta propuesta se expone a continuación, realizando las explicaciones en el orden de aparición de los apartados propuestos en el nuevo artículo 15.bis.

*Apartado 1:* se pretende delimitar y explicitar la naturaleza y el derecho a la retribución financiera para las empresas que adquieran gas para el nivel mínimo de llenado de sus gasoductos de transporte y plantas de regasificación, haciendo a su vez referencia al carácter inmovilizado de dicho gas, y por ende, de inversión necesaria.

Al incorporarse la consideración genérica de que el gas ha de ser adquirido por el procedimiento que se establezca, se limita el derecho a dicha retribución para el gas adquirido conforme a unas

reglas establecidas normativamente, y que actualmente resultan en un procedimiento de subastas, pero que podrían, en su caso, ser objeto de modificación.

*Apartados 2 y 3:* Las diversas disposiciones normativas sobre la retribución financiera del gas para NMLL, así como el artículo 15 de la Propuesta, no incorporan una fórmula expresa de cálculo, como se sí se viene realizando para otras retribuciones del sistema (regasificación, transporte, almacenamiento y distribución), por lo que se propone una fórmula concreta para su cálculo, mediante la cual la retribución financiera se calcularía para un determinado año “n” incluyéndose las compras de gas acreditadas. Las fórmulas propuestas para la retribución financiera del gas para NMLL de las instalaciones contendrían una metodología general similar a la que se venía aplicando –aplicación de una tasa de retribución financiera al coste del gas que a su vez se calcula por aplicación del precio de la subasta a las cantidades adquiridas– si bien, la fórmula se aplicaría cada año, no procediéndose a emplear ningún factor de actualización explícito para los años siguientes al de devengo. En concreto, la principal diferencia se encontraría en la Tr, que aunque seguiría calculándose como Obligaciones del Estado a 10 años más un “spread” de 350 puntos, variaría a lo largo del periodo retributivo (hasta ahora constante para cada compra de gas), utilizándose el periodo anual y no semestral a la hora de determinar la media de las Obligaciones del Estado a 10 años.

Efectivamente, parece más razonable y acorde con el carácter de reconocimiento del coste financiero del gas para NMLL que comporta la retribución financiera, que esta tasa, al igual que los costes financieros reales que soportará la empresa en cada momento, y que se pretenden reconocer, sea variable, considerándose la variación anual la más práctica para la elaboración del cálculo y la más acorde con la realidad. A este respecto, se propone el periodo de doce meses desde el 1 de noviembre del año “n-2” y el 31 de octubre del año “n-1”. De este modo se dispondrá de los datos requeridos en el momento del reconocimiento de la retribución del año “n”, a finales del año “n-1”. La aplicación de esta metodología, que implícitamente contempla una actualización, a la alta o a la baja, según la evolución de los mercados financieros, y con un “spread” sobre las Obligaciones del Estado a 10 años que parece suficientemente adecuado, justificaría ya en sí misma la supresión de cualquier otra actualización mediante índices tipo IPH.

*Apartado 4:* en este apartado se concreta lo que se entiende por fecha de devengo, creyéndose adecuado seguir aplicando como inicio del devengo la fecha de adquisición y pago por el gas, y por tanto, reconociéndose el derecho a retribución financiera el año de la adquisición por la parte proporcional que resta desde esa fecha a final del año.

Ante la posible ambigüedad en el término de “*fecha de adquisición del gas*” y teniendo en cuenta que ésta podría tomarse, por un lado, como la fecha de suministro (efectiva incorporación del gas a la red), y por otro, como la fecha de vencimiento de la factura, o incluso, como la fecha de su emisión, se cree aconsejable explicitar que la fecha de devengo será la fecha de vencimiento de la factura, entendiéndose como lo más coherente, ya que se retribuye desde la fecha máxima hasta la cual el transportista puede abonar a la comercializadora el importe del gas.

*Apartado 5:* se pretende centralizar la remisión de solicitudes por parte de las empresas con derecho a retribución financiera de tal modo que se tenga la información con tiempo suficiente para la elaboración por parte de esta Comisión de la correspondiente Propuesta de retribución para el año “n”, y posterior publicación por parte del MITC de la correspondiente Orden retributiva a finales de cada año, en donde se incluirán, si procede, las retribuciones financieras para el año “n”, de las empresas que hayan remitido la solicitud hasta el 1 de octubre del año “n-1”.

Asimismo, se incluye una serie de información a adjuntar a la solicitud y sin la cual no se procedería al reconocimiento de la retribución financiera. La información solicitada pretende acreditar la asociación de la compra de una cantidad de gas a una instalación mediante la declaración de la empresa, teniendo así constancia de las existencias de gas para NMLL de cada

instalación y cada transportista, de la efectiva puesta en marcha de dicha instalación, y por tanto, de la necesidad de gas para NMLL, a justificar mediante Acta de puesta en marcha, así como de la efectiva compra de la cantidad de gas reseñada, a justificar mediante factura. Asimismo, se pretende identificar, dadas las implicaciones retributivas, el gas para nivel mínimo de llenado asociados a instalaciones que se cierran o se transfieren a terceros.

*Apartado 6:* se especifica la fecha de comienzo de aplicación de la disposición normativa, pretendiéndose también, a partir de dicha fecha, la regularización de las anualidades que las empresas reciben por retribución financiera de adquisiciones de gas anteriores. Esta regularización resulta necesaria si se quiere que no coexistan a la vez dos regímenes diferentes para un mismo concepto, optando entonces por un único régimen de retribución financiera, homogéneo y que no produzca distorsiones. Este concepto de regularización, por el que un modelo retributivo se extingue en una determinada fecha adaptándose a otro nuevo y más acorde con la realidad y/o a los nuevos escenarios previstos, se habría producido ya en otros modelos retributivos como es el caso del relativo a la regasificación.

*Apartado 7:* tal y como se ha indicado anteriormente, se pretende incluir la retribución financiera por las adquisiciones de gas que procedan en la Orden Ministerial que el MITC publica a finales de cada año.

*Apartado 8:* como un inmovilizado más, el derecho a retribución financiera por el gas para NMLL se transferiría por la compra-venta y cesión de los activos a los que se asocia. Asimismo, no está demás soportar normativamente la afirmación de que la venta, cesión o utilización del gas para NMLL para otros fines, daría lugar a la pérdida del derecho a percibir retribución financiera por su compra.

*Apartado 9:* en este apartado se establece el procedimiento de liquidación de la retribución financiera por este gas, siguiendo la misma metodología que la aplicable a otras retribuciones del sistema.

### **6.6.3 Sobre el Anexo IV de la Propuesta de Orden Ministerial**

Por último, y 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 326/2008, sobre cómputo y cobro de la retribución, 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.

**Cuadro 31. Tabla Resumen a Incluir en el epígrafe 2 del Anexo IV de la Propuesta de OM**

	Retribución Devengada 2011			Retribución a Cuenta Devengada en 2009 y 2010 por Instalaciones a incluir en Reg Retributivo	TOTAL BOE
	Total para Aplicar Metodo Gral de la ECO/2692/2002	Total para Aplicar Metodo Art. 6.6 RD/326/2008	TOTAL		
				PAGO ÚNICO	
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	2.316,80	2.372.845,87	2.375.162,67	0,00	2.375.162,67
CEGAS	1.147.137,45	0,00	1.147.137,45	0,00	1.147.137,45
ENAGAS, S.A.	463.278.797,35	173.635.863,76	636.914.661,11	3.909.845,28	640.824.506,39
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.801.238,06	11.563.584,64	14.364.822,70	310.192,78	14.675.015,48
Gas Aragón, S.A.	3.742.983,01	0,00	3.742.983,01	0,00	3.742.983,01
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.460.785,35	589.571,94	3.050.357,29	0,00	3.050.357,29
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	96.154,15	3.864.263,51	3.960.417,66	0,00	3.960.417,66
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.671.732,38	0,00	1.671.732,38	0,00	1.671.732,38
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	20.743.450,92	4.064.788,38	24.808.239,30	255.147,37	25.063.386,67
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	47.597,13	0,00	47.597,13	0,00	47.597,13
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	729.255,02	0,00	729.255,02	0,00	729.255,02
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	17.541.033,73	8.388.877,58	25.929.911,31	238.313,26	26.168.224,57
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	536.888,97	0,00	536.888,97	0,00	536.888,97
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.472.027,33	2.673.912,69	8.145.940,02	0,00	8.145.940,02
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.836.969,24	1.094.234,68	4.931.203,92	0,00	4.931.203,92
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	159,24	390.501,10	390.660,34	0,00	390.660,34
<b>Total Sector</b>	<b>524.108.526,13</b>	<b>208.638.444,15</b>	<b>732.746.970,28</b>	<b>4.713.498,69</b>	<b>737.460.468,97</b>

**Nota:** Son las cantidades de la propuesta de la CNE, incluyendo las cantidades de Retribución Financiera de Gas Talón de Transporte

## 7 CORRECCIÓN DE ERRATAS

### Exposición de motivos

La Propuesta de Orden actualiza los derechos de acometida, las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida, si bien no incluye la referencia a la misma en la Exposición de motivos, por lo que se considera conveniente la inclusión del siguiente párrafo presente en la Exposición de motivos de la Orden ITC/3520/2009

*“Por su parte, el anexo I del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, concreta en su apartado 3 un procedimiento de actualización anual de los derechos de acometida y dispone que esta actualización se incluirá en la correspondiente orden de tarifas de gas natural. Finalmente, de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, en la presente orden se regulan las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida.”*

### Artículo 16. Coeficientes de mermas en las instalaciones gasistas

La Propuesta de Orden incluye como artículo 16, el artículo 2 de la Orden ITC/1890/2010, de julio, por la que regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema de gas natural. No obstante, dicho artículo fue objeto de corrección de errores incorporando las mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar para los clientes conectados a plantas satélite, aspecto que no se recoge en la Propuesta de Orden.

Por lo tanto, se considera que se debería de modificar el texto incorporado en la corrección de errores de la Orden ITC/1890/2010 al artículo 16 de la Propuesta de Orden.

## 8 CONSEJO CONSULTIVO

El día 3 de diciembre de 2010 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la Propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2011 junto con la Memoria explicativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para informe a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Se celebró sesión del Consejo Consultivo de Hidrocarburos el martes 14 de diciembre de 2010.

Se han recibido alegaciones por escrito (a 15 de diciembre de 2010), de los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos:

- Asociación de Productores Independientes de Energía Eléctrica en Régimen Ordinario APRIE
- Comercializadores de Gas
- Confederación española de organizaciones de amas de casa, consumidores y usuarios (CEACCU)
- Distribuidores de Gas
- Endesa
- Dos interesados con carácter confidencial
- Gas Natural Fenosa
- C.A Cataluña
- HC Energía
- Iberdrola
- C.A Galicia
- Madrileña Red de Gas
- Naturgas Energía Transporte
- Planta de regasificación de Sagunto S.A. (SAGGAS)
- Reganosa
- UNESA

A continuación se recogen las principales consideraciones manifestadas por los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, en la sesión celebrada el día 14 de diciembre y las presentadas en la Comisión hasta esa misma fecha, organizadas por temas:

En el Anexo IV del presente informe se recogen las alegaciones del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

### 1) Procedimiento de urgencia

Los Distribuidores, Transportistas, Comercializadores de Gas y la C.A Galicia han puesto de manifiesto que el trámite seguido para la aprobación de estas órdenes no garantiza plenamente la audiencia pública de la misma, ya que los agentes han tenido conocimiento de la Propuesta con una antelación mínima, que no ha permitido realizar el análisis necesario que una norma de esta trascendencia requiere para la correcta configuración del sistema.

### 2) Suficiencia recaudatoria y cálculo de peajes y cánones

APRIE, Shell, BP, GDF Suez Comercializador y GDF Suez Energía, BBE y E.ON consideran que la subida lineal de los costes de acceso entorno al 7,6% puede provocar que sea imposible



recuperar el impacto que provoquen sobre los costes fijos y variables de los ciclos combinados. Se solicita que se planteen soluciones regulatorias asociadas a los costes de acceso gasista acordes con la flexibilidad que se solicita de los ciclos combinados como tecnología back up de las tecnologías renovables. Iberdrola por su parte plantea también su discrepancia en la subida del 7,6% teniendo en cuenta que el incremento del coste de las actividades reguladas es del 5,8%. Endesa además propone la flexibilización del ATR para los ciclos combinados.

Un interesado, Gas Natural Comercializadora, Shell, BP, Cepsa Gas Comercializadora, Galp Energía y E.ON coinciden en considerar positivo el ajuste de los peajes para disminuir el déficit, aunque algunas partidas no contemplan todos los costes previstos. Por este motivo, solicitan que se aplique el principio de prudencia en los datos y estimaciones, con objeto de asegurar la suficiencia recaudatoria.

La CEACCU considera excesiva la subida de de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir de 01/01/2011, solicitando que no experimente ningún incremento respecto al año 2010.

Adicionalmente, han señalado, por una parte, que la Directiva Europea establece que el gas natural debe ser asequible, y las modificaciones introducidas podrían ir en contra del cumplimiento de dicho precepto. Por otra parte, han indicado que es necesario analizar de forma detallada todos los costes que actualmente se sufragan con cargo a los peajes y cánones, con objeto de evitar subidas adicionales de dichos precios regulados.

Un interesado considera necesaria la mejora del diseño y la actualización de los peajes y cánones, eliminando subvenciones cruzadas y respondiendo a una metodología pública y transparente, evitando así incertidumbres y favoreciendo la toma de decisiones de inversión a largo plazo.

La C.A de Galicia ha señalado que se debería de analizar el impacto de los peajes si se incrementará la producción de los ciclos combinados sobre la considerada en la Propuesta de Orden.

Las empresas transportistas han señalado la necesidad de introducir diversas modificaciones en el sistema de actualización de peajes y cánones, entre los que se encuentra la eliminación de los las subvenciones cruzadas actualmente existentes.

El representante de las PYMES ha señalado que el incremento propuesto del 7,6% se ve con preocupación por parte de los consumidores, si bien consideran adecuado la aplicación de subidas homotéticas a todos los consumidores considerado las importantes subidas registradas por los consumidores de los grupos 1 y 2 durante los últimos años. Adicionalmente, han señalado que dada la diversidad existente entre los precios del gas natural soportado por consumidores con características similares es necesario la creación de un Hub que permita el obtener una referencia del coste de dicho producto.

### 3) Revisiones trimestrales de peajes y cánones

Los comercializadores de Gas y HC energía abogan por el mantenimiento de las revisiones semestrales de peajes y cánones frente a la posibilidad de realizar revisiones trimestrales de los mismos.

### 4) Peajes de tránsito internacional

Un interesado solicita la eliminación de la matriz de tránsito en base a lo establecido en el Tercer Paquete, el cual no permite la diferenciación de condiciones de acceso, incluyendo peajes, entre el tránsito internacional y el transporte nacional. Igualmente requiere la supresión del peaje de

entrada por conexión internacional, ya que puede suponer un obstáculo para materializar proyectos de interconexión por la incertidumbre generada, desconociéndose su naturaleza y evolución.

Naturgas y Sonatrach coinciden en la no justificación del incremento del 28% del coeficiente aplicado a los tránsitos internacionales con origen en Medgaz y destino Portugal por Badajoz.

Por su parte, Naturgas afirma que tampoco está justificada la supresión del artículo "12. Peaje de tránsito internacional" en los términos en los que aparece en Orden ITC/3520/2009. Se solicita su mantenimiento o en su defecto, el establecimiento de los criterios a aplicar para su contrato.

Iberdrola propone la sustitución de las bonificaciones de tránsito por un peaje de salida específico para la exportación.

Las empresas transportistas han señalado la necesidad de introducir diversas modificaciones en el sistema de actualización de peajes y cánones, entre los que se encuentra la eliminación de los peajes de tránsito internacional.

#### 5) Peajes estacionales

Un interesado propone la reformulación de los coeficientes para el cálculo de peajes de manera que se prime la duración del servicio sobre la estación en que se produzca, evitando descontrataciones de capacidades realizadas con una antelación superior al año para ser sustituidas por otras de corto plazo para incurrir en un coste de servicio inferior.

La Comunidad de Castilla y León y los Grandes Consumidores ha señalado que los peajes de corto plazo actualmente vigentes penalizan los consumos en los meses de invierno, lo que perjudica a los consumidores del sector agrícola que realizan la campaña de recogida durante dichos meses.

#### 6) Peajes interrumpibles

Un interesado solicita una distinción clara entre los peajes de los distintos servicios así como la fijación del peaje interrumpible en función de la probabilidad de interrupción, por no estar los vigentes justificados.

Las empresas transportistas han señalado la necesidad de introducir diversas modificaciones en el sistema de actualización de peajes y cánones, entre los que se encuentra el establecimiento de los peajes interrumpibles en función de la probabilidad de interrupción.

#### 7) Peajes de regasificación

Iberdrola propone la reducción de los peajes de regasificación ya que actualmente se está recaudando más de lo que corresponde.

#### 8) Peaje de descarga de buques

Naturgas pide una justificación del incremento del peaje asociado a la planta de Mugardos, que ha pasado de cero al valor establecido para las plantas de Bilbao y Barcelona.

Según SAGGAS, la disminución de la utilización de su planta de regasificación de Sagunto durante el último año debería conllevar una reducción de su peaje en 2011.

Reganosa, Unión Fenosa Gas, Gas Natural Comercializadora, Cepsa Gas Comercializadora y Endesa Energía coinciden en solicitar el mantenimiento, en 2011, del peaje de descarga nulo para la planta de Reganosa.

Un interesado solicita la reducción del peaje de la planta de Cartagena, para, al menos, incluirla en el mismo grupo que Barcelona, Bilbao y Mugardos.

Adicionalmente, la C.A de Galicia ha señalado que se debería fomentar la utilización de la planta de Mugardos, con el objetivo de optimizar las infraestructuras gasistas y evitar la utilización de los corredores norte- sur.

#### 9) Canon de almacenamiento de GNL

Unión Fenosa Gas, Cepsa Gas Comercializadora, Galp Energía y E.ON proponen la exención del canon de GNL al menos durante los 3 días exigidos de existencias, al menos durante el periodo del plan invernal.

Mientras, Naturgas, Shell, BP, GDF Suez Comercializadora, GDF Suez Energía y Naturgas Energía Comercializadora abogan por la recuperación de la exención de pago del canon de GNL durante 5 días.

Por su parte, APRIE solicita la exención de dicho canon durante unos días, sin precisar cuántos.

#### 10) Peajes de trasvase de GNL a buques

Los comercializadores proponen una disminución de los actuales peajes de trasvase de GNL a buques y la equiparación de la recarga con la descarga a efectos de procedimientos operativos. Iberdrola comparte la misma opinión y puntualiza que los costes en España son 8 veces superiores a los de otras terminales europeas de similares características.

#### 11) Modificaciones en peajes y cánones

Los comercializadores apuestan por la eliminación de los peajes de materia prima y 2.bis en pro de un sistema más justo y equilibrado

Para los distribuidores no es suficiente la eliminación del peaje 2 bis y solicitan la eliminación de todos los peajes 2 bis, o en su defecto, la eliminación de la penalización que sufren los distribuidores por los MWh vehiculados para estos consumidores. También sugieren el estudio de la reducción del umbral de consumo de la tarifa 3.5 de 8 GWh a 5 GWh, planteándose así un traspaso masivo de la tarifa 2.3 bis a la 3.5 sin perjuicio aparente para las partes. La Comunidad foral de Navarra coincide con la necesidad de reducir el límite de aplicación de dicho peaje hasta los 5 GWh.

La generalidad de Cataluña propone las siguientes modificaciones de cara al beneficio de los consumidores:

- Mantener el peaje 2.1 con incrementos del 16% hasta converger con el peaje del grupo 3 el 1/1/2015, ya que la supresión del peaje 2.1 bis supondría incrementos del 40% en la factura anual a los consumidores puesto que se verían obligados a pasar a la tarifa 3.4.
- Eliminación del peaje 2.3.bis y disminución del límite inferior del consumo anual del peaje 3.5 hasta los 5 GWh/año, de forma que todos los consumidores acogidos actualmente a dicho peaje 2.3 bis puedan acogerse al 3.5 modificado.

- Adicionalmente, para solucionar la problemática del grupo 2.bis se propone la reorganización del grupo 3.

#### 12) Refacturación de peajes

Los Distribuidores desaconsejan la refacturación de los peajes cuando los nuevos consumidores o los consumidores con contratos de corto plazo hubieran sido ubicados en un peaje erróneo por los inconvenientes que esto presenta, principalmente en el caso de cambios de comercializador.

#### 13) Peajes aplicables a los consumidores conectados a plantas satélite

La C.A de Castilla y León y los Grandes Consumidores han señalado que los precios aplicables a los consumidores conectados a plantas satélites son elevados y que en dichas zonas existe una falta de competencia por lo que propone reducir el porcentaje del peaje de transporte que pagan dichos consumidores.

#### 14) Retribución de instalaciones de transporte

Los distribuidores consideran que el criterio de un único valor unitario de inversión por €/m/pulgada penaliza la construcción de gasoductos de diámetros inferiores a 14" y beneficia a los de diámetro superior.

Igualmente consideran que el transporte secundario debería ser retribuido igual que el primario. El coeficiente corrector establecido de 0.62 es un valor demasiado bajo, lo cual puede disuadir la ejecución de proyectos de transporte secundario. Además, los costes de explotación y mantenimiento de los gasoductos son independientes del nivel de presión de diseño, no teniendo sentido los factores de corrección de 0,52 para gasoductos y 0,76 para ERMs.

De tal forma, solicitan la adecuación del factor corrector (tendiendo a 1) de valores unitarios de transporte primario para el cálculo de la retribución del transporte secundario, tanto en inversión como en operación y mantenimiento.

Los transportistas consideran que los cambios en la definición de los índices de actualización que introdujo la Orden ITC/1890/2009 y que ahora se han vuelto a modificar, aunque en principio iban dirigidos a evitar la utilización de índices provisionales, en la práctica han dado lugar al establecimiento de dos metodologías de actualización diferentes para el transporte y la distribución.

Por ello consideran este hecho como discriminatorio e inadmisibles, ya que no está justificada la existencia de dos metodologías diferentes y supone un grave perjuicio para la actividad de transporte. Por este motivo, solicitan que para el transporte se aplique la definición de los índices de actualización interanuales a octubre a partir de los años 2011, de la misma forma que se propone para la distribución.

Naturgás también solicita una revisión de valores unitarios de inversión, de los coeficientes de transporte secundario y de los coeficientes de inversión de ERMs así como el reconocimiento de los costes de explotación y mantenimiento para las posiciones de válvulas y la adecuación del reconocimiento de dichos costes para gasoductos independientemente de la presión de diseño.

Por otra parte, las empresas transportistas han solicitado que en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden se aporte un mayor detalle para que cada transportista pueda replicar el procedimiento aplicado para calcular su retribución.

#### 15) Retribución de instalaciones de regasificación

Un interesado entiende que procedería llevar a cabo un pequeño reajuste en la retribución variable de regasificación. El ajuste propuesto sería neutro para el sistema y consumidor, permitiría contribuir de manera significativa al equilibrio en las entradas al sistema y se podría aplicar de forma independiente a la Propuesta de revisión de costes, elaborada por la CNE. Básicamente, se trataría de establecer una retribución variable ajustada al factor de carga que tendiera a la utilización en el entorno del punto de consigna adecuado, de forma que se incentivara la utilización de instalaciones con bajos factores de utilización.

SAGGAS solicita que se tenga en cuenta para su retribución la ampliación de la regasificación llevada a cabo en la planta de Sagunto (200.000m<sup>3</sup> + 50.000m<sup>3</sup>) así como el tercer tanque de la planta.

Un interesado afirma que el marco retributivo actual para la regasificación y el almacenamiento, establecido a través de las Órdenes ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006, no permite alcanzar las rentabilidades objetivo establecidas en las mismas (WACC + 200 ppbb y al menos WACC + 300 ppbb, respectivamente). Por ello considera que se hace necesario realizar un análisis objetivo de la situación actual con objeto de establecer un modelo retributivo estable, predecible, que no discrimine a unas instalaciones respecto de otras, y que asegure a las inversiones realizadas la rentabilidad objetivo.

Las empresas Transportistas, han manifestado la necesidad de revisar el sistema retributivo aplicado a los Almacенamientos Subterráneos y a las instalaciones de regasificación, dado que el sistema actual es insuficiente para alcanzar las rentabilidades objetivo establecidas y que el sistema actual vence en el ejercicio 2010.

#### 16) Gas talón y gas de operación

Los distribuidores requieren la retribución del gas talón de las redes de distribución, incluyendo los años 2008 y 2009, mediante su acreditación a través de la Resolución de la DGPEM de 5 de noviembre de 2010.

Por su parte, SAGGAS considera que el consumo que se produzca en instalaciones dotadas de cogeneración eléctrica que viertan a la red, debería tener carácter liquidable en situaciones excepcionales, como puede ser la pérdida de alimentación eléctrica exterior, y no para la operativa normal de la instalación. De la misma manera, el gas destinado al nivel mínimo de llenado no se debería retribuir según la instalación a la que vaya destinado sino que la retribución del gas mínimo de llenado de plantas y gasoductos debería ser idéntica, independientemente de la instalación a la que se destine, por criterios de homogeneidad y con el fin de evitar situaciones discriminatorias.

Por otra parte, las empresas transportistas, has señalado que la retribución del gas mínimo destinado al llenado debería ser independiente de la instalación.

#### 17) Retribución de instalaciones de distribución

Los distribuidores solicitan la ampliación del plazo de finalización de la construcción de instalaciones de distribución a un plazo de tiempo prudencial desde que se obtengan todos los permisos requeridos para iniciar los trabajos por parte del distribuidor (9 meses) o al menos 27 meses desde la fecha de la resolución. En la misma línea, Gas natural propone el plazo de 9 meses y afirma que la solicitud para la autorización de instalaciones para el proyecto debería realizarse no más tarde de 3-6 meses después de conocerse la resolución sobre la retribución específica.

Los distribuidores proponen el reconocimiento como clientes al distribuidor de los “usuarios equivalentes” de las instalaciones centralizadas (número total de viviendas a las que se da servicio) en lugar de considerarlos como un único cliente.

#### 18) Retribución específica de distribución

Los distribuidores solicitan la ampliación del plazo de finalización de la construcción de instalaciones de distribución a las que se les haya asignado retribución específica de distribución a un plazo de tiempo prudencial desde que se obtengan todos los permisos requeridos para iniciar los trabajos por parte del distribuidor (9 meses) o al menos 27 meses desde la fecha de la resolución. En la misma línea, Gas natural propone el plazo de 9 meses y afirma que la solicitud para la autorización de instalaciones para el proyecto debería realizarse no más tarde de 3-6 meses después de conocerse la resolución sobre la retribución específica.

Adicionalmente, las CC.AA. de Galicia y Baleares han señalado que la cantidad asignada por este concepto para 2011 es insuficiente, que se debería de modificar el criterio de reparto para favorecer a las CC.AA con menor índice de penetración del gas natural y que el plazo de 18 meses para la ejecución de los proyectos es muy corto, debiendo incrementarse hasta los 30-36 meses.

#### 19) Plan de acción 2008-2012

La mayoría de los miembros del Consejo Consultivo consideran que la incorporación de la financiación del Plan de Acción 2008-2012 a los peajes de acceso a terceros no está justificada y debería sufragarse por otros medios (Presupuestos Generales del Estado u otras instituciones).

#### 20) Retribución por la actividad de Gestión Técnica del Sistema (CONFIDENCIAL)

#### 21) Alquiler de contadores

La C.A de Madrid y la CEACCU ha señalado que ni en la Propuesta ni en la Memoria que lo acompaña se justifica el incremento registrado por las tarifas de alquiler de contadores.

#### 22) Fijación de precio TUR

HC Energía considera necesaria la inclusión de modificaciones en el cálculo del coste de la materia prima reconocido en la TUR, dado que la estructura de aprovisionamiento reconocida no se ajusta a la estructura de los contratos de las comercializadoras y la prima de riesgo reconocida no representa la verdadera estacionalidad/volatilidad del suministro doméstico. De tal forma, propone:

- Eliminación de la fórmula de cálculo del coste de la materia prima la referencia al Henry Hub.
- Reducción del peso de las referencias spot y de las subasta TUR en la fórmula.
- Establecimiento de un periodo transitorio en el que vaya aumentando progresivamente el peso del C/P hasta alcanzar de nuevo la estructura reconocida actualmente.
- Incrementar el peso relativo a la demanda estacional en la prima de riesgo, ajustándose así a la realidad del suministro doméstico.

Gas Natural Comercializadora, Unión Fenosa Gas, Naturgas Energía Comercializador, Endesa Energía, Galp Energía y E.ON. también consideran necesaria la modificación del sistema de cálculo de la TUR y proponen modificar el actual índice RIn sustituyendo el promedio HHn y NBPn por el máximo de los índices, así como la reformulación de acuerdo con el nuevo escenario de la

referencia de gas de base RBn, dado que no se ha adaptado al nuevo nivel de precios de largo plazo que imponen las revisiones contractuales en curso.

Por último, todos los actores citados anteriormente consideran necesaria una reducción de los umbrales de la TUR, avanzando en el desarrollo de la libre comercialización.

# **ANEXO I PREVISIONES DE DEMANDA Y FACTURACIÓN EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL 2011**





Comisión  
Nacional  
de Energía

DRC  
DAJ

1105/10

El Vicesecretario del Consejo de Administración

Sr. Secretario de Estado:

De conformidad con 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, adjunto se remiten las **"Previsiones de demanda y facturación en el sector del gas natural para el año 2011"**, que ha sido aprobadas por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión de 25 de noviembre de 2010.

Madrid, a 26 de noviembre de 2010.

Mariano Bacigalupo Saggese.

Comisión Nacional de Energía
Salida
Nº. 201000029491
26/11/2010 07:14:32

Anexo.

**SR. D. PEDRO LUIS MARÍN URIBE**  
Secretario de Estado de Energía



Comisión

Nacional

de Energía

# PREVISIONES DE DEMANDA Y FACTURACIÓN EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL 2011

25 de noviembre de 2010

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'J' followed by a horizontal line and a loop.

## 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 2011. En concreto, ha sido necesario realizar previsiones sobre:

- Número de consumidores, caudal contratado y volumen de gas natural demandado, desagregado por tarifa de acceso 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, cabe señalar que, dado que la fecha de remisión del presente informe no se dispone de los peajes y cánones correspondientes al año 2011, se ha estimado la facturación aplicando a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/3520/2009.

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 sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes y cánones a las instalaciones gasistas para 2011, que preceptivamente esta Comisión deberá informar.

## 2 CONSIDERACIONES PREVIAS

### 2.1 Incertidumbre del ejercicio de previsión

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

Sin embargo, el ejercicio que se presenta en el presente informe presenta un elevado grado de incertidumbre derivado de diversos aspectos que dificultan la previsión de las variables de facturación. En particular, cabe destacar los siguientes:

#### Mecanismo de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro

El Real Decreto 134/2010, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, establece la retirada de la producción correspondiente a determinadas unidades del resultado del mercado diario, sustituyéndola por la producción de otras centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, lo que podría tener un impacto negativo sobre la producción de las centrales de ciclo combinado y en consecuencia sobre la demanda de gas natural.

Adicionalmente cabe señalar que, por una parte, la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional ha suspendido la obligación de la centrales previstas en el Anexo II del Real Decreto 1221/2010 de presentar en el plazo de tres días las cartas de compromiso de adquisición de carbón autóctono, y, por otra parte, el Presidente del Tribunal General de la Unión Europea ha dictado Auto por el que se acuerda "suspender la ejecución de la Decisión C (2010) 4499 de la Comisión, de 29 de septiembre de 2010, por el que se autorizan las ayudas previstas, en forma de compensación por servicio público, a favor de la industria minera española y de los productores de electricidad a partir de carbón de origen nacional, hasta que se adopte el auto que ponga fin al procedimiento de medidas provisionales". Suponiendo dichas medidas la suspensión de la aplicación provisional del citado Real Decreto.

#### Entrada en funcionamiento del MEDGAZ

La entrada en funcionamiento del gasoducto MEDGAZ eleva el grado de incertidumbre respecto de ejercicios anteriores sobre la estructura de abastecimiento GN/GNL del sistema gasista español para 2011, la contratación del término de reserva de capacidad y la contratación y el funcionamiento de las plantas de regasificación, lo que incide directamente sobre el escenario de facturación previsto para dicho año.

#### Discrepancias entre los agentes sobre la evolución de la demanda

Para la elaboración del escenario de previsión para 2011 se utiliza la información aportada por el Gestor Técnico del Sistema (GTS), el Operador del Sistema (OS) y por las empresas distribuidoras.

En relación con la previsión de funcionamiento de los ciclos combinados, se solicitó tanto al GTS como al OS la elaboración de un informe conjunto en el que se detallara la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados para el cierre de 2010 y 2011, junto con la descripción de los escenarios y las hipótesis consideradas. El GTS y el OS ha remitido en respuesta a dicha solicitud sendos documentos en el que presentan diversos escenarios de previsión no coincidentes entre sí.

Asimismo, también existen importantes discrepancias entre las previsiones remitidas por el GTS y por las empresas distribuidoras sobre la evolución de la demanda convencional.

#### 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, la previsión del PIB para 2011, los Presupuestos Generales del Estado consideran un incremento del 1,3%, el Fondo Monetario Internacional<sup>1</sup> del 0,7% y la de la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS)<sup>2</sup> del 0,6%.

Estos elementos determinan que sea especialmente complicado realizar una previsión de la demanda de gas natural y variables de facturación asociadas y, consecuentemente, dificultan la previsión de ingresos para el ejercicio 2011.

<sup>1</sup> Véase World Economic Outlook correspondiente a Octubre de 2010, disponible en: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2010/02/index.htm>

<sup>2</sup> De acuerdo con el panel de previsiones de la economía española elaborado por la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS) (disponible en: <http://www.funcas.es/descargarArchivo.asp?ld=4>) se estima que el PIB se incrementará en un 0,6%, (0,1 punto porcentuales inferior a la previsión del FMI de octubre de 2010 y 0,7 puntos porcentuales inferior a la previsión considerada en los Presupuestos Generales del Estado), caracterizado por una aportación al crecimiento de la demanda nacional del -0,3% y una aportación del sector exterior de 0,9%.

## **2.2 Información utilizada para confeccionar el escenario de demanda e ingresos previstos para 2011**

El 16 de julio de 2010 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2010 y para 2011, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Asimismo, teniendo en cuenta la incertidumbre observada en el pasado en relación con las previsiones de consumo de los ciclos combinados de gas natural, se solicitó al Gestor Técnico del Sistema del gas y al Operador del Sistema eléctrico la elaboración de un informe conjunto en el que se detallase la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados para el cierre de 2010 y 2011, junto con la descripción de los escenarios y las hipótesis consideradas.

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 y solicitando, en su caso, la corrección de inconsistencias y erratas en la información remitida.

Adicionalmente, se ha 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.

## **3 PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN**

### **3.1 Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2011**

#### **3.1.1 Demanda destinada a la generación eléctrica**

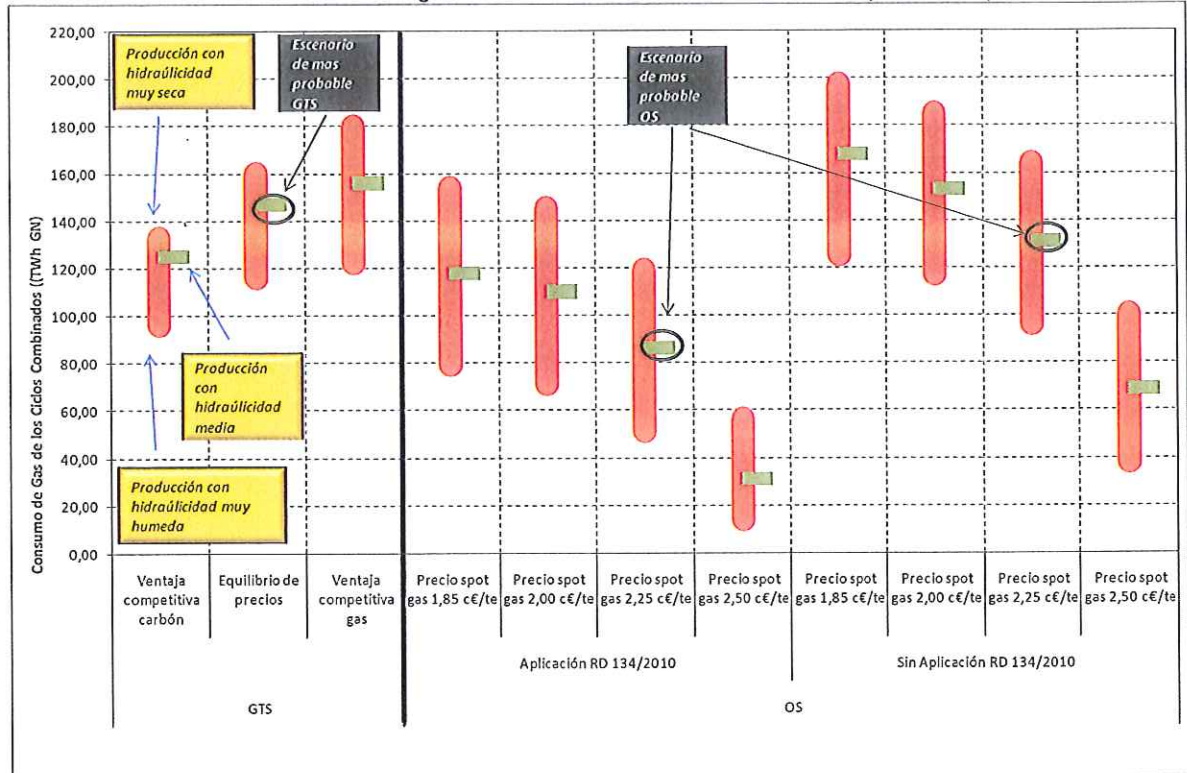
Los informes remitidos por el OS y el GTS ponen de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2011 dependerá de tres factores:

1. De la aplicación del RD 134/2010<sup>3</sup>, por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones de garantía de suministro.
2. 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.
3. De la producción hidráulica del año, que dependerá de la hidraulicidad del año y del agua embalsada.

En el Gráfico 1, se muestra los escenarios de previsión de los consumos de gas de los ciclos combinados peninsulares remitidos por el OS y el GTS para 2011.

<sup>3</sup> Modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Gráfico 1. Consumo de gas de los Ciclos Combinados Peninsulares (TWh de GN).



Fuente: GTS y OS

Cabe señalar que el GTS ha remitido 9 escenarios de previsión, resultado de considerar tres escenarios de precios para el gas natural y tres escenarios de hidraulicidad. El OS ha remitido 24 escenarios de previsión resultado de considerar, además de los precios del gas natural y la hidraulicidad, la entrada o no del mecanismo de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro.

En relación con los escenarios de previsión remitidos por el GTS y por el OS para 2011 cabe realizar las siguientes consideraciones

1. El GTS ha elaborado sus previsiones suponiendo la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010, mientras que el OS "con objeto de abarcar el máximo de situaciones posibles" considera dos diferentes hipótesis de previsión, con y sin la entrada en funcionamiento de dicho Real Decreto.
2. Tanto el GTS como el OS consideran como escenario más probable de hidraulicidad el escenario medio.
3. El GTS considera que durante el año 2011 se podría producir un equilibrio de precios entre el carbón y el gas natural, por lo que considera que la mejor previsión para dicho ejercicio de la producción de los ciclos combinados peninsulares es de **147 TWh**.

El OS ha indicado en su informe que, "atendiendo a las consideraciones de ENAGAS", el escenario de precios de gas natural más probable será de 2,25 c€/te (19,35 €/MWh), situación en la que se produce una preponderancia de las centrales de ciclo combinado de gas sobre las de carbón, a excepción de las centrales de carbón importado situadas a pie de puerto. Bajo estas hipótesis, propone como escenarios más probables de previsión de los ciclos peninsulares **86 TWh** en el caso de compras de carbón nacional garantizadas y de **131 TWh** en caso contrario.

4. En relación con la producción de los ciclos combinados situados en las Islas Baleares, el GTS considera que el consumo de gas de dichos ciclos será en 2011 de **4 TWh**.

Por el contrario, el OS considera que, con los precios vigentes de los distintos combustibles, la generación más económica en el subsistema de Mallorca y Menorca está en los grupos de carbón, mientras que en el sistema de Ibiza – Formentera estará en los grupos de gas natural. Por otra parte, a la hora de realizar la mejor previsión ha tenido en cuenta los consumos que se tiene previsto realizar durante los periodos de prueba, según la información remitida por el propietario de las instalaciones. De todo lo anterior resulta que la mejor previsión de funcionamiento de dichas instalaciones es de **2,5 TWh**.

Adicionalmente, cabe señalar que las empresas distribuidoras prevén que la producción de los ciclos combinados durante el ejercicio 2011 será de **172 TWh**.

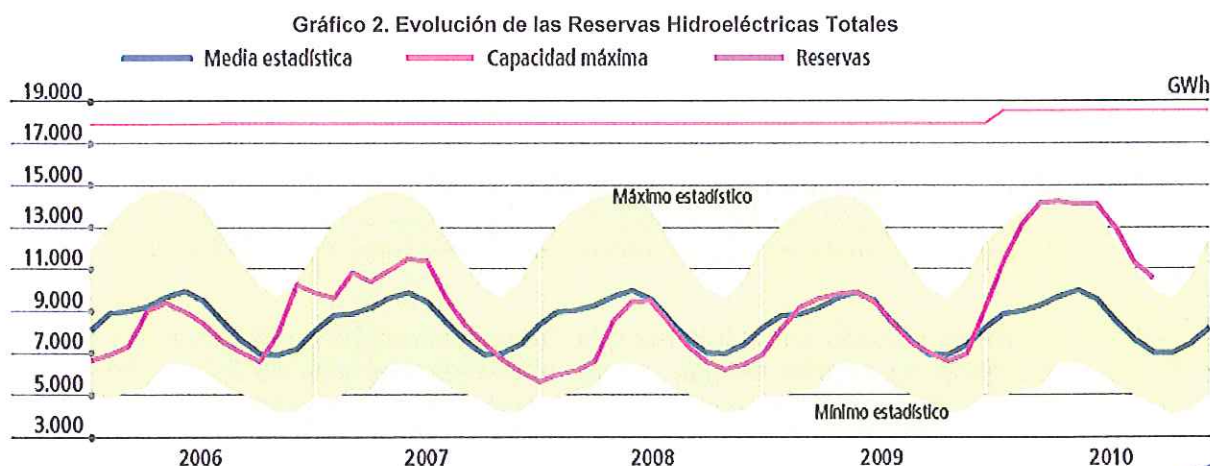
En el Cuadro 1 se resumen los escenarios más probables de funcionamiento de los ciclos combinados remitidos por los distintos agentes.

Cuadro 1. Demanda de gas natural de los Ciclos Combinados para 2011 (TWh de GN)

	Peninsular		Baleares	Nacional	
	Con entrada en vigor RD 134/2010	SIN entrada en vigor RD 134/2010		Con entrada en vigor RD 134/2010	SIN entrada en vigor RD 134/2010
<b>GTS (1)</b>	147		4	151	
<b>OS (1)</b>	86	131	2	88	133
<b>Empresas</b>				172	

Fuentes: GTS, OS y empresas gasistas  
(1) Escenario más probable

Como se ha comentado, tanto el OS como el GTS ha proporcionado previsiones de funcionamiento de ciclos combinados para tres escenarios de hidraulicidad (alta, media y baja). Con objeto de valorar el escenario de previsión más probable de funcionamiento de los ciclos combinados se ha analizado la evolución de las reservas hídricas. Cabe señalar que, las reservas hidroeléctricas totales, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran en máximos históricos, por lo que se considera que el hueco término será, probablemente, más reducido que el de un año de hidraulicidad media (véase Gráfico 2).



Fuente: REE

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y la elevada incertidumbre sobre la evolución de la demanda para 2011, consecuencia tanto de la evolución de la actividad económica y su impacto en la demanda de gas natural, como del impacto final del RD 134/2010 sobre la demanda de los ciclos combinados, se han considerado dos escenarios de previsión.

El Escenario 1 considera que la demanda de gas de los ciclos combinados podría alcanzar los 100 TWh. Este escenario se corresponde con el escenario inferior remitido por el GTS (supuesta la entrada en vigor del RD 134/2010, un año húmedo y equilibrio de precios del gas natural y el carbón) y se situaría entre los escenarios central (90 TWh) y superior (119 TWh) previstos por el OS supuesta la entrada en vigor del RD 134/2010 y próximo al escenario inferior (96 TWh) previsto por el OS en caso contrario, considerando en ambos casos el escenario más probable de precios del gas natural (19,35 €/MWh).

El Escenario 2 considera una demanda de gas de los ciclos combinados de 135 TWh. Esta demanda es similar tanto a la demanda prevista por el GTS en el escenario superior<sup>4</sup> (137 TWh), supuesta una ventaja competitiva de precios del carbón sobre el gas natural, como a la prevista por el OS en su escenario central (133 TWh) en el caso de que no entrara en funcionamiento el mecanismo de restricciones de garantía de suministro.

Adicionalmente, se ha considerado como mejor previsión de la producción de las centrales térmicas para 2011 la previsión realizada por las empresas distribuidoras (1.120 GWh), cantidad similar a la previsión realizada por el GTS para dicho ejercicio (1.203 GWh).

### 3.1.2 Demanda convencional de gas natural

En el Cuadro 2 se compara la previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre de 2010 y para 2011.

---

<sup>4</sup> El GTS



Cuadro 2. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)

GTS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2009	Previsión de cierre 2010	Previsión 2011	2010 s/2009	2011 s/ 2010
P>4 bares	166.770	182.301	184.680	9,3%	1,3%
P<4 bares (1)	66.029	68.202	69.328	3,3%	1,7%
<b>TOTAL</b>	<b>232.799</b>	<b>250.503</b>	<b>254.008</b>	<b>7,6%</b>	<b>1,4%</b>
GNL directo a cliente final	11.479	10.387	10.546	-9,5%	1,5%
<b>TOTAL</b>	<b>244.277</b>	<b>260.890</b>	<b>264.554</b>	<b>6,8%</b>	<b>1,4%</b>

EMPRESAS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2009	Previsión de cierre 2010	Previsión 2011	2010 s/2009	2011 s/ 2010
P>60 bares	166.770	173.121	177.980	3,8%	2,8%
P<4 bares (1)	66.029	72.507	71.745	9,8%	-1,1%
<b>TOTAL</b>	<b>232.799</b>	<b>245.628</b>	<b>249.725</b>	<b>5,5%</b>	<b>1,7%</b>
GNL directo a cliente final	11.479	10.247	11.515	-10,7%	12,4%
<b>TOTAL</b>	<b>244.277</b>	<b>255.875</b>	<b>261.240</b>	<b>4,7%</b>	<b>2,1%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNE.

(1) Incluye los consumidores acogidos al artículo 9 de la Orden ECO/32/2004

Se observan diferencias apreciables entre la demanda convencional prevista por el GTS y por las empresas gasistas para el cierre de 2010 y para 2011. En particular, el escenario previsto por el GTS para el cierre de 2010 es 5.015 GWh superior al previsto para las empresas para dicho ejercicio, mientras que la previsión de la demanda para 2011 realizada por el GTS es 3.314 GWh superior a la realizada por las empresas. Cabe señalar que estas diferencias se deben, fundamentalmente, a la distinta previsión para el cierre de 2010.

#### Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

El GTS estima que la demanda de los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar se incrementará un 3,3% y un 1,7% en 2010 y 2011, respectivamente. Por el contrario las empresas eléctricas estiman que dicha demanda se incrementará en 2010 un 9,8% y se reducirá un 1,1% en 2011.

En relación con anterior, es importante señalar que la previsión de la demanda de los consumidores conectados en el grupo 3 es muy dependiente de las temperaturas registradas en el sistema, por lo que su previsión es especialmente complicada.

Con objeto de valorar las diferentes previsiones para el cierre de 2010 aportadas por los agentes, se ha procedido a estimar la demanda de este colectivo de consumidores bajo diversos escenarios. En particular, se ha considerado la demanda real de los consumidores del grupo 3 en el periodo comprendido entre enero y septiembre de 2010<sup>5</sup>, y se ha estimado la demanda de los meses de octubre, noviembre y diciembre, multiplicando el número de consumidores de 2010 por el tamaño medio registrado en distintos años<sup>6</sup>, que depende fundamentalmente de las

<sup>5</sup> Datos remitidos por las empresas en aplicación de la Circular 5/2008

<sup>6</sup> Se ha considerado el tamaño medio de los años 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 y el tamaño promedio 2005-2009.

diferentes temperaturas registradas, obteniéndose un intervalo de variación de la demanda de dicho grupo para el cierre para 2010.

Como resultado de dicho ejercicio, se ha obtenido que la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1, 3.2, 3.3, 3.4<sup>7</sup> podría oscilar entre los 62.981 GWh y los 72.055 GWh. Cabe señalar que el GTS prevé para este colectivo una demanda de 62.274 GWh y las empresas gasistas de 66.464 GWh.

Si se realiza el mismo ejercicio para el año 2011, considerando el número de clientes previsto para ese año, se obtiene que el consumo de dichos consumidores podría oscilar entre los 59.877 GWh y los 69.634 GWh, obteniéndose como valor medio 64.726 GWh. El GTS ha estimado en 63.099 GWh (2,6% inferior al valor medio obtenido) y las empresas distribuidoras en 65.503 GWh (1,2% superior al valor medio obtenido) la demanda de este colectivo.

En consecuencia, se considera que el escenario de previsión remitido por las empresas gasistas podría reflejar mejor el comportamiento de la demanda del grupo 3 en un escenario de temperatura media.

#### *Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar*

El GTS estima que la demanda de los consumidores con presión mayor de 4 bar se incrementará en 2010 un 9,3% y en 2011 un 1,3%. Por el contrario las empresas gasistas consideran que la demanda de dichos consumidores aumentará un 3,8% y un 2,8% en 2010 y en 2011, respectivamente.

La demanda de dichos consumidores se ve especialmente influida por la evolución de la actividad económica. Al respecto cabe señalar que, de acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe, el PIB se incrementó en el segundo trimestre de 2010 un 0,2% sobre el primer trimestre de 2010, mientras que el PIB no experimentó incremento alguno durante el tercer trimestre de 2010.

Lo anterior podría ser consecuencia del impacto sobre el consumo de bienes duraderos de la subida del IVA el 1 de julio de 2010, que produjo un adelanto de las compras de dichos bienes al segundo trimestre de 2010, compensando por un incremento de la aportación de las exportaciones al PIB.

Por otra parte, de acuerdo con el panel de previsiones de la economía española elaborado por la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS), se espera para el cuarto trimestre de 2010 una tasa intertrimestral 0,1%. En cuanto a la previsión del PIB para 2011, como ya se ha comentado, los Presupuestos Generales del Estado consideran un incremento del 1,3%, el Fondo Monetario Internacional del 0,7% y la de la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS) del 0,6%.

Teniendo en cuenta lo anterior cabría esperar un debilitamiento de las tasas de crecimiento de la demanda convencional registradas durante los primeros meses de año, para este tipo de consumidores.

En este sentido, cabe señalar que la tasa de variación acumulada de la demanda en consumo de los consumidores con presión superior a 4 bar en el periodo enero-julio 2010 sobre el mismo periodo del año anterior es del 8,9%, que es inferior a la tasa prevista por el GTS para el cierre de 2010 para dichos consumidores (9,3%) y superior a la prevista por las empresas gasistas (3,8%).

<sup>7</sup> Se excluye la demanda del grupo 3.5 dado que de acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/3520/2009, a partir del año 2010 se incluyen en dichas tarifas los consumidores acogidos en años anteriores a los peajes 2.4 bis y 2.5 bis.

En consecuencia, teniendo en cuenta la evolución esperada del consumo de este colectivo de clientes, se ha considerado como mejor previsión para el cierre de 2010 y 2011 el escenario de demanda convencional remitido por las empresas distribuidoras.

### 3.1.3 Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2011

En el Cuadro 3 se muestra el escenario de demanda previsto para el cierre de 2010 y para 2011 resultado de las anteriores consideraciones. Se estima que la demanda de gas natural se reducirá en el año 2010 un 1,3% sobre la registrada en 2009, mientras que para el 2011 se prevé una reducción de la demanda sobre el cierre del 2010 de entre un 9,6% y un 0,8% en función del escenario de producción de ciclos combinados considerado.

Cuadro 3. Escenario de demanda previsto para el Cierre de 2010 y 2011

	Cierre 2010	2011		Tasas de variación		
		Escenario 1	Escenario 2	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	
					Escenario 1	Escenario 2
<i>Grupo 1</i>	163.351	132.890	162.009	-8,5%	-18,6%	-0,8%
<i>Grupo 2</i>	139.738	136.842	140.445	4,7%	-2,1%	0,5%
Firme	137.614	134.730	138.333	5,1%	-2,1%	0,5%
Art. 9 ECO/32/2004	2.123	2.113	2.113	-15,0%	-0,5%	-0,5%
<i>Grupo 3</i>	70.384	69.633	69.633	10,8%	-1,1%	-1,1%
<i>Grupo 4 (Interrumpible)</i>	17.001	11.480	13.758	-10,0%	-32,5%	-19,1%
<b>Total T&amp;D</b>	<b>390.473</b>	<b>350.845</b>	<b>385.845</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-10,1%</b>	<b>-1,2%</b>
<i>Suministro GNL directo a cliente final</i>	10.247	11.515	11.515	-10,7%	12,4%	12,4%
<b>Total Demanda</b>	<b>400.720</b>	<b>362.360</b>	<b>397.360</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-9,6%</b>	<b>-0,8%</b>

Fuente: CNE

En el Cuadro 4 se muestran las variables de facturación previstas para el año 2011 resultante de considerar los escenarios de demanda anteriormente descritos y las previsiones de nº de clientes y capacidad contratada previstas por las empresas transportistas y distribuidoras. Cabe señalar que el nº de clientes y la capacidad prevista para 2011 no se ven afectadas por el escenario de producción de ciclos combinados considerado.

**Cuadro 4. Escenario de nº clientes, capacidad contratada y consumo previsto para 2011**

	Escenario 1				Escenario 2			
	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)
<i>Grupo 1</i>	132.890	100	985.564	37%	162.009	100	985.564	45%
<i>Grupo 2</i>	136.842	4.640	697.029	54%	140.445	4.640	697.029	55%
Firme	134.730	3.834	684.048	54%	138.333	3.834	684.048	55%
Art. 9 ECO/32/2004	2.113	806	12.981	45%	2.113	806	12.981	45%
<i>Grupo 3</i>	69.633	7.287.340	532.787	36%	69.633	7.287.340	532.787	36%
<i>Grupo 4 (Interrumpible)</i>	11.480	11	142.348	22%	13.758	11	142.348	26%
<b>Total T&amp;D</b>	<b>350.845</b>	<b>7.292.090</b>	<b>2.357.728</b>	<b>41%</b>	<b>385.845</b>	<b>7.292.090</b>	<b>2.357.728</b>	<b>45%</b>
Suministro GNL directo a cliente final	11.515				11.515			
<b>Total Demanda</b>	<b>362.360</b>				<b>397.360</b>			

Fuente: CNE

Se incluye como Anexo I del presente documento, detalle del nº de clientes, capacidad contratada y consumo previsto para 2011, desagregado por tipo de consumidor (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de consumidores) y peaje para cada uno de los dos escenarios considerados.

### 3.2 Previsión de utilización de los almacenamientos subterráneos y necesidades de regasificación previstas para el ejercicio 2011

Una vez determinado el escenario de demanda previsto para 2011 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se calculan las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, considerando las siguientes hipótesis.

- Según la información aportada por el GTS se estima que en 2011 la capacidad contratada en los AA.SS será de 28.070 GWh, inyectándose 11.565 GWh, y extrayéndose 10.226 GWh.
- La demanda prevista para determinar el escenario de regasificación es el resultado de sumar la demanda prevista para 2011 (incluyendo las exportaciones) incrementada por las mermas correspondientes, el saldo inyección – extracción previsto para 2011, el incremento de stock en los tanques de GNL previsto hasta julio de 2010, y el saldo inyección-extracción de Marismas.
- 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 2011.
- El resto de la demanda puede abastecerse mediante GN o GNL. De acuerdo con la previsión del GTS, las entradas previstas de GN para 2011 son de 148.506 GWh, un 50% superiores a la previsión realizada para el cierre de 2010, consecuencia de la entrada en funcionamiento del Medgaz. Considerando lo anterior, la cantidad a regasificar prevista es de 222.003 GWh bajo el Escenario 1 de demanda y 257.079 bajo el Escenario 2 de demanda.
- 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 registrado en cada una de las plantas durante los últimos 12 meses, esto es, entre junio de 2009 y julio de 2010. El caudal resultante se compara con las capacidades contratadas para el año 2011 en cada una de las plantas, según la información disponible en las páginas web de los transportistas. Se toma como mejor previsión sobre el caudal contratado para 2011 el máximo de ambos caudales.
- El volumen de almacenamiento de GNL se calcula en función del nº de días de almacenamiento sobre la capacidad contratada de regasificación registrado en cada una de las plantas de sistema durante el periodo comprendido entre julio de 2009 y julio 2010. De acuerdo con dicho procedimiento se estima que el nº de días de almacenamiento será de 4,98 días bajo el Escenario 1 y de 4,99 días bajo el escenario 2.
- El volumen a descargar en cada una de las plantas se ha calculado aplicando a la cantidad prevista a regasificar en cada una de las plantas las mermas de descarga establecidas en la normativa vigente. El nº de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los barcos previsto por el GTS para el 2011.

En el Cuadro 5 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2011 según el escenario de demanda considerado.

Cuadro 5. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2011

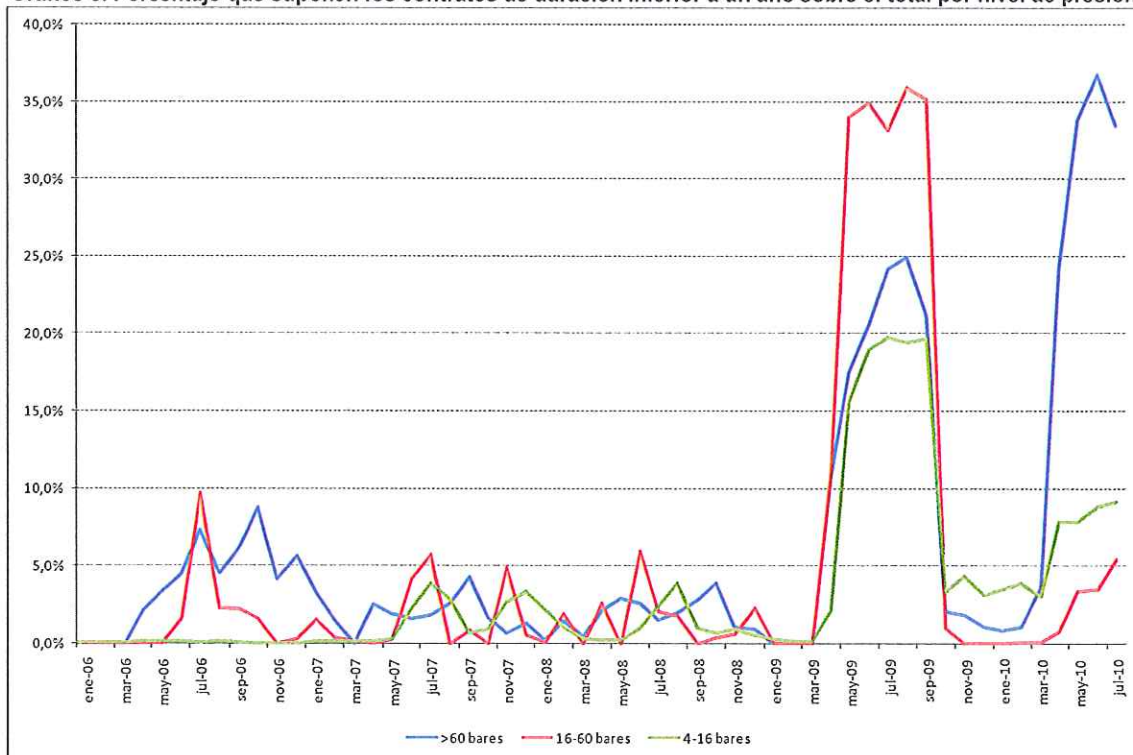
	Escenario 1		Escenario 2			
<b>Regasificación</b>	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados		
	1.072.265	222.003	1.202.446	257.079		
<b>Descarga de buques</b>	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques		
	325	234.712	374	269.793		
Barcelona	88	63.883	101	73.410		
Cartagena	45	29.406	52	33.698		
Huelva	66	43.600	76	49.888		
Bilbao	53	39.532	62	45.683		
Sagunto	57	43.902	65	50.515		
Mugardos	16	14.390	19	16.599		
<b>Carga en cisternas</b>	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas		
	34.757	12.686	34.757	12.686		
<b>Almacenamiento de GNL</b>	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		
	4,98	5.343.333	4,99	6.003.166		
<b>Almacenamiento de GN</b>	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
	28.070	11.565	10.226	28.070	11.565	10.226

Fuente: GTS, empresas y CNE.

### 3.3 Contratos de duración inferior a 1 año

En el Gráfico 3 se muestra el porcentaje que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total de cada nivel de presión.

Gráfico 3. Porcentaje 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 35% de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar.

En consecuencia, se considera esencial desagregar la previsión de demanda para 2011 entre demanda de largo plazo y demanda de corto plazo, con objeto de evitar sobrestimar 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 el ejercicio 2011, consecuencia de las propias características de dichos contratos.

Por lo que, una vez analizada la información remitida por las empresas distribuidoras y transportistas y se ha detectado una infravaloración de los contratos de corto plazo previstos para 2011, por lo que se ha considerado como mejor previsión para el ejercicio 2011 mantener la previsión de contratos de corto plazo prevista por las empresas para el cierre del ejercicio 2010, información que se resumen en el Cuadro 6.

Cuadro 6. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión 2011

	Escenario 1			Escenario 2		
	TOTAL	Corto Plazo	%	TOTAL	Corto Plazo	%
Grupo 1	132.890	23.370	18%	162.009	23.370	14%
Grupo 2	136.842	6.562	5%	140.445	6.562	5%
Grupo 3	69.633	0	0%	69.633	0	0%
Grupo 4 (Interrumpible)	11.480	0	0%	13.758	0	0%
<b>Total T&amp;D</b>	<b>350.845</b>	<b>29.932</b>	<b>9%</b>	<b>385.845</b>	<b>29.932</b>	<b>8%</b>
Regasificación	222.003	32.554	15%	257.079	32.554	13%
Descarga de buques	234.712	0	0%	269.793	0	0%
Carga en Cisternas	12.686	766	6%	12.686	766	6%

Fuente: Empresas y GTS

### 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 2011. Asimismo, se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada en las entradas a través de las conexiones por gasoducto, la realizada por el GTS para dicho ejercicio.

## 4 INGRESOS PREVISTOS PARA 2011

En el Cuadro 8<sup>8</sup> se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2011 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para 2011 los precios establecidos en la Orden ITC/3520/2009, con siguientes hipótesis:

- Plantas Satélite: se han aplicado las condiciones de facturación establecidas en el artículo 13 de la Orden ITC/3520/2009. Es decir, se han multiplicado todos los conceptos del término de conducción por 0,8. 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 entre julio de 2009 y junio de 2010, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Esto es, un 88%.

<sup>8</sup> Se incluye como Anexo II del presente documento, detalle del escenario de facturación previsto para 2011 bajo los dos escenarios de demanda considerados.

- Reserva de capacidad: se ha aplicado a la capacidad contratada de reserva de capacidad el factor de utilización registrado entre julio de 2009 y junio de 2010, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Esto es, un 88%.

Con objeto de contrastar la previsión sobre el caudal facturado en concepto de reserva de capacidad para 2011, se ha procedido a calcular el factor de entrada al sistema, obteniéndose un factor de entrada al sistema del 66% en el Escenario 1 y del 67% en el Escenario 2. Estos factores de entrada resultan ligeramente superiores al registrado tanto en 2009 (62%) como en los últimos 12 meses (60%), pero ligeramente inferior al registrado en 2008 (71%).

- Capacidad contratada por grupo tarifario: teniendo en cuenta la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas para el periodo comprendido entre julio de 2009 y junio de 2010, se han aplicado los siguientes factores de utilización de la potencia contratada.

Cuadro 7. Factor de utilización del caudal contratado considerado en el escenario de facturación

	Demanda Convencional	Demanda destinada a generación eléctrica
<i>Grupo 1</i>	96%	88%
<i>Grupo 2</i>	99%	85%
<i>Grupo 4 (Interrumpible)</i>	100%	85%

Fuente: CNE

- Demanda de corto plazo: para calcular los ingresos previstos en 2011 se ha tenido en cuenta el impacto de los contratos de corto plazo. En particular, se ha minorado los ingresos de transporte y distribución en la cantidad de 28 M€, en ambos escenarios, por este efecto.
- 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 2010", esto es, 3.871 miles de €<sup>9</sup>.

No se han considerado ingresos en concepto de trasvase de GNL a buques, penalizaciones por desbalances de GNL en planta<sup>10</sup>, AOC y EO, ni ingresos por subasta de almacenamiento subterráneo debido a que 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.

<sup>9</sup> Resultado de considerar unos ingresos de 4.301,35 y unos costes de 430,13

<sup>10</sup> No se han incluido ingresos en concepto de penalizaciones por desbalance de GNL en planta, dado que Resolución de 11 de noviembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista, establece que durante la vigencia del plan invernal se aplicarán penalizaciones en caso que las existencias de GNL de un usuario superen la energía equivalente a 10 veces la capacidad de regasificación contratada, en lugar de los 8 veces vigentes en la actualidad. con carácter general.



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 2010" ha sido de 44.821 miles de euros, de los que 44.963 miles de euros corresponden a los ingresos por desbalance del GNL en planta.

En el Cuadro 8 se resumen los ingresos previstos para 2011 para los dos escenarios considerados. Los ingresos del Escenario 1 ascienden a 2.708 M€ y en el Escenario 2 a 2.772 M€, por lo que se estima en 65 M€ el impacto sobre los ingresos de la incertidumbre de la producción de los ciclos combinados.

Cuadro 8. Ingresos previstos para 2011 resultado de facturar las variables de facturación previstas para 2011 a los precios establecidos en la Orden ITC/3520/2009.

	Facturación (Miles de €)		Diferencias : Escenario 2 vs Escenario 1	
	Escenario 1	Escenario 2	Miles de €	%
<b>(A). Actividad de Regasificación</b>	<b>318.009</b>	<b>345.909</b>	<b>27.899,78</b>	<b>8,8%</b>
Peaje de descarga de buques	16.198	18.602	2.403,68	14,8%
Peaje de carga en cisternas	11.626	11.626	-	0,0%
Peaje de regasificación	203.257	228.753	25.496,10	12,5%
Almacenamiento GNL	86.927	86.927	-	0,0%
<b>(B). Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>141.909</b>	<b>141.909</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>(C). Transporte y Distribución</b>	<b>2.215.181</b>	<b>2.251.857</b>	<b>36.676,47</b>	<b>1,7%</b>
Reserva de Capacidad	149.679	162.625	12.945,77	8,6%
Término de conducción	2.065.502	2.089.233	23.730,70	1,1%
<b>(D). Otros Ingresos</b>	<b>32.712</b>	<b>32.712</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
Peajes de Tránsito Internacional	28.840	28.840	-	0,0%
Ventas de Condensados	3.871	3.871	-	0,0%
<b>(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)</b>	<b>2.707.811</b>	<b>2.772.387</b>	<b>64.576,25</b>	<b>2,4%</b>

Fuente: CNE

APROBADO EN CONSEJO  
DE ADMINISTRACION  
DE 25 de noviembre de 2010  
MADRID 26 de noviembre de 2010  
(EL VICESECRETARIO DEL CONSEJO  
DE ADMINISTRACION)



**ANEXO I:  
ESCENARIO DE DEMANDA EN  
CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA  
2011**



Comisión  
Nacional  
de Energía

ESCENARIO 1 - CONSUMO POR TARIFAPEAJE TOTAL SISTEMA (MWh) - AÑO 2011

Presión	Código	Tarifa/Scope	Volumen	Cables combinados				Centrales térmicas				Planta Solar				TOTAL						
				Volumen	Capacidad	Cantidad	Clientes	Volumen	Capacidad	Cantidad	Clientes	Volumen	Capacidad	Cantidad	Clientes	Volumen	Capacidad	Cantidad	Clientes			
				MWh	Cd (MWh/d)	N°		MWh	Cd (MWh/d)	N°		MWh	Cd (MWh/d)	N°		MWh	Cd (MWh/d)	N°		MWh	Cd (MWh/d)	N°
<b>TOTAL GRUPO 1</b>				83.195.328	27	770.894.831	0	810.777	3	23.300.001	0	0	0	0	0	0	43.116.651	68	172.669.160	127.122.757	0	960.663.882
<b>GRUPO 1</b>				83.195.328	27	770.894.831	0	810.777	3	23.300.001	0	0	0	0	0	0	43.116.651	68	172.669.160	127.122.757	0	960.663.882
			MWh	0	0	39.071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.099.550	10	7.897.905	1.133.500	17	8.597.897	
			MWh	0	0	772.700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.740.722	31	63.290.754	105.989.257	41	100.644.831	
<b>TOTAL GRUPO 2</b>				16.265.339	4	105.750.000	0	380.879	2	26.609.000	12.535	5	34.924	4.029	565.744.907	136.842.111	4.640	697.028.992				
<b>GRUPO 2</b>				16.265.339	4	105.750.000	0	380.879	2	26.609.000	12.535	5	34.924	4.029	565.744.907	136.842.111	4.640	697.028.992				
			MWh	4.873.485	3	72.750.000	0	254.000	1	24.000.000	0	0	0	0	0	25.309.484	139	94.453.083	30.627.724	134	101.101.082	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.815	7	7.200	1.015	7	7.200	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63.199	29	320.948	63.199	29	320.948	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.136.266	31	4.136.266	0	0		
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	4.873.485	3	72.750.000	0	254.000	1	24.000.000	0	0	0	0	0	15.791.145	34	20.937.110	0.055.645	34	20.937.110	
<b>GRUPO 2</b>				5.471.956	1	33.600.000	0	93.443	1	1.600.000	0	0	0	0	0	80.735.443	3.093	488.445.817	184.291.891	3.700	493.946.817	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.105.564	205	1.105.564	203.342	205	1.105.564	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.553.482	1.935	10.927.004	3.553.482	1.935	10.927.004	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.007.794	498	27.075.111	15.007.794	498	27.075.111	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46.300.795	241	211.408.947	46.300.795	241	211.408.947	
			MWh	5.471.956	1	33.000.000	0	93.443	1	1.600.000	0	0	0	0	0	10.405.107	16	40.907.905	10.405.107	16	40.907.905	
<b>GRUPO 2 BIS</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.100.011	804	12.846.308	2.117.566	806	12.891.292	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL INTERIMPOMBILES</b>				6.669.313	5	124.845.000	0	763	0	0	0	0	0	0	0	4.909.740	6	18.303.371	11.470.800	11	142.340.372	
<b>GRUPO A</b>				1.123.988	1	40.750.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.123.988	0	0	0	0	1.123.988	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	1.123.988	1	40.750.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>GRUPO B</b>				5.385.317	4	84.095.000	0	763	0	0	0	0	0	0	0	4.909.740	6	18.303.371	10.366.810	10	101.990.372	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	5.385.317	4	83.250.000	0	763	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68.496.601	7.190.816	533.869.897	69.632.732	7.207.340	532.786.885
<b>GRUPO 3</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>PEAJE DE MATERIA PRIMA</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.767.630	2	19.600.000	5.767.630	2	19.600.000
<b>Suministro CNL Directo a cliente final</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL GAS DE EMISION</b>				100.000.000	30	1.000.409.831	1.119.009	90.630	5	40.000.001	1.148.700	90.630	0.865.180	5	1.239.586.436	300.845.036	7.292.090	2.337.720.140				





# **ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA 2011**

Escenario 1	Escenario 2
-------------	-------------

1. Peaje de Regasificación

	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Tasa de variación
Peaje de Regasificación	198.461	32.622	231.082	0,0985	221.575	37.406	258.982	0,0960	12,1%
Peaje de descarga de buques	6.653	9.546	16.198	0,0069	7.639	10.963	18.602	0,0069	14,6%
Peaje de carga en cisternas	9.863	1.763	11.626	0,0916	9.863	1.763	11.626	0,0916	0,0%
Peaje de regasificación	181.945	21.312	203.257	0,0916	204.074	24.680	228.753	0,0890	12,5%
Descarga + Regasificación			218.579	0,0985			246.479	0,0959	
Descarga + Carga en cisternas			12.502	0,0985			12.501	0,0985	

2. Almacenamiento Subterráneo

	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Tasa de variación
Almc. Subterráneo	137.768	4.142	141.909	0,6512	137.768	4.142	141.909	0,6512	0%

3. Almacenamiento GNL

	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Tasa de variación
Almc. GNL		86.927	86.927	1,0551		86.927	86.927	1,0551	0%

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Tasa de variación
<b>Grupo 1</b>	57.885	316.767	374.652	0,2783	71.030	336.649	407.679	0,2458	8,8%
Firme	54.565	297.212	351.777	0,2767	66.783	316.479	383.262	0,2453	9,0%
Interrompible (A+B)	3.320	19.555	22.875	0,3057	4.247	20.170	24.417	0,2501	6,7%
<b>Grupo 2</b>	58.843	332.452	391.295	0,2778	59.285	336.300	395.588	0,2739	1,1%
Firme	56.140	314.118	370.258	0,2748	56.634	317.966	374.601	0,2703	1,2%
Interrompible (A+B)	1.773	3.254	5.027	0,1258	1.739	3.254	4.993	0,1249	-0,7%
Art. 9 ECO/32/2004	930	15.080	16.010	0,7579	912	15.080	15.992	0,7570	-0,1%
<b>Grupo 3</b>	30.391	1.413.371	1.443.762	2,0734	29.800	1.413.371	1.443.171	2,0725	0,0%
Materia Prima	2.559	2.913	5.472	0,0949	2.509	2.913	5.422	0,0940	-0,9%
<b>Total T&amp;D</b>	<b>149.679</b>	<b>2.065.502</b>	<b>2.215.181</b>	<b>0,6314</b>	<b>162.625</b>	<b>2.039.233</b>	<b>2.251.857</b>	<b>0,5836</b>	<b>1,7%</b>
<b>Total Acceso</b>			<b>2.675.099</b>	<b>0,7625</b>			<b>2.739.676</b>	<b>0,7100</b>	

5. Otros peajes y cánones

	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/KWh)	Tasa de variación
Trasvase de buques									
Peajes de Tránsito Internacional	7.911	20.929	28.840	32,7763	7.911	20.929	28.840	32,7763	0,0%
Venta Condensados			3.871				3.871		
<b>Total otros peajes y cánones</b>			<b>32.712</b>	<b>37,1758</b>			<b>32.712</b>	<b>37,1758</b>	<b>0,00%</b>
<b>Total Ingresos</b>			<b>2.707.811</b>	<b>0,7716</b>			<b>2.772.387</b>	<b>0,7184</b>	<b>2,38%</b>

**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 ITC/3520/2009 se resumen en el siguiente cuadro.

	Orden ITC/3520/2009			Propuesta OM 2011			% variación propuesta OM 2011 sobre Orden ITC/3520/2009		
<b>Regasificación</b>									
	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	1,6099		0,0096	1,7323		0,0103	7,6%		7,3%
Peaje de descarga de buques									
Barcelona		13,946	0,0029		15,006	0,0031		7,6%	6,9%
Huelva		27,893	0,0056		30,013	0,0060		7,6%	7,1%
Cartagena		27,893	0,0056		30,013	0,0060		7,6%	7,1%
Sagunto		27,893	0,0056		30,013	0,0060		7,6%	7,1%
Mugardos		0	0,0000		15,006	0,0031			
Bilbao		13,946	0,0029		15,006	0,0031		7,6%	6,9%
Peaje de carga de cisternas	2,3647		0,0139	2,5444		0,015000	7,6%		7,9%
Canon de almacenamiento GNL			Término variable Tv c€/MWh/día 2,8907			Término variable Tv c€/MWh/día 3,1104			Término variable 7,60%
Peaje de trasvase de GNL a buques		Término fijo €/operación 156,208	Término variable c€/kWh 0,1381		Término fijo €/operación 168,080	Término variable c€/kWh 0,1486		Término fijo 7,6%	Término variable 7,6%
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>									
	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	0,04420	0,02630	0,01410	7,54%	7,79%	7,63%
<b>Transporte y Distribución</b>									
	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes				Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes				Término fijo
1. Término Reserva de Capacidad	0,8905				0,9582				7,60%
	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
2. Término de Conducción									
Peaje 1 (P>60 bar)									
1.1	2,8372		0,0695	3,0528		0,0748	7,6%		7,6%
1.2	2,5347		0,0560	2,7273		0,0603	7,6%		7,7%
1.3	2,3526		0,0505	2,5314		0,0543	7,6%		7,5%
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)									
2.1	20,7742		0,1588	22,3530		0,1709	7,6%		7,6%
2.2	5,6385		0,1267	6,0670		0,1363	7,6%		7,6%
2.3	3,6918		0,1025	3,9724		0,1103	7,6%		7,6%
2.4	3,3831		0,0920	3,6402		0,0990	7,6%		7,6%
2.5	3,1102		0,0807	3,3466		0,0868	7,6%		7,6%
2.6	2,8609		0,0700	3,0783		0,0753	7,6%		7,6%
Peaje 2 bis (P<=4 bar)									
2.2 bis	9,5100		0,2137	11,6700		0,2621	22,7%		22,6%
2.3 bis	6,8800		0,1914	8,9600		0,2492	30,2%		30,2%
Peaje 3 (P<= 4 bar)									
3.1		2,07	2,3653		2,23	2,5451		7,7%	
3.2		4,75	1,8011		5,11	1,9380		7,6%	
3.3		44,53	1,2842		47,91	1,3818		7,6%	
3.4		66,48	1,0293		71,53	1,1075		7,6%	
3.5	4,8647		0,1260	5,2344		0,1356	7,6%		7,6%



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 2011				Orden ITC/3520/2009				% variación propuesta OM 2011 sobre Orden ITC/3520/2009			
	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
<b>Peaje 1 Int</b> <b>(P &gt; 60 bar)</b>												
4.1	2,136960	1,526400	0,052360	0,037400	1,986040	1,418600	0,048650	0,034750	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
4.2	1,909110	1,363650	0,042210	0,030150	1,774290	1,267350	0,039200	0,028000	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%
4.3	1,771980	1,265700	0,038010	0,027150	1,646820	1,176300	0,035350	0,025250	7,6%	7,6%	7,5%	7,5%
<b>Peaje 2 Int</b> <b>(4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>												
4.4	2,780680	1,986200	0,077210	0,055150	2,584260	1,845900	0,071750	0,051250	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
4.5	2,548140	1,820100	0,069300	0,049500	2,368170	1,691550	0,064400	0,046000	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
4.6	2,342620	1,673300	0,060760	0,043400	2,177140	1,555100	0,056490	0,040350	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
4.7	2,154810	1,539150	0,052710	0,037650	2,002630	1,430450	0,049000	0,035000	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%

**ANEXO III**  
**ACTUALIZACIÓN DEL COSTE DE LA**  
**MATERIA PRIMA INCORPORADO EN LAS**  
**TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO**

## 1 INTRODUCCIÓN

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 determina en su artículo 10 que el término variable de las TUR se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima Cn, de acuerdo al valor obtenido de la aplicación de la fórmula del artículo 8, experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento. Asimismo, establece que se actualizará en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor.

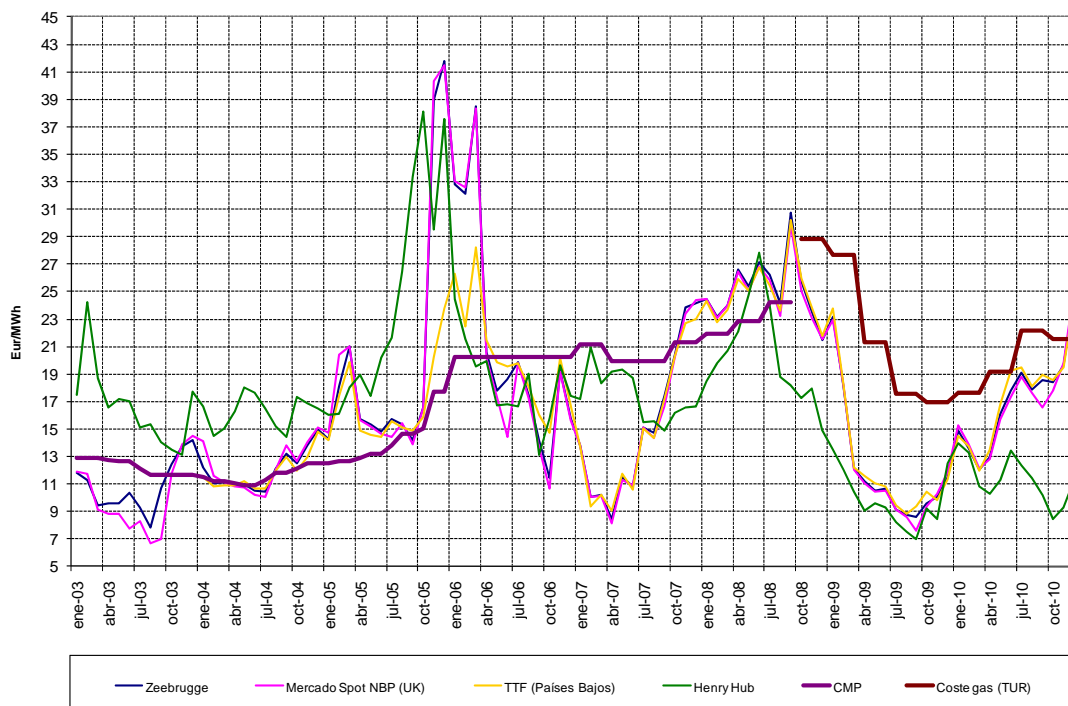
Para aplicar el procedimiento descrito en dicha Orden se han utilizado las cotizaciones registradas en los mercados internacionales hasta el día 20 de diciembre de 2010.

## 2 EVOLUCIÓN DEL COSTE DEL GAS EN LOS MERCADOS INTERNACIONALES

A efectos informativos se ha analizado la situación la cotización del gas natural en los mercados internacionales. (Véase Gráfico 1).

Desde marzo de 2010 se han registrado tendencias divergentes en los mercados de gas, por un parte se observa una tendencia a la baja de la cotización del gas natural en el mercado del Henry – Hub, mientras que, por otra parte, los mercados europeos han registrado una tendencia alcista. Así entre, entre marzo 2010 y diciembre de 2010 las cotizaciones del gas en el Henry – Hub se ha incrementado un 4,4%, mientras que en los mercados europeos se han incrementado en un 105%.

**Gráfico 1. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales.**



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNE.

### 3 DETERMINACIÓN DEL COSTE DE LA MATERIA PRIMA

De acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/1660/2009 y en la Orden ITC/1506/2010, el coste del gas a incorporar a las tarifas de último recurso, es el resultado de la ponderación del coste de aprovisionamiento del gas de invierno y del coste de aprovisionamiento del gas de base.

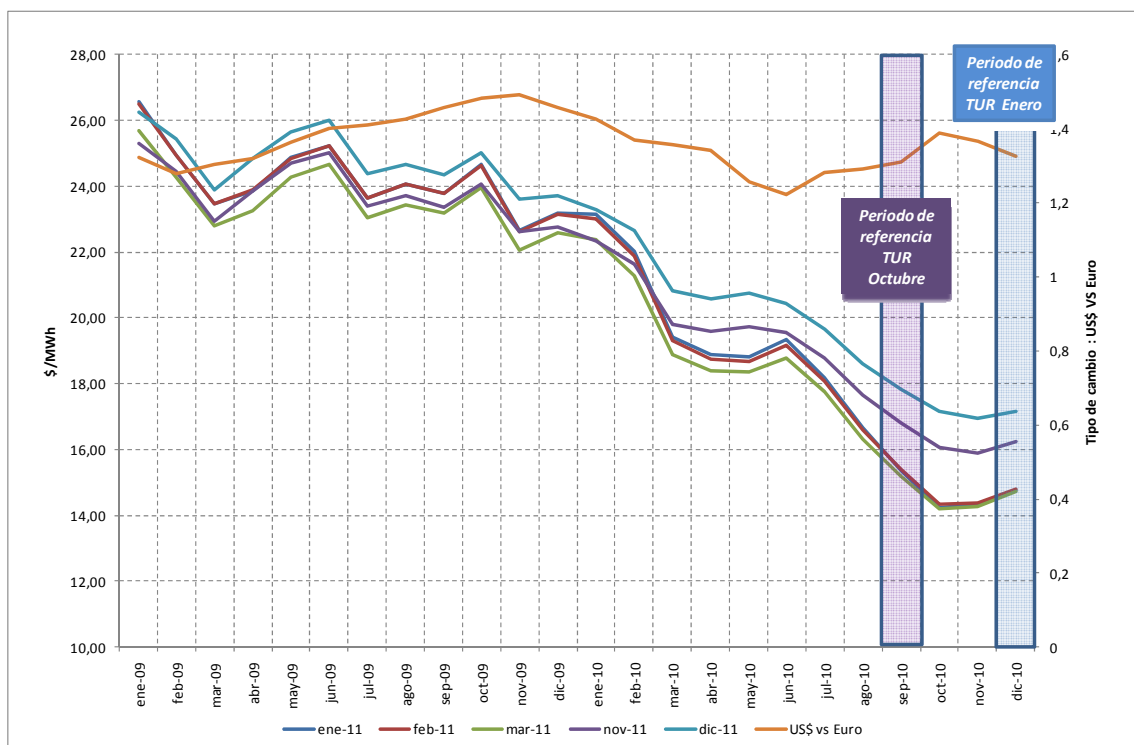
El coste del aprovisionamiento del gas de invierno, es el resultado de ponderar en un 50% el precio resultante de la subasta, realizada el 16 de junio de 2010, y en un 50% el precio de referencia de aprovisionamiento del gas de invierno, que depende de la cotización de los futuros de gas con entrega entre enero 2011 y marzo 2011 y entre noviembre y diciembre de 2010, en el NBP y en el Henry Hub.

El resultado de la subasta para el producto gas de invierno celebrada el 16 de junio de 2010 fue de 24,44 €/MWh.

Los futuros que se tienen en cuenta en el cálculo del coste del gas de invierno implícito en las TUR del primer trimestre de 2011 son los futuros con entrega en enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre de 2011. Mientras que en la determinación de los precios correspondientes al cuarto trimestre de 2010 se utilizaron las cotizaciones de los productos con entrega en enero, febrero, marzo de 2011 y noviembre y diciembre de 2010.

En el Gráfico 2 se muestra la cotización de los futuros con entrega entre enero 2011 y marzo 2011 y entre noviembre y diciembre de 2011 en el Henry Hub en \$/MWh , así como el tipo de cambio \$/€.

**Gráfico 2. Evolución de la cotización de los futuros con entrega entre enero 2010 y marzo 2010 y entre noviembre y diciembre de 2010 en el Henry Hub.**

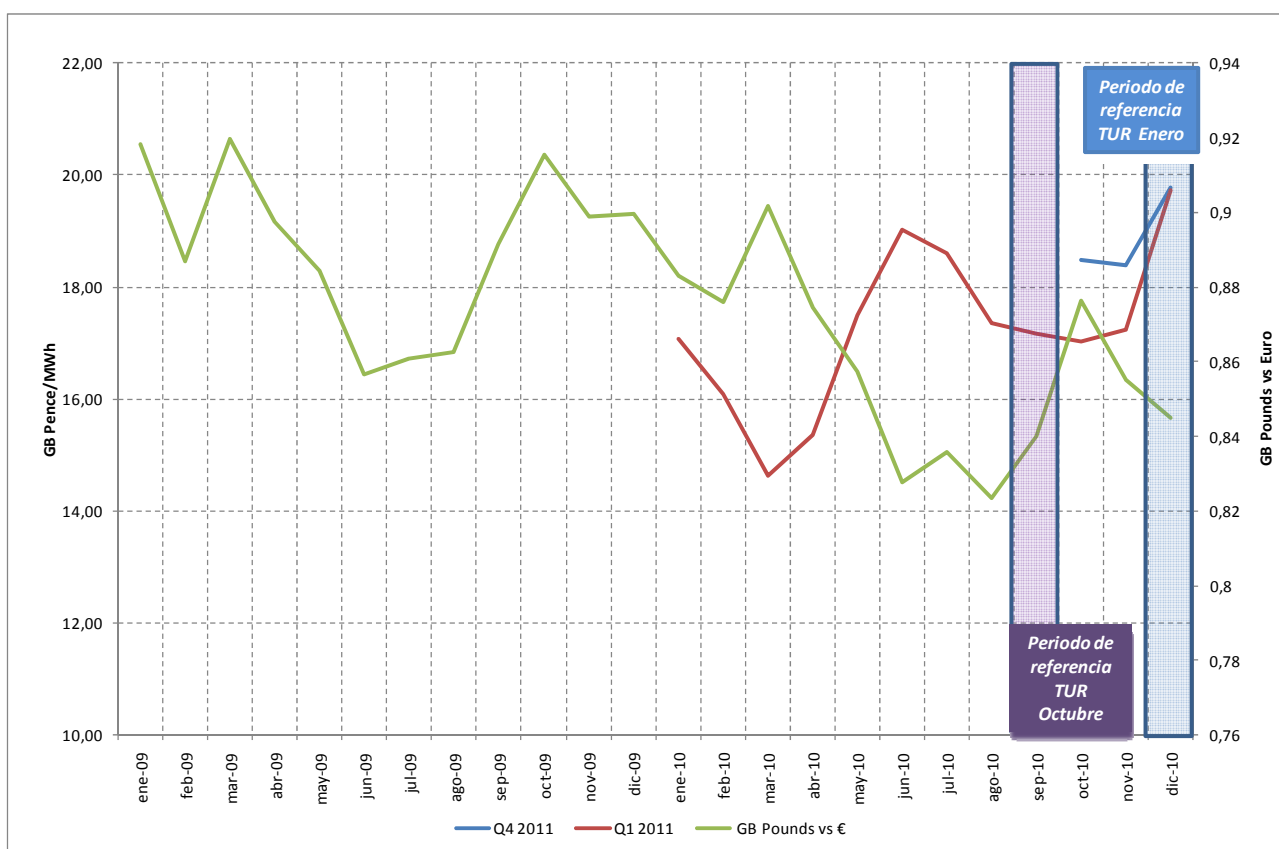


Fuente: Platts

Si se comparan las cotizaciones registradas en el mes de diciembre de 2010, periodo de referencia para el cálculo de la TUR correspondiente al primer trimestre de 2011, con las registradas en septiembre de 2010, periodo de referencia para el cálculo de la TUR correspondiente al cuarto trimestre de 2010, se observa que se ha producido una depreciación del euro frente al dólar, del 1%, y una reducción de las cotizaciones registradas en el mercado de futuro para los productos anteriormente comentados de entre el 4% y el 5%.

En el Gráfico 3 se muestra la cotización de los futuros con entrega durante el primer trimestre y el cuarto trimestre de 2011 en el NBP en GB Pence/MWh, así como el tipo de cambio GB Pence vs €

**Gráfico 3. Evolución de la cotización de los futuros con entrega en el primer y cuarto trimestre de 2011 en el NBP.**



Fuente: Platts

Si se comparan las cotizaciones registradas en el mes de diciembre de 2010, periodo de referencia para el cálculo de la TUR correspondiente al primer trimestre de 2011, con las registradas en septiembre de 2010, periodo de referencia para el cálculo de la TUR correspondiente al cuarto trimestre de 2010, se observa que se ha producido una depreciación del euro frente a la libra, del 0,5%, y un incremento de las cotizaciones registradas en el mercado de futuros para los productos anteriormente comentados del 15%.

Lo anterior implica que mientras que las cotizaciones del HH empleadas en el cálculo del término variable de la TUR para el primer trimestre de 2011 son un 1% inferiores a la consideradas en el cuarto trimestre de 2010, las cotizaciones del NBP sean un 17% superiores, determinando que el

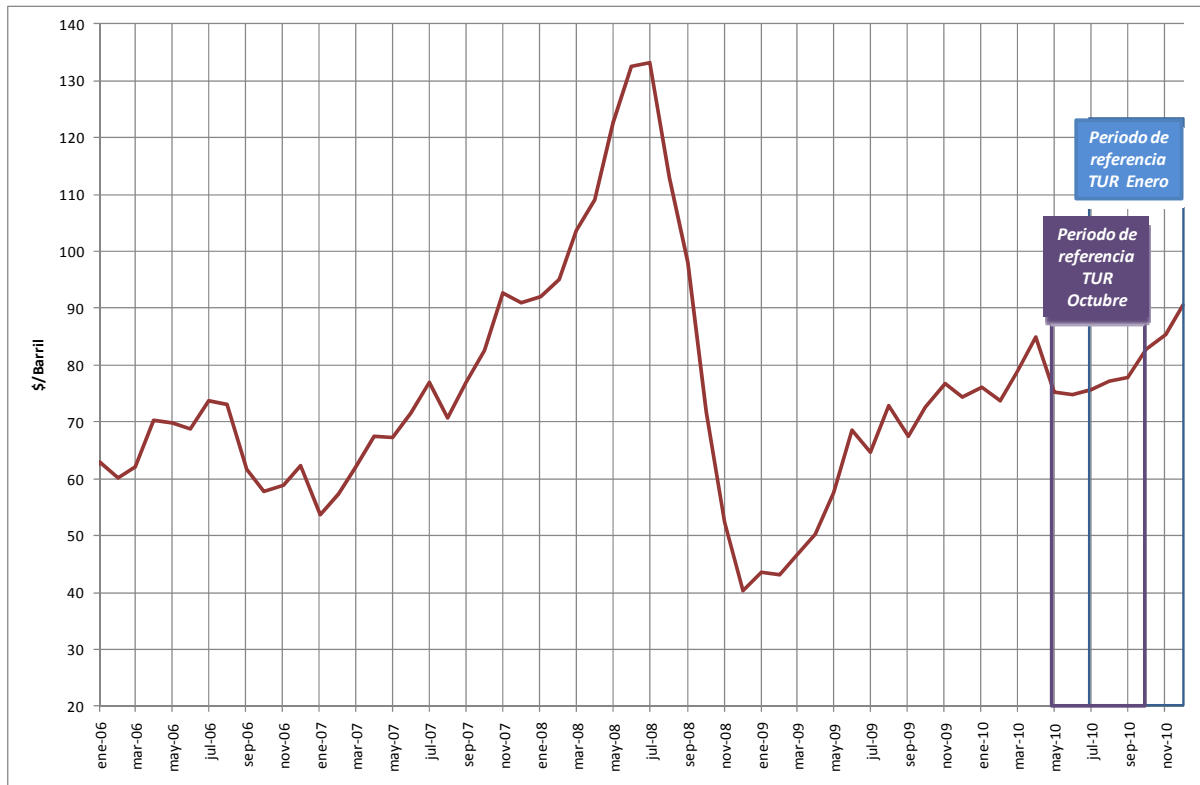
coste del producto de gas de invierno se incremente en un 10% respecto al del cuarto trimestre de 2010.

El coste del aprovisionamiento del gas de base es el resultado de ponderar en un 50% el precio resultante de la subasta, realizada el 26 de octubre de 2010, y en un 50% el precio de referencia de aprovisionamiento del gas de base, dependiendo ambos productos de la cotización del Brent y del tipo de cambio \$/€.

El resultado de la subasta para el producto gas de base celebrada el 26 de octubre de 2010 fue de 21,30 €/MWh.

Durante, los últimos meses y tras el periodo de incremento de precios registrado a comienzo del 2009, la cotización del crudo Brent, se ha mantenido en los 70 \$/barril y los 85\$/barril, si bien, últimamente, se ha registrado una ligera tendencia alcista, alcanzándose los 90 \$/barril.

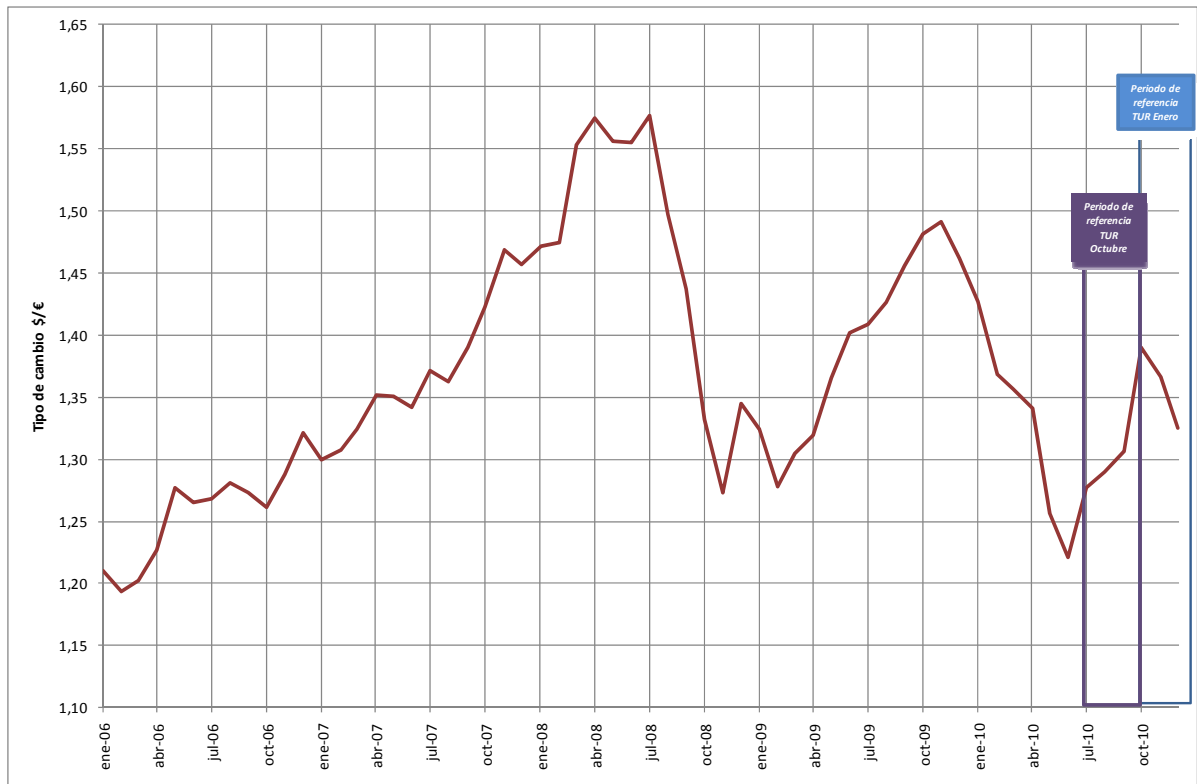
**Gráfico 4. Evolución de la cotización del Brent en los mercados internacionales (\$/barril).**



Fuente: Platts

Por otra parte, el tipo de cambio \$/€, ha registrado una depreciación de la moneda europea desde octubre de 2010.

**Gráfico 5. Evolución de la cotización del tipo de cambio (\$/€)**

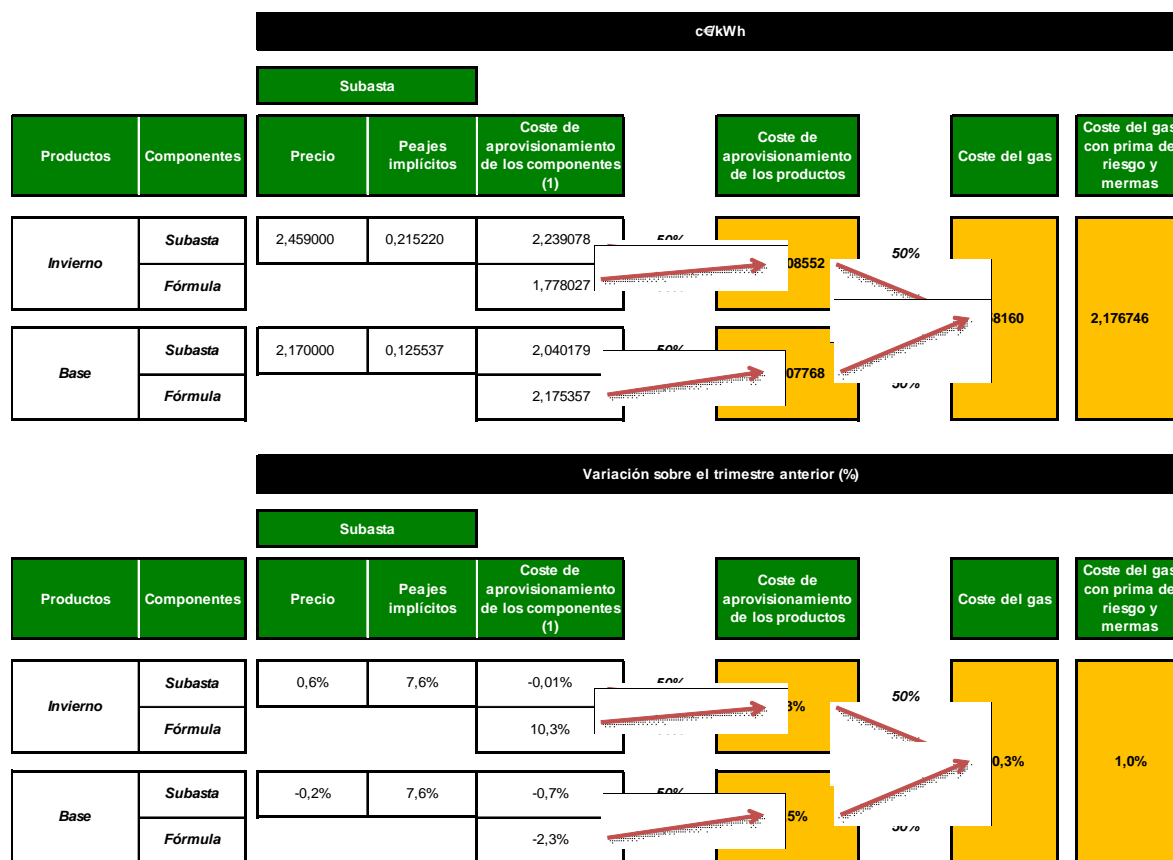


Fuente: Platts

Como resultado de lo anterior, el coste del producto de gas de base a considerar en el cálculo de la TUR correspondiente al primer trimestre de 2011 se reduce en un 2,2% sobre el considerado en el cálculo de la TUR correspondiente al cuarto trimestre de 2010, resultando de un incremento del coste del crudo de un 5% y de un incremento del tipo de cambio \$/€ del 6,3%

El coste del gas durante el primer trimestre de 2011 resultante de aplicar la metodología de cálculo establecida en la Orden ITC/1660/2009 es de 2,176746 c€/kWh, superior un 1% al considerado en el cuarto trimestre de 2010, por lo que no cabría revisar el coste de energía de las TUR. (Véase Cuadro 1).

**Cuadro 1. Coste del gas durante el primer trimestre de 2011 (c€/kWh)**



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

Cabe señalar que, como consecuencia de lo establecido en la Orden ITC/1660/2009, en el cálculo anterior se ha tenido en cuenta que, para el periodo de suministro entre el 1 de enero y el 30 de junio, el coeficiente  $\alpha$  (proporción en tanto por uno del volumen de Gas de Invierno en relación al total) es del 0,50 en lugar del 0,35 considerado para el cuarto trimestre de 2010. Dicha variación supone un incremento de la prima de riesgo incluida en el coste del gas, por lo que, si bien el coste del gas se reduce un 0,3%, si se consideran la prima de riesgo y las mermas, se incrementa un 1%.

#### 4 PREVISIÓN DE TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO A APLICAR A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2011.

En el Cuadro 2 se compara, por componente de coste, la previsión de la TUR para el primer trimestre de 2011 y la aplicada durante el cuarto trimestre de 2010, resultante de considerar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden.

Se observa, que como consecuencia de las modificaciones de los peajes y cánones de la Propuesta de Orden, se incrementa en un 7,49% el componente de peajes de las TUR.1 y, en un 7,40%, el componente de peajes de la TUR.2, que implica un incremento del 4,15% de las TUR.1 y del 3,88% de la TUR.2



**Cuadro 2. TUR aplicables a partir del 1 de octubre de 2010 y durante el primer trimestre de 2011.**

TUR - 1									
Concepto	Q1 2011			Q4 2010			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	0,168547		0,080677	0,156639		0,074977	7,60%		7,60%
Canon AA.SS		0,0687633	0,068763		0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	0,270972	0,0077136	0,137417	0,251825	0,0071894	0,127728	7,60%	7,29%	7,59%
Peaje Descarga buques		0,0079503	0,007950		0,0074066	0,007407		7,34%	7,34%
Canon GNL		0,0082328	0,008233		0,0076513	0,007651		7,60%	7,60%
Término de conducción	2,230000	2,5451000	3,612511	2,070000	2,3653000	3,356126	7,73%	7,60%	7,64%
<b>Total peajes</b>	<b>2,66952</b>	<b>2,6377600</b>	<b>3,91555</b>	<b>2,47846</b>	<b>2,4563105</b>	<b>3,64265</b>	<b>7,71%</b>	<b>7,39%</b>	<b>7,49%</b>
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,76270	1,42000	0,083000	0,76270	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		2,155638	2,15564		2,155638	2,15564		0,00%	0,00%
<b>TUR</b>	<b>4,09000</b>	<b>4,876398</b>	<b>6,83412</b>	<b>3,90000</b>	<b>4,694948</b>	<b>6,56172</b>	<b>4,87%</b>	<b>3,86%</b>	<b>4,15%</b>

TUR - 2									
Concepto	Q1 2011			Q4 2010			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	0,68880		0,080593	0,640132		0,074898	7,60%		7,60%
Canon AA.SS		0,068763	0,068763		0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	1,10726	0,007714	0,137268	1,029021	0,0071894	0,127590	7,60%	7,29%	7,59%
Peaje Descarga buques		0,007950	0,007950		0,0074066	0,007407		7,34%	7,34%
Canon GNL		0,008233	0,008233		0,0076513	0,007651		7,60%	7,60%
Término de conducción	5,11000	1,938000	2,535894	4,750000	1,8011000	2,356872	7,58%	7,60%	7,60%
<b>Total peajes</b>	<b>6,90605</b>	<b>2,030660</b>	<b>2,83870</b>	<b>6,41915</b>	<b>1,8921105</b>	<b>2,64318</b>	<b>7,59%</b>	<b>7,32%</b>	<b>7,40%</b>
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,24915	1,42000	0,083000	0,24915	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		2,155638	2,15564		2,155638	2,15564		0,00%	0,00%
<b>TUR</b>	<b>8,33000</b>	<b>4,269298</b>	<b>5,24395</b>	<b>7,84000</b>	<b>4,130748</b>	<b>5,04806</b>	<b>6,25%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,88%</b>

Fuentes: Orden ITC/3520/2009 y Orden ITC/1506/2010.