



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 20/2009 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN
MINISTERIAL POR LA QUE SE
REVISAN LOS PEAJES Y CÁNONES
ASOCIADOS AL ACCESO DE
TERCEROS A LAS INSTALACIONES
GASISTAS A PARTIR DEL DÍA 1 DE
JULIO DE 2009**

23 de junio de 2009

INFORME 20/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS A PARTIR DEL DÍA 1 DE JULIO DE 2009

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 23 de junio de 2009, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

La Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones de acceso a terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista, estableció los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2009. Asimismo, la citada Orden determinó, en su disposición final cuarta, que el 1 de julio de 2009 se procedería a la revisión de la cuantía de los peajes y cánones, en caso de que se previeran desviaciones significativas en el saldo entre costes e ingresos del sistema gasista para el año 2009.

El día 8 de junio 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 a partir del 1 de julio de 2009, y Memoria justificativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. Dichos documentos fueron remitidos para informe del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. Se adjuntan las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo en el Anexo 2 del presente informe.

2 DESCRIPCIÓN DE CAMBIOS INTRODUCIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

La propuesta de Orden introduce una variación lineal del 5% sobre todos los términos de facturación de los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/3802/2008, con la excepción de los términos variables de los peajes de regasificación que se reducen entre el 4,3% y el 4,8%. Se indica que podría haber una errata en la variación del término fijo de conducción del peaje 1.2 (disminuye un 6,2%), y en la variación del término variable de conducción del peaje 2.6 (aumenta un 3,6%), teniendo en cuenta que los términos fijos y variables del resto de peajes de transporte y distribución aumentan un 5% (véase Cuadro 1). Para evaluar la suficiencia de los peajes de la propuesta de Orden se ha considerado, en el presente informe, un incremento del 5% sobre los peajes establecidos en la Orden ITC/3802/2008, tanto para el término fijo del peaje 1.2 como para el término variable del peaje 2.6.

Cuadro 1. Variaciones de los peajes y cánones de la propuesta de Orden sobre los establecidos en la Orden ITC/3802/2008.

	Orden ITC/3862/2008			Propuesta OM Julio 2009			% variación propuesta OM Julio 2009 sobre Orden ITC/3862/2008		
Regasificación									
	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo	Término fijo	Término variable
Peaje de regasificación	1,434800		0,0085	1,506500		0,0089	5,0%		4,7%
Peaje de descarga de buques									
Barcelona		11.300	0,0023	11.865	0,0024	5,0%	5,0%	4,3%	
Huelva		22.600	0,0045	23.730	0,0047	5,0%	5,0%	4,4%	
Cartagena		22.600	0,0045	23.730	0,0047	5,0%	5,0%	4,4%	
Sagunto		22.600	0,0045	23.730	0,0047	5,0%	5,0%	4,4%	
Mugardos		11.300	0,0023	11.865	0,0024	5,0%	5,0%	4,3%	
Bilbao		11.300	0,0023	11.865	0,0024	5,0%	5,0%	4,3%	
Peaje de carga de cisternas	2,107500		0,0124	2,212900		0,0130	5,0%		4,8%
Canon de almacenamiento GNL			Término variable Tv c€/MWh/día 2,576			Término variable Tv c€/MWh/día 2,705			Término variable 5,01%
Peaje de trasvase de GNL a buques		Término fijo €operación 139.223	Término variable c€/kWh 0,1230500		Término fijo €operación 146.184	Término variable c€/kWh 0,129203		Término fijo 5,0%	Término variable 5,0%
Almacenamiento Subterráneo									
	Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (Tv): c€/kWh		Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (Tv): c€/kWh		Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (Tv): c€/kWh	
		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción
Canon de almacenamiento subterráneo	0,040300	0,023920	0,012880	0,042320	0,025120	0,013520	5,01%	5,02%	4,97%
Transporte y Distribución									
1. Término Reserva de Capacidad	Término fijo Tfj c€/kWh/día/mes 0,7936			Término fijo Tfj c€/kWh/día/mes 0,8333			Término fijo 5,00%		
2. Término de Conducción	Término fijo Tfj c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfj €/consumidor/mes	Término variable Tvij c€/kWh	Término fijo Tfj c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfj €/consumidor/mes	Término variable Tvij c€/kWh	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable
Peaje 1 (P>60 bar)									
1.1	2,5287		0,0619	2,6551		0,0650	5,0%		5,0%
1.2	2,5291		0,0499	2,3721		0,0524	-6,2%		5,0%
1.3	2,0968		0,0450	2,2016		0,0473	5,0%		5,1%
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)									
2.1	18,5154		0,1415	19,4412		0,1486	5,0%		5,0%
2.2	5,0254		0,1129	5,2767		0,1185	5,0%		5,0%
2.3	3,2904		0,0914	3,4549		0,0960	5,0%		5,0%
2.4	3,0153		0,0820	3,1661		0,0861	5,0%		5,0%
2.5	2,7720		0,0729	2,9106		0,0755	5,0%		3,6%
2.6	2,5498		0,0624	2,6773		0,0655	5,0%		5,0%
Peaje 2 bis (P<=4 bar)									
2.1 bis (2)	19,1500		0,1462	20,1100		0,1535	5,0%		5,0%
2.2 bis	7,6000		0,1708	7,9800		0,1793	5,0%		5,0%
2.3 bis	5,7700		0,1605	6,0600		0,1685	5,0%		5,0%
2.4 bis	4,4600		0,1213	4,6800		0,1274	4,9%		5,0%
2.5 bis	5,0300		0,1302	5,2800		0,1367	5,0%		5,0%
2.6 bis	4,7700		0,1166	5,0100		0,1224	5,0%		5,0%
Peaje 3 (P<= 4 bar)									
3.1		2,12	2,4816		2,23	2,6057		5,2%	
3.2		4,75	1,8585		4,99	1,9514		5,1%	
3.3		39,69	1,1445		41,67	1,2017		5,0%	
3.4		59,25	0,9174		62,21	0,9633		5,0%	
3.5	4,3357		0,1123	4,5525		0,1179	5,0%		5,0%

Fuente: Orden ITC/3802/2008 y propuesta de Orden

Nota: en sombreado los términos de los peajes que se consideran con erratas.

Asimismo, en la propuesta de Orden se incrementan los peajes de transporte y distribución interrumpibles un 5%, que de acuerdo con la Orden ITC/3802/2008, son aplicables a partir del 1 de octubre de 2009.

Cuadro 2. Peajes de transporte y distribución interrumpibles. Propuesta de Orden vs Orden ITC/3802/2008.

		Orden ITC/3862/2008			Propuesta OM Julio 2009			% variación propuesta OM Julio 2009 sobre Orden ITC/3862/2008		
TIPO A		Reserva Capacidad (c€/kWh/día /mes)	Término Fijo (c€/kWh/mes)	Término variable Tvij (c€/kWh)	Reserva Capacidad (c€/kWh/día /mes)	Término Fijo (c€/kWh/mes)	Término variable Tvij (c€/kWh)	Reserva Capacidad	Término Fijo	Término variable Tvij
P > 60 bar	4.1	0,7936	0,316089	0,103887	0,833300	0,331894	0,109082	5,0%	5,0%	5,0%
	4.2	0,7936	0,282387	0,083665	0,833300	0,296506	0,087848	5,0%	5,0%	5,0%
	4.3	0,7936	0,262104	0,075338	0,833300	0,275209	0,079105	5,0%	5,0%	5,0%
	4.4	0,7936	0,411306	0,153254	0,833300	0,431871	0,160917	5,0%	5,0%	5,0%
4 < P ≤ 60 bar	4.5	0,7936	0,376912	0,137393	0,833300	0,395757	0,144263	5,0%	5,0%	5,0%
	4.6	0,7936	0,346500	0,120343	0,833300	0,363825	0,126360	5,0%	5,0%	5,0%
	4.7	0,7936	0,318731	0,104482	0,833300	0,334667	0,109706	5,0%	5,0%	5,0%

TIPO B		Reserva Capacidad (€/kWh/día /mes)	Término Fijo (€/kWh/mes)	Término variable Tvij (€/kWh)	Reserva Capacidad (€/kWh/día /mes)	Término Fijo (€/kWh/mes)	Término variable Tvij (€/kWh)	Reserva Capacidad	Término Fijo	Término variable Tvij
P > 60 bar	4.1	0,7936	0,252871	0,071647	0,833300	0,265515	0,075229	5,0%	5,0%	5,0%
	4.2	0,7936	0,225910	0,057700	0,833300	0,237205	0,060585	5,0%	5,0%	5,0%
	4.3	0,7936	0,209683	0,051970	0,833300	0,220167	0,054555	5,0%	5,0%	5,0%
	4.4	0,7936	0,329045	0,105692	0,833300	0,345497	0,110977	5,0%	5,0%	5,0%
4 < P ≤ 60 bar	4.5	0,7936	0,301529	0,094745	0,833300	0,316606	0,099492	5,0%	5,0%	5,0%
	4.6	0,7936	0,277200	0,082995	0,833300	0,291060	0,087145	5,0%	5,0%	5,0%
	4.7	0,7936	0,254985	0,072057	0,833300	0,267734	0,075660	5,0%	5,0%	5,0%

Fuente: Orden ITC/3802/2008 y propuesta de Orden

Por otra parte, la propuesta de Orden mantiene los valores de los coeficientes aplicables a los peajes de tránsito internacional y los de los contratos de corto plazo de la propuesta de Orden.

Finalmente, la propuesta de Orden define un nuevo peaje aplicable a la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto a partir del 1 de julio de 2009, si bien tendrá valor nulo:

- Conexiones internacionales de Larrau e Irún: 0 cent€/kWh
- Conexiones internacional de Badajoz: 0 cent€/kWh
- Conexiones internacional de Tuy: 0 cent€/kWh
- Conexiones internacional GME: 0 cent€/kWh
- Conexiones internacional MEDGAZ: 0 cent€/kWh

Según se señala en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el objetivo de la introducción de dicho peaje es el de incentivar, en un futuro, una ubicación adecuada de las entradas de gas al sistema, de forma análoga a los peajes de descarga de buques en las plantas de regasificación.

3 IMPACTO DE LOS PRECIOS DE LA PROPUESTA SOBRE LOS INGRESOS DEL SISTEMA

La propuesta de Orden justifica la actualización de peajes y cánones para ajustarlos a la evolución de la demanda de gas natural observada durante los primeros meses del año 2009.

En el presente informe se analiza, en primer lugar, la previsión de demanda para 2009 incluida en la propuesta de Orden, si bien es susceptible de un elevado grado de incertidumbre. En segundo lugar, se analiza la suficiencia de ingresos con las variaciones de los peajes y cánones de la propuesta de Orden, según la previsión de demanda incluida. La previsión de demanda de gas natural destinada al sector eléctrico de la propuesta de Orden (aportada por el Gestor Técnico del Sistema) se compara con la aportada por el Operador del Sistema Eléctrico, introduciendo una estimación de referencia más negativa sobre la evolución de la demanda, acorde con un ejercicio

de cobertura de la demanda eléctrica (dicha información mostraría una estimación en el intervalo inferior sobre la evolución de la demanda). En el Anexo 1 se incluye una previsión de ingresos acorde con estimaciones más detalladas de las distintas variables de facturación que las de la propuesta de Orden. Se incluye dicha previsión a efectos indicativos debido a la elevada incertidumbre sobre la previsión de la demanda en 2009, si bien se considera que por prudencia tarifaria se debería tener en cuenta para la revisión de peajes y cánones en la segunda parte de 2009.

En el presente informe no se incluyen propuestas de carácter metodológico sobre los criterios de asignación utilizados para determinar los peajes y cánones, remitiéndose al respecto a lo indicado en el Informe 37/2008 de la CNE y en la "Propuesta de la CNE de revisión anual 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". Se considera que la propuesta incluida únicamente debe revisar los términos de facturación de los peajes y cánones de acuerdo con la previsión de disminución de la demanda, a efectos de mitigar su impacto sobre el déficit de actividades reguladas del sistema.

Análisis de la previsión de la demanda

En el Cuadro 3 se comparan las previsiones de demanda de gas natural para 2009, previstos por en diciembre de 2008 y en junio de 2009, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden.

Cuadro 3. Demanda de gas natural prevista para 2009.

Demanda Transportada (GWh)				
	2008 REAL	2009		Tasa de variación Previsión actualizada 2009 vs 2008 REAL
		Previsión diciembre	Previsión actualizada	
<i>Convencional</i>	261.921	283.218	252.285	-3,7%
<i>Sector Eléctrico</i>	187.468	195.267	164.665	-12,2%
Total	449.389	478.485	416.951	-7,2%

Fuente: Propuesta de Orden.

Se observa que las previsiones de demanda de la propuesta de Orden reduce para 2009 la demanda convencional en un 3,7% sobre la registrada en 2008. Respecto a la información disponible sobre la demanda de gas natural convencional, cabe señalar que, la tasa de variación anual sobre la media móvil de 12 meses, calculada a mayo de 2009, es el -6,3%, y la tasa acumulada de variación en el periodo enero-mayo es el -10,1% sobre el mismo periodo del año anterior. La previsión de la demanda convencional de la propuesta de Orden sería consistente con un aumento, para los 8 últimos meses del año, del 1,7%

Asimismo, en la propuesta de Orden se estaría considerando una reducción de la demanda de gas destinada al sector eléctrico del 12,2%, sobre la registrada en 2008. Sobre la información disponible, la tasa de variación acumulada al mes de mayo del 2009 respecto al mismo periodo de 2008, muestra una caída significativa del 26,9%, aunque la tasa de variación sobre la media móvil

de doce meses registrada en el mes de mayo de 2009 muestra una tendencia de caída más suave, del 3,2%.

En conjunto, según la propuesta de Orden se estima que la demanda de gas natural disminuirá un 7,2% en 2009 sobre la demanda transportada en 2008.

Cabe señalar que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, la demanda de gas natural destinada a la generación de electricidad prevista por el Gestor Técnico del Sistema Gasista (GTS) asciende a 164.665 GWh, lo que equivaldría a una producción eléctrica de, aproximadamente, 87.272¹ GWh, cifra superior en un 41% a la previsión de producción de los ciclos combinados realizada en Mayo de 2009 por el Operador del Sistema Eléctrico para 2009 (64.460 GWh)².

La demanda prevista para el año 2009 resultante de considerar la previsión de la demanda convencional incluida en la propuesta de Orden y la previsión de la demanda de gas destinada al sector eléctrico implícita en la previsión de generación eléctrica realizada por el Operador del Sistema Eléctrico (OS) ascendería a 379.239 GWh, lo que supone una disminución cercana al 16% respecto de la demanda registrada en 2008.

La discrepancia entre las previsiones del OS y del GTS, es el resultado, en parte, de la elevada incertidumbre sobre la evolución de la demanda energética, y de gas natural, en particular, en relación con la caída de la demanda eléctrica derivada de la situación económica actual, lo que fue señalado por esta Comisión en sus informes 37/2008 y “Propuesta de revisión anual 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”. Análogamente dicha discrepancia entre las previsiones de ambos gestores se debe a que la información proporcionada por el OS se corresponde con un escenario de cobertura de la demanda eléctrica, no directamente con el resultado de la previsión más probable para 2009.

En la actualidad existe un alto grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural en la segunda parte de 2009, justificado tanto por la caída de la actividad económica, como por la evolución de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica, que depende, a su vez del escenario de hidraulicidad que finalmente se produzca, de los precios relativos del gas y del carbón, de la evolución de la cotización internacional de los derechos de emisión del CO₂, y de la energía aportada por las instalaciones de régimen especial. Todos ellos son factores que explican la falta de certidumbre en la previsión de cierre de la demanda de gas natural en 2009.

En el Cuadro 4 se resume la demanda prevista para el ejercicio 2009 desagregada por grupos tarifarios, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden. Se estima que la caída del consumo prevista para 2009, se descompone en un incremento del 3,7% de la demanda de los consumidores conectados a presión menor de 4 bares (Grupo 3) y una reducción comprendida entre el 7,5% y el 11,5% para el resto de grupos tarifarios, correspondiéndose la mayor caída con el grupo tarifario en el que concentra la demanda destinada a la generación eléctrica (Grupo 1).

¹ Considerando un factor de eficiencia del 53% en la producción eléctrica en ciclos combinados.

² De acuerdo al documento de Previsión de cobertura de la demanda 2009-2013 remitido en mayo de 2009 a esta Comisión para la elaboración del informe marco 2009.

Cuadro 4. Demanda prevista para 2009 por grupos tarifarios.

Demanda (MWh)				
	2008 REAL	2009		Tasa de variación Previsión actualizada 2009 vs 2008 REAL
		Previsión diciembre	Previsión actualizada	
Grupo 1	185.800.401	193.400.610	164.514.532	-11,5%
Grupo 2	156.444.181	163.973.876	144.041.147	-7,9%
Grupo 2 bis	4.642.468	4.865.849	4.274.354	-7,9%
Grupo 3	62.545.663	70.604.245	64.844.945	3,7%
Materia Prima	5.066.525	4.685.617	4.685.617	-7,5%
Grupo 4 (Interrumpible)	27.801.455	29.709.341	25.143.513	-9,6%
Total	442.300.693	467.239.538	407.504.107	-7,9%
Suministro GNL Directo a cliente final	8.427.885	10.365.127	9.446.801	12,1%
Total	450.728.578	477.604.665	416.950.909	-7,5%

Fuente: Propuesta de Orden.

Análisis de la suficiencia de ingresos con los peajes y cánones de la propuesta de Orden

En el Cuadro 5 se compara la previsión de ingresos para 2009, aplicando los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/3802/2008, para la demanda estimada en diciembre de 2008 y para la previsión de demanda actualizada en la propuesta de Orden.

Se observa que, la revisión de la demanda prevista para 2009 en la propuesta de Orden, respecto a la considerada en diciembre de 2008, supone una reducción de los ingresos de las actividades de regasificación y de transporte y distribución del 4,4%, un aumento del 508% de los ingresos derivados del tránsito internacional, del 67% de los ingresos por subastas y del 126% de las penalizaciones.

Cuadro 5. Escenario de ingresos previstos para 2009. Facturación a los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/3802/2008.

	Miles de €		Diferencias : Previsión actualizada vs previsión diciembre	
	Previsión diciembre	Previsión actualizada	Miles de €	%
(A). Actividad de Regasificación	359.980	344.050	- 15.930	-4,4%
<i>Peaje de descarga de buques</i>	19.350	13.410	- 5.940	-30,7%
<i>Peaje de carga en sistemas</i>	9.980	9.520	- 460	-4,6%
<i>Peaje de regasificación</i>	268.440	249.840	- 18.600	-6,9%
<i>Almacenamiento GNL</i>	60.210	71.280	11.070	18,4%
<i>Trasvase de GNL a buques</i>	2.000		- 2.000	
(B). Almacenamiento Subterráneo	140.690	140.690	-	0,0%
(C). Transporte y Distribución	2.322.370	2.222.110	- 100.260	-4,3%
<i>Reserva de Capacidad</i>	164.920	162.850	- 2.070	-1,3%
<i>Término de conducción</i>	2.157.450	2.059.260	- 98.190	-4,6%
(D). Otros Ingresos	11.300	23.260	11.960	105,8%
<i>Peajes de Transito Internacional</i>	2.260	13.740	11.480	508,0%
<i>Ingresos subastas</i>	4.520	7.520	3.000	66,4%
<i>Penalizaciones</i>	4.520	2.000	- 2.520	126,0%
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	2.834.340	2.730.110	- 104.230	-3,7%
(B). Costes de actividades reguladas	2.834.340	2.834.340		
(E) - (B)	-	- 104.230		

Fuente: Propuesta de Orden.

Teniendo en cuenta los costes de las actividades reguladas, determinados en diciembre de 2008³, se observa que el déficit de las actividades reguladas previsto para el ejercicio 2009, en términos anuales, resultante de considerar los precios de la Orden ITC/3802/2008 ascendería a 104 Millones de €. En consecuencia, sería necesario un incremento en términos anuales del 3,8% para compensar el desvío registrado en la demanda.

³ La propuesta de Orden objeto del presente informe, no actualiza el escenario de costes.

Teniendo en cuenta que los nuevos peajes se aplicarían únicamente desde el 1 de julio de 2009, el incremento necesario para garantizar la suficiencia de ingresos debería ser un 7,6%, aumento superior al 5% considerado en la propuesta de Orden. En consecuencia, esta Comisión considera que los peajes y cánones incluidos en la propuesta de Orden reducen de forma significativa, pero no eliminan, el déficit de las actividades reguladas previsto para 2009, de acuerdo con las propias previsiones de demanda incluidas en la propuesta de Orden. Por prudencia tarifaria se considera que los peajes y cánones deberían ser elevados de forma consistente, a efectos de evitar déficit tarifario.

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se aporta información suficiente sobre el resto de variables de facturación (únicamente se incluye la demanda), afectadas, también, por la desaceleración de la actividad económica y energética, lo que permitiría valorar más adecuadamente la suficiencia de los peajes y cánones propuestos. En el Anexo 1 del presente informe se incluye una actualización de las previsiones de demanda e ingresos para el ejercicio 2009, teniendo en cuenta la estimación del impacto de la situación económica sobre la demanda de gas, capacidades contratadas, el nº de clientes y el resto de variables de facturación de los términos fijos de los peajes y cánones. Dicha estimación refleja previsiones más negativas que las de la propuesta de Orden. De hecho muestra una previsión de déficit de actividades reguladas superior al de la propuesta de Orden. En consecuencia, si bien se subraya, una vez más, la incertidumbre existente sobre el cierre de demanda en 2009, lo que afecta a la definición de cuál es la estimación más probable, por prudencia tarifaria se considera que los peajes y cánones deberían ser elevados al menos el 7,6%, en coherencia con la cifra de déficit tarifario estimada en la propuesta de Orden.

Además de la previsión detallada incluida en el Anexo 1 del presente informe que muestra una estimación superior del déficit de 2009, cabe señalar que en el caso de considerar la previsión de la demanda de gas natural cuyo destino es el sector eléctrico, realizada por el OS en mayo de 2009 a efectos del informe marco de la demanda, en lugar del GTS incluido en la propuesta de Orden, el déficit de actividades reguladas ascendería a 34 Millones de € más que en la propuesta de Orden, siendo necesario un aumento de los peajes y cánones coherentes con dicho escenario de demanda, para obtener la suficiencia de ingresos del 10%.

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre la futura evolución de las variables de facturación de los peajes y cánones, se considera razonable la aplicación de variaciones homotéticas en todos los peajes y cánones de la propuesta de Orden.

No obstante lo anterior, se insiste en la necesidad, manifestada por esta Comisión en sucesivos informes de establecer una metodología de asignación de costes a los peajes y cánones. Se considera que las revisiones de peajes y cánones con periodicidad inferior al año deberían estar previstas, en su caso, en la propia metodología, es decir, se deberían contemplar los supuestos en los que es aconsejable realizar revisiones adicionales a las previstas con carácter general.

Al respecto, cabe señalar que el déficit previsto para el ejercicio 2009 en la propuesta de Orden es un 50% inferior al registrado en el año 2007 (-216 Millones de € según la liquidación 14/2007) y un 11% inferior al registrado en el año 2008 (-124 Millones de €), años en los que no se realizó revisión de los peajes y cánones.

4 PEAJE APLICABLE POR LA INTRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR LAS CONEXIONES INTERNACIONALES POR GASODUCTO

En relación con el nuevo peaje aplicable a la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto de la propuesta de Orden, esta Comisión señala, con carácter

general, que la Orden ITC/3802/2008 establecía que el 1 de julio de 2009 se procedería a la revisión de la cuantía de los peajes y cánones establecidos en dicha Orden, en caso de que se previeran desviaciones significativas en el saldo entre costes e ingresos del sistema gasista. Sin embargo:

- 1) El peaje de conexión internacional por gasoducto de la propuesta de Orden no está incluido en la estructura de peajes que establece el RD 949/2001. Esta Comisión considera que la modificación de la estructura de peajes debiera incorporarse en norma de rango superior, aspecto éste manifestado en sucesivos informes de la CNE. Con la estructura propuesta y sin justificación, en el momento actual, se introduce incertidumbre, sin suponer ningún ingreso adicional para el sistema.
- 2) El sistema de peajes y cánones depende, en gran medida, del modelo logístico considerado. En este momento está en proceso de revisión el Capítulo II del Real Decreto 949/2001, en el que se introduce una clara separación entre los puntos de entrada y los puntos de suministro del gas en lo que se refiere a los procesos de contratación de acceso y de asignación de capacidad en dichos puntos. Esta Comisión indicó en su Informe 12/2009 que sería conveniente mantener la estructura de peajes y cánones vigentes hasta que no esté claramente definido el nuevo modelo logístico del sistema gasista.
- 3) Actualmente las señales de localización en la red de transporte se articulan, únicamente, mediante un peaje de descarga de buques, diferenciado por planta de regasificación, esto es, sólo se proporcionan para el GNL. La propuesta de Orden amplía las señales de localización a todas las entradas al sistema, mediante la introducción de un nuevo peaje. Lo que implica que se estarían proporcionando señales de localización a través de dos peajes diferentes, no pudiendo garantizarse la coherencia entre las señales reflejadas en ambos peajes.

En este sentido, se debe tener en cuenta que si se considera que uno de los objetivos de los peajes y cánones debe ser el de proporcionar señales de localización a las entradas de gas, GN o GNL, sería más adecuado proporcionar dichas señales únicamente a través del peaje de entrada a la red de transporte, eliminándose las señales establecidas en el peaje de descarga, en lugar de establecer un nuevo peaje en el sistema aplicable únicamente a las entradas de GN.

- 4) Adicionalmente, cabe señalar que superponer al actual peaje de tránsito (actualmente peaje por distancia) un peaje por entrada por conexión internacional puede tener varios efectos:
 - a) No está claro si aplica a la entrada para consumo dentro de España o también para los flujos de gas en tránsito. En cualquiera de los casos, si aplicara a toda la entrada de gas, podría interpretarse como un “*pancaking*” que gravaría el GN frente al GNL, o ser percibido para gravar el tránsito frente al consumo nacional.
 - b) A su vez, en un momento, en el que se está desarrollando el procedimiento de *Open Season* para la asignación de la capacidad en la interconexión con Francia a partir de 2013 (Septiembre 2009), ejercicio que requiere que se establezca un rango de tarifas o una metodología para que los que reservan capacidad y se comprometen financieramente puedan hacer sus estimaciones de negocio, podría no ser adecuado dar señales que permitan colegir que la metodología tarifaria se cambia de forma apresurada o continua, sin justificación o consenso.

En consecuencia, se propone la supresión del nuevo peaje de entrada por conexiones internacionales

5 CONSIDERACIONES FINALES

Primera. Existe una elevada incertidumbre sobre la cuantía y composición de la caída esperada en la demanda de gas natural en 2009 y, en consecuencia, sobre su impacto en los ingresos del sistema gasista. Se considera que los peajes y cánones incluidos en la propuesta de Orden reducen de forma significativa, pero no eliminan, el déficit de las actividades reguladas previsto para 2009. Según las previsiones de demanda de la propuesta de Orden, los peajes y cánones deberían aumentar un mínimo de 7,6% en lugar del 5% de la propuesta, para que éstos sean suficientes y no se registre déficit de actividades reguladas. Por prudencia tarifaria se considera necesario aumentar los peajes y cánones de gas natural para no incurrir en déficit de actividades reguladas.

Las previsiones de demanda e ingresos de la propuesta de Orden son comparadas con las previsiones del Operador de Sistema Eléctrico para la demanda de gas natural destinada al sector eléctrico, enviadas a la CNE para el informe marco. Según dicha previsión, el déficit de actividades reguladas aumentaría en 34 Millones de €, al previsto en la propuesta de Orden, con los peajes y cánones vigentes. La propuesta de Orden únicamente revisa la demanda de gas natural, no así el resto de variables de facturación de los peajes y cánones. Se añade una previsión detallada del cierre de 2009, incluyendo hipótesis sobre la evolución del resto de variables de facturación.

Segunda.- Se insiste una vez más, en la necesidad, manifestada por esta Comisión en sucesivos informes, de establecer una metodología de asignación de costes para establecer los peajes y cánones. Se considera que las revisiones de peajes y cánones con periodicidad inferior al año deberían estar previstas, en su caso, en la propia metodología. Es decir, se deberían contemplar los supuestos en los que es aconsejable realizar revisiones adicionales a las previstas con carácter general. Sobre comentarios de carácter metodológico, esta Comisión se remite a lo indicado en el Informe 37/2008 de la CNE y en la “Propuesta de la CNE de revisión anual 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”.

Tercero.- En relación con el nuevo peaje aplicable a la introducción de gas mediante gasoducto, esta Comisión considera que no es adecuada la introducción de un nuevo peaje en una Orden destinada únicamente a ajustar los valores de los peajes y cánones a la caída de la demanda de gas natural, e introduce incertidumbre a los agentes sin afectar a los ingresos del sistema en 2009. En consecuencia se propone la supresión del nuevo peaje de entrada por conexiones internacionales de la propuesta de Orden.

ANEXO 1. Previsión de los ingresos del sistema gasista para 2009: estimación de las variables de facturación

La actualización del escenario presentado a continuación, tiene en cuenta el impacto de la situación económica sobre la demanda de gas, capacidades contratadas, el nº de clientes y el resto de variables de facturación de los términos fijos de los peajes y cánones. En particular, se han tenido en cuenta las siguientes hipótesis:

- Se ha ajustado la capacidad contratada y el número de clientes según la última información disponible, resultando una reducción del caudal contratado por los consumidores acogidos al grupo 1 del 11% sobre los considerados por la CNE en noviembre de 2008.
- Entre enero y mayo de 2009 se han reducido las entradas de gas por el gasoducto del Magreb en un 31% y las entradas por Larrau en un 27%, lo que implicaría que la reducción de las cantidades de GNL a descargar en las plantas podrían ser inferiores que las reducciones experimentadas por la demanda de gas.
- Se ha ajustado el caudal contratado en las plantas de regasificación a los valores registrados durante el periodo comprendido entre octubre de 2008 y marzo de 2009 (último mes disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas en el momento de elaboración del presente informe).
- Durante los primeros meses del año 2009, la eliminación de la franquicia de 5 días del canon de almacenamiento de GNL ha tenido un impacto menor que el esperado, por lo que se prevé un incremento del gas almacenado en las plantas de regasificación sobre el inicialmente considerado.

En el Cuadro 6 se comparan las previsiones de las variables de facturación para 2009 consideradas en diciembre de 2008 y las resultantes de la actualización. Cabe señalar que las previsiones de consumo por grupo tarifario presentadas, coinciden con las previsiones de la propuesta de Orden, dado que ambas tienen en cuenta la información proporcionada por el GTS.

Cuadro 6. Previsión de demanda y variables de facturación para el ejercicio 2009 según hipótesis del Anexo 1.

Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2009								
	Previsión diciembre				Previsión actualizada			
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados			Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados		
Regasificación	1.399.055	324.206			1.185.422	287.379		
	Nº de buques	GWh descargados de buques			Nº de buques	GWh descargados de buques		
Descarga de buques	479	339.225			479	300.334		
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas			Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas		
Carga en cisternas	37.896	13.643			31.835	11.461		
	Volumen de gas almacenado (GWh)				Volumen de gas almacenado (GWh)			
Almacenamiento de GNL	7.229				8.660			
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados/Extraídos			Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados/Extraídos		
Almacenamiento de GN	28.069	29.537			28.069	29.537		
Demanda (MWh)								
	Previsión diciembre				Previsión actualizada			
	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)
<i>Grupo 1</i>	193.400.610	96	939.157.991	56,4%	164.514.532	95	837.703.191	53,8%
<i>Grupo 2</i>	168.839.725	4.801	675.919.191	68,4%	148.315.501	4.801	660.206.067	61,5%
<i>Grupo 3</i>	70.604.245	7.073.305	523.370.769	37,0%	64.844.945	6.950.385	523.370.769	33,9%
<i>Materia Prima</i>	4.685.617	2	19.500.000	65,8%	4.685.617	2	17.753.918	72,3%
<i>Grupo 4 (Interrumpible)</i>	29.709.341	14	172.387.000	47,2%	25.143.513	14	172.387.000	40,0%
Total	467.239.537	7.078.218	2.330.334.952	54,9%	407.504.107	6.955.297	2.211.420.945	50,5%

Fuente: CNE

En el Cuadro 7 se resumen los ingresos regulados correspondientes al escenario considerado, aplicando los peajes y cánones considerados en la propuesta de Orden y los establecidos en la Orden ITC/3802/2008.

Cuadro 7. Ingresos regulados previstos para el ejercicio 2009 realizando un ajuste de todas las variables de facturación.

Facturación					
Miles de €			Diferencias : Propuesta 2009 vs Orden ITC/3862/2008		
Orden ITC/3862/2008		Propuesta 2009	Miles de €	%	
(A). Actividad de Regasificación		337.990	354.756	16.765	5,0%
<i>Peaje de descarga de buques</i>	18.569	19.436	868	4,7%	
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	9.472	9.944	471	5,0%	
<i>Peaje de regasificación</i>	228.528	239.877	11.349	5,0%	
<i>Almacenamiento GNL</i>	81.421	85.498	4.077	5,0%	
<i>Trasvase de GNL a buques</i>					
(B). Almacenamiento Subterráneo		141.204	148.349	7.144	5,1%
(C). Transporte y Distribución		2.137.755	2.244.381	106.626	5,0%
<i>Reserva de Capacidad</i>	123.545	129.725	6.180	5,0%	
<i>Término de conducción</i>	2.014.211	2.114.656	100.446	5,0%	
(D). Otros Ingresos		7.522	7.522	-	0,0%
<i>Peajes de Transito Internacional</i>					
<i>Ingresos subastas</i>	7.522	7.522	-	0,0%	
<i>Penalizaciones</i>					
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)		2.624.472	2.755.008	130.536	5,0%
(B). Costes de actividades reguladas		2.834.340	2.834.340		
(E) - (B)		- 209.868	- 79.332		

Fuente: Propuesta de Orden, GTS y CNE.

Se observa que, de acuerdo con las hipótesis anteriormente especificadas, el déficit de las actividades reguladas estimado para 2009 -si no se revisaran los peajes y cánones en el segundo semestre de 2009-, ascendería a 209 Millones de €, esto es, unos 100 Millones de € superior al déficit de la propuesta de Orden.

No obstante lo anterior, se debe tener en cuenta que la diferencia de ingresos con la propuesta de Orden, es consecuencia de las distintas previsiones e hipótesis utilizadas en el cálculo de la

facturación correspondiente al año 2009, tal y como se ha señalado en el Informe 37/2008 de esta Comisión.

Teniendo en cuenta la elevada incertidumbre en las previsiones de demanda y composición de la misma, según las hipótesis anteriores, el déficit de las actividades reguladas para 2009, resultante de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden, podría elevarse en términos anuales, en 79 Millones de € (unos 158 Millones en términos semestrales).

ANEXO 2. ALEGACIONES MIEMBROS CONSEJO CONSULTIVO HIDROCARBUROS