



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 1/2002 SOBRE PROPUESTA DE ORDEN
POR LA QUE SE ESTABLECEN LAS TARIFAS DE
GAS NATURAL Y GASES MANUFACTURADOS
POR CANALIZACIÓN**

7 febrero 2002

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN

2. ANTECEDENTES

3. ESCENARIO TARIFARIO DE INGRESOS Y COSTES REGULADOS PARA EL 2002

- 3.1. Suficiencia de Ingresos para retribuir las actividades reguladas**
- 3.2. Consistencia entre pagos por los mismos servicios de Acceso de Terceros a las instalaciones gasistas por clientes a mercado regulado y a mercado liberalizado**
- 3.3. Criterios de asignación de costes para establecer tarifas de venta, peajes y cánones**

4. ANÁLISIS DE LAS NUEVAS TARIFAS DE VENTA

- 4.1. Principales cambios introducidos en tarifas de venta**
- 4.2. Análisis de las variaciones tarifarias propuestas respecto al sistema tarifario vigente**

5. COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE ORDEN

- 5.1. Apartado segundo.-Tarifa media**
- 5.2. Apartado Tercero.- Coste de la materia prima**
- 5.3. Apartado Cuarto.- Precio de Cesión**
- 5.4. Apartado Quinto.- Actualización de las tarifas**
- 5.5. Apartado sexto.- Cuantificación de las tarifas**
- 5.6. Apartado octavo.- Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía**
- 5.7. Apartado décimo.- Facturación aplicable a las liquidaciones**
- 5.8. Apartado duodécimo.- Facturación de periodos con variación de precios**
- 5.9. Apartado decimotercero.- Suministros de gas natural licuado**
- 5.10. Apartado decimocuarto.- Alquiler de contadores**
- 5.11. Apartado decimosexto.- Unidades de facturación y medida**
- 5.12. Apartado decimoséptimo.- Contratos anteriores**
- 5.13. Anexo: Precios de las tarifas de suministro de gas**

CONCLUSIONES

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 de 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 7 de febrero de 2002, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico en su artículo 8.1, cuarta, sustituido por el punto 1 del apartado tercero de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, confiere a la Comisión Nacional de Energía la función de participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas.

El día 21 de enero de 2002 se recibió en la Comisión Nacional de Energía la Propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

Dicha Propuesta de Orden vino acompañada de Memoria de las Ordenes “Propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización”, “Propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista” y “Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de a terceros a las instalaciones gasistas” que fue complementada con otra información solicitada al Ministerio de Economía y remitida a esta Comisión el día 25 de enero de 2002.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió para discutir la Propuesta de Orden el día 4 de febrero de 2002. Las alegaciones recibidas de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos se anexan en el presente informe.

El informe se articula de la siguiente forma. En el epígrafe 2 se describen los antecedentes a dicha Propuesta de Orden. En el epígrafe 3 se resumen los principales aspectos del escenario tarifario presentado por el Ministerio para el 2002. En el epígrafe 4 se analizan las variaciones en las facturaciones de los distintos consumidores de gas natural por la aplicación de las tarifas de la Propuesta de Orden. En el epígrafe 5 se presentan comentarios de esta Comisión al articulado de la Propuesta de Orden. Por último, se recogen las conclusiones del presente informe.

2. ANTECEDENTES

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, en su artículo 8, determina que el Gobierno, mediante Real Decreto, aprobará en el plazo de seis meses, un sistema económico integrado del sector gas natural, que modifique el sistema actual de cálculo de las tarifas industriales de gas natural basado en energías alternativas por un sistema basado en costes.

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 y las estructuras de tarifas de venta de gas natural y de peajes y cánones.

En el artículo 25.3 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 equitativamente los costes imputables a cada tipo de suministro en función del nivel de presión, nivel de consumo y factor de carga.
- Incentivar el consumo eficiente de gas natural.
- No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

La Propuesta de Orden de la que se realiza el siguiente informe presenta los valores de las correspondientes tarifas de venta, según las directrices y estructura tarifaria del RD 949/2001.

Dichos valores de tarifas de venta, junto con los peajes y cánones de la correspondiente Propuesta de Orden, se obtienen de asignar entre los distintos suministros los costes de las diferentes actividades reguladas. Los niveles retributivos se derivan de la Propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, y no son objeto de análisis en el presente informe.

3. ESCENARIO TARIFARIO DE INGRESOS Y COSTES REGULADOS PARA EL 2002

3.1. Suficiencia de Ingresos para retribuir las actividades reguladas

La Ley del Sector de Hidrocarburos en su artículo 91 establece que con cargo a las tarifas, los peajes y cánones que se determinen por el Gobierno y a los precios abonados por los clientes cualificados, en su caso, serán retribuidas las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos.

En consecuencia se entiende que, en tanto los consumidores tengan la posibilidad de acogerse bien al régimen de tarifa de venta o bien al mercado liberalizado, la discusión acerca de los precios de gas natural, debe ser una discusión centrada en dos cuestiones.

Por una parte, es preciso determinar cuál es el coste reconocido a las distintas actividades reguladas, y por otra, qué ingresos, por aplicación de las tarifas de venta, peajes y cánones de las respectivas propuestas de Ordenes, se espera obtener de los consumidores que vayan a acogerse al régimen de tarifa de venta o al excluido del mismo, para valorar la recuperación de los costes regulados.

Por tanto, se hace necesario, para valorar la Propuesta de Orden que se somete a informe tener en cuenta, además de las tarifas de venta que presenta dicha propuesta, los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, que introduce la correspondiente Propuesta de Orden, en la medida en que la facturación resultante de aplicar dichos precios regulados a ambos colectivos de clientes deberá permitir recuperar todos los costes previstos para el 2002 de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución, Comisión Nacional de Energía, Gestor Técnico del Sistema, además de la gestión de compra-venta, suministro a tarifa y coste de la materia prima de los clientes a tarifa.

Los niveles retributivos para las actividades reguladas obtenidos de la Propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, son los valores de los que se parte para determinar las tarifas, peajes y cánones propuestos para el año 2002. No obstante, como se ha indicado anteriormente, estos niveles retributivos no son objeto de análisis en el presente informe.

La previsión de las variables de facturación, tales como el consumo, el caudal, etc., de cada grupo tarifario, así como la estimación de los clientes con capacidad de elección que acudirán al mercado liberalizado efectivamente, son dos elementos de incertidumbre implícitos en todo ejercicio tarifario.

En particular, el Ministerio supone el escenario de consumo de gas natural para el año 2002 que se recoge en el siguiente cuadro. El consumo total de gas natural asciende a 237.246 GWh, cifra inferior a la estimada en el Informe Marco de la CNE como escenario más probable para el 2002 (254.098 GWh), en el que se estimaba el consumo por la entrada de las nuevas centrales de ciclo combinado durante el 2002. Si bien, no es posible validar el consumo de las nuevas centrales de ciclo combinado con los datos aportados por el Ministerio, el consumo total se aproxima a lo señalado en el Informe Marco.

La participación efectiva de los consumidores en el mercado liberalizado estimada por el Ministerio para el año 2002, es del 61% del total del consumo de gas natural.

Previsión de demanda y composición entre el mercado regulado y liberalizado. Año 2002

Escenario de Demanda 2002		
	Consumo (MWh)	% s/Total Consumo
<i>Mercado Regulado</i>	91.424.916	39%
<i>Mercado Libre</i>	145.821.391	61%
Total	237.246.307	100%

Fuente: Memoria de la Propuesta de OM.

En el siguiente cuadro se presenta el escenario tarifario de ingresos y costes regulados previstos por el Ministerio para el 2002, desglosado entre mercado regulado y mercado liberalizado, extraído de la información que acompaña la Propuesta de Orden.

Dicha asignación para el mercado liberalizado se corresponde con la facturación de los correspondientes peajes y cánones de la propuesta. La diferencia entre el coste reconocido por el Ministerio para el 2002 y lo recuperado por facturar peajes y cánones propuestos a los clientes en el mercado liberalizado, es la asignación realizada, de cada concepto de coste, a los clientes a tarifa de venta.

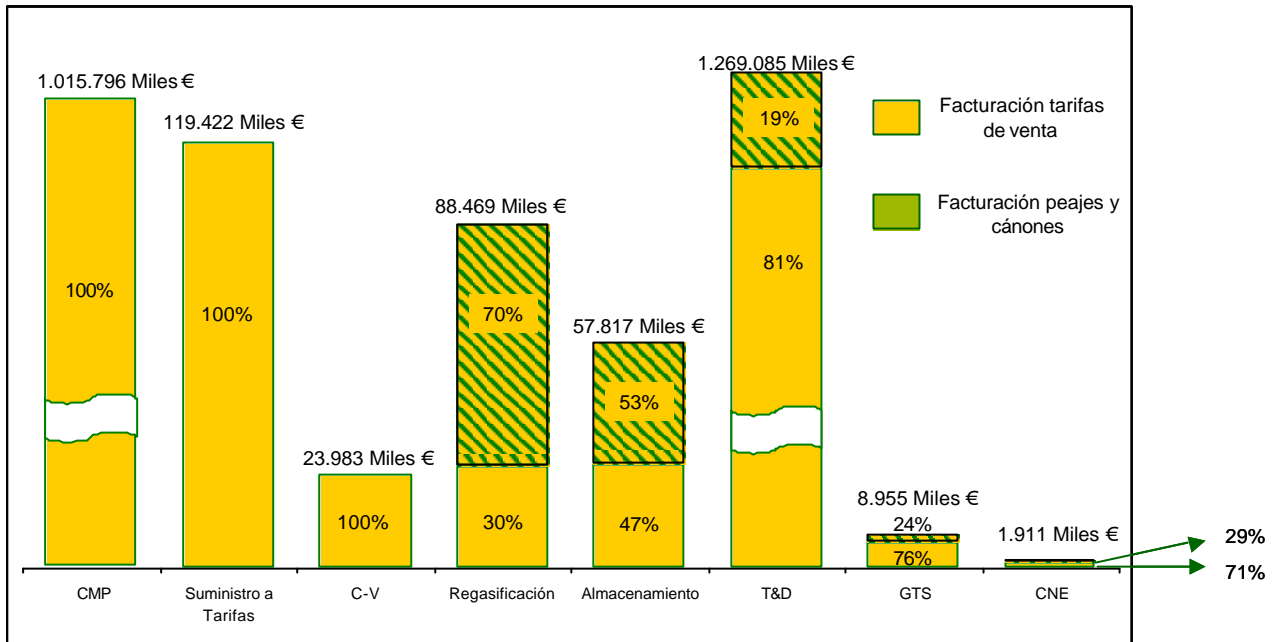
Cabe destacar, según las previsiones del Ministerio para el 2002 sobre el consumo y desglose del mismo por grupos tarifarios, que las tarifas, peajes y cánones contenidos en las respectivas propuestas de Ordenes **son suficientes** para recuperar los niveles retributivos establecidos por el Ministerio para el 2002 para las diferentes actividades reguladas.

COSTES REGULADOS E INGRESOS POR CÁNONES, PEAJES Y TARIFAS DE VENTA. AÑO 2002 (MILES €).

	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO
Regasificación <i>cent€/kWh regasificado</i>	88.469	62.159 <i>0,0605</i>	26.310 <i>0,0611</i>
Almacenamiento GN <i>cent€/kWh inyectado</i>	57.817	30.886 <i>0,2952</i>	26.931 <i>0,1967</i>
Almacenamiento GNL	0	0	0
T&D <i>cent€/kWh distribuido</i>	1.269.085	242.913 <i>0,1666</i>	1.026.172 <i>1,1224</i>
Suministro a tarifa <i>cent€/kWh distribuido</i>	119.422		119.422 <i>0,1306</i>
Gestión de Compra-Venta <i>cent€/kWh distribuido</i>	23.983		23.983 <i>0,0262</i>
Gestor Técnico del Sistema <i>Regasificación</i> <i>Almacenamiento</i> <i>T&D</i>	8.955	2.134 395 196 1.543	6.821
CNE <i>Regasificación</i> <i>Almacenamiento</i> <i>T&D</i>	1.911	562 104 52 406	1.349
CMP <i>cent€/kWh distribuido</i>	1.015.796		1.015.796 <i>1,1111</i>
TOTAL	2.585.438	338.654	2.246.784

Fuentes: Elaboración propia a partir de los datos de la Memoria y Propuesta OM

ASIGNACIÓN COSTES REGULADOS ENTRE FACTURACIÓN POR TARIFAS DE VENTA Y FACTURACIÓN POR PEAJES Y CÁNONES.



Fuentes: Elaboración propia a partir de los datos de la Memoria y Propuesta OM

La coherencia de las estructuras de tarifas de venta y de peajes de transporte y distribución, junto con la aplicación de una metodología explícita de cálculo tarifario son dos elementos que, en opinión de esta Comisión, darían transparencia para determinar los peajes, cánones y tarifas de venta, permitiendo, por tanto, que los informes sobre propuestas de tarifas se realicen con menores incertidumbres.

En este sentido, cabe destacar, por una parte, que el RD 949/2001 establece, en general, dos sistemas de precios para las tarifas de venta y para los peajes de transporte y distribución que son coherentes entre sí, (en función de la presión y del tramo del consumo) aunque, por otra parte, no se hacen explícitos en las correspondientes propuestas de Ordenes los criterios utilizados para asignar cada concepto de coste y establecer los precios regulados.

3.2. Consistencia entre pagos por los mismos servicios de Acceso de Terceros a las instalaciones gasistas por clientes a mercado regulado y a mercado liberalizado

El artículo 25.3 del RD 949/2001 señala que la determinación de las tarifas, los peajes y cánones debe responder en su conjunto a cumplir el objetivo de no producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

La consistencia entre los sistemas de precios regulados de clientes acogidos al régimen de tarifas y al de mercado supone, imputar los mismos pagos por los mismos servicios (regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y costes institucionales) a ambos tipos de clientes, independientemente del régimen al que están acogidos.

Por ello, con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, se ha efectuado el escenario de elegibilidad plena, facturando a todos los consumidores de gas natural como si estuvieran a mercado, para analizar si con los peajes y cánones se recuperan todos los costes del sector.

MERCADO REGULADO FACTURADO COMO SI ESTUVIERA EN EL MERCADO LIBERALIZADO

Miles de €

	Coste asignado en tarifa de venta (1) (A)	Ingresos por peajes y cánones (B)	Diferencia (B)-(A)
Regasificación	26.519	28.842	2.323
Almacenamiento	27.145	47.823	20.678
T+D (2)	1.034.340	1.015.244	-19.096
TOTAL	1.088.005	1.091.909	3.904

(1) Incluye cuota del GTS y tasa de la CNE.

(2) Clientes pertenecientes al grupo 3 e interrumpibles no facturados por término fijo ni por término de capacidad por falta de información sobre su caudal contratado.

Fuentes: Elaboración propia a partir de los datos de la Memoria y Propuesta OM

Como se puede observar en el cuadro anterior, al facturar a los clientes a tarifa previstos para el 2002 según los peajes y cánones de la correspondiente Propuesta de Orden, se obtendrían mayores ingresos para financiar los costes asignados a estos clientes en tarifa de venta en cuanto a regasificación, almacenamiento, tasa de la Comisión Nacional de Energía y cuota del Gestor Técnico del Sistema.

Se concluye, por tanto, que en las tarifas de venta de la Propuesta de Orden se están imputando en menor medida los costes de regasificación, almacenamiento e institucionales que en los peajes y cánones correspondientes.

Por otra parte, en cuanto al coste de transporte y distribución asignado a los clientes del mercado regulado, es importante señalar que no se ha podido imputar el peaje de reserva de capacidad a los consumidores interrumpibles ni a los consumidores del grupo 3, ni tampoco el término de caudal del peaje de conducción a los clientes interrumpibles por falta de información del caudal a facturar de dichos clientes. Información, por otra parte, que será necesaria para facturar a dichos clientes si acuden al mercado.

Por tanto, la no imputación de dicho coste hace que la facturación por el peaje de transporte y distribución de los clientes en el mercado regulado sea inferior al coste de transporte y distribución asignando a dichos clientes. Se considera fundamental disponer de la información necesaria que permita imputar el peaje de reserva de capacidad y caudal contratado de dichos clientes del mercado regulado, para analizar la consistencia o no de los peajes de transporte y distribución imputados en las correspondientes tarifas de venta.

3.3. Criterios de asignación de costes para establecer tarifas de venta, peajes y cánones

Otros objetivos en la determinación de las tarifas, peajes y cánones 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 parte, incentivar a los consumidores un uso eficaz para fomentar una mejor utilización del sistema gasista.

La Propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista especifica los criterios utilizados para establecer las retribuciones de las actividades reguladas definidas en el RD 949/2001. Sin embargo, en las correspondientes propuestas de Ordenes de tarifa de venta y de peajes y cánones, respectivamente, no se hace explícita la metodología de asignación de cada concepto de coste aplicada para establecer las nuevas tarifas, peajes y cánones.

Por tanto, dado que no se definen explícitamente los criterios utilizados para asignar cada concepto de coste en la Propuesta de Orden, ni se aporta información al respecto, no es posible analizar si los nuevos precios regulados son el resultado de realizar una asignación equitativa de costes y si incentivan el consumo eficiente de gas natural, esto es, si en definitiva cada precio regulado refleja los costes en los que su suministro hace incurrir al sistema.

Esta Comisión considera que, en aras de proporcionar estabilidad regulatoria y dar transparencia al sistema gasista, es necesario elaborar una metodología de asignación de costes para establecer tarifas, peajes y cánones de forma global y que se corresponda con los objetivos señalados por el RD 949/2001.

4. ANÁLISIS DE LAS NUEVAS TARIFAS DE VENTA

4.1. Principales cambios introducidos en tarifas de venta

La Propuesta de Orden presenta las correspondientes tarifas de gas natural y gases manufacturados de la nueva estructura del RD 949/2001, cuyos aspectos más importantes son los siguientes:

- Sustitución de tarifas por usos doméstico-comerciales e industriales por tarifas de venta por niveles de presión y volumen de consumo. En la nueva estructura de tarifas de venta se mantiene una tarifa por uso industrial interrumpible.
- Se definen los términos de facturación de las tarifas de venta. Estos son un término fijo en función del caudal a facturar, o en el caso de las tarifas del grupo 3 un pago fijo por cliente, y un término variable por consumo excepto en el caso de la tarifa interrumpible, donde se establece un único término de facturación variable por consumo.
- Se establece un sistema para facturar el caudal que penaliza los excesos de caudal medido sobre el contratado. Dicho sistema no se aplica a las tarifas del Grupo 3 ni a las del Grupo 4 (tarifa interrumpible) debido a que a estos clientes no se les factura por caudal contratado sino únicamente por el consumo.
- Se define el precio de cesión de gas natural a pagar a un transportista por otro transportista o distribuidor, así como el precio cesión por la venta de gas natural licuado de los transportistas a los distribuidores para su suministro desde una planta satélite que suministre a varios consumidores,

y que excluirá el coste de transporte desde el punto de carga de la cisterna hasta su destino, que será por cuenta del distribuidor.

- Se establece un sistema de tarifas basadas en los costes, se especifican los costes que deben incluir las tarifas de venta, así como los objetivos generales para determinar dichos precios regulados conjuntamente con los peajes y cánones.

La Propuesta de Orden establece los precios de las quince tarifas de venta de la nueva estructura de tarifas del RD 949/2001. Asimismo, añade ciertos aspectos en la nueva estructura tarifaria que no fueron contemplados en el mismo RD 949/2001. En particular:

- Se establece un término fijo por cliente en las tarifas 2.1 y 2.2 además de los términos por caudal contratado y consumo que estableció el RD 949/2001 (Anexo 1 de la Propuesta de Orden).
- Se liberaliza el suministro de GNL a clientes industriales con Planta Satélite propia (apartado decimotercero de la Propuesta de Orden).
- Se permite a los consumidores industriales conectados a presión inferior o igual a 4 bar con un consumo anual superior a 200 MWh/año que puedan solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar (apartado decimoséptimo punto 3).
- Se definen condiciones de tamaño para contratar a tarifa interrumpible. En particular, el consumo debe ser superior a 8,6 GWh/año o 26 MWh/día y su presión de diseño debe ser igual o superior a 4 bar. La Orden de 30 de septiembre de 1999 establecía las condiciones anteriores para poder contratar a tarifa interrumpible en 11,63 GWh/año o 34,89 MWh/día.

4.2. Análisis de las variaciones tarifarias propuestas respecto al sistema vigente

La Propuesta de Orden, de acuerdo con el R.D. 949/2001, abandona la definición de tarifas por usos y la diferente formación de precios utilizada hasta ahora en ambos mercados (industrial y doméstico-comercial).

En dicha Propuesta de Orden se especifica que el procedimiento para determinar las tarifas de venta de todos los consumidores acogidos al régimen de tarifa se establecerá conjuntamente y en función de los costes del suministro. De esta forma se abandona un sistema de tarifas industriales basado en energías alternativas para los consumidores industriales y se establece, para todo el mercado regulado, un método basado en costes, similar al de tarifas doméstico-comerciales vigentes.

Analizando la información proporcionada por el Ministerio, se observa que la tarifa media de la Propuesta de Orden es un 4,1% inferior que la facturación media obtenida con las tarifas vigentes.

El cambio de estructura de tarifas, dificulta un análisis específico de las variaciones que la Propuesta de Orden introduce en los distintos grupos tarifarios del RD 949/2001, según las previsiones de las correspondientes variables de facturación para el 2002, debido a que no hay una relación directa entre el uso (industrial o doméstico-comercial) y el rango de presión al que esté conectado y tamaño del consumo. En este sentido, hubiera sido necesario disponer de la información de facturación a tarifas vigentes de los distintos suministros desglosados según la estructura tarifaria del RD 949/2001.

Dado que no es posible analizar las variaciones en las facturaciones de los distintos suministros que introduce la Propuesta de Orden, para todo el mercado

regulado previsto para el 2002, se realiza una comparación de facturaciones para distintos consumidores tipo, representativos de cada grupo tarifario, a las tarifas vigentes y a las tarifas de la Propuesta de Orden.

Comparación de las Tarifas Vigentes con la Propuesta de O.M. para consumidores medios por grupos de la Estructura Tarifaria Vigente

Tarifa Vigente	Tamaño Medio (kWh)	Tarifas Vigentes		Propuesta Tarifas		% variación Propuesta sobre Vigentes
		Facturación (€)	Precio Medio (Cent €/kWh)	Facturación (€)	Precio Medio (Cent €/kWh)	
Doméstico						
D1	2.326	126	5,425	120	5,178	-4,5%
D2	8.710	371	4,263	349	4,003	-6,1%
D3	519.863	12.812	2,464	12.197	2,346	-4,8%
Comercial						
C1	14.080	643	4,568	525	3,730	-18,3%
C2	54.495	2.265	4,156	1.816	3,332	-19,8%
C3	532.898	14.351	2,693	12.485	2,343	-13,0%
Industrial (P < 60 bares)						
Firme	3.879.419	58.132	1,498	56.500	1,456	-2,8%
Interrumpible	162.712.656	2.336.504	1,436	2.284.648	1,404	-2,2%
Industrial (P > 60 bares)						
Firme	3.879.419	58.132	1,498	53.754	1,386	-7,5%
Interrumpible	162.712.656	2.336.504	1,436	2.190.763	1,346	-6,2%
Materia Prima (*)	3.197.260.000	39.086.504	1,223	43.047.909	1,346	10,1%

Variación Tarifa Media propuesta O.M. Sobre Facturación media a Tarifas Vigentes -4,1%

Fuentes: Elaboración propia a partir de los datos de la Memoria y de la Propuesta OM.

(*) En la propuesta de tarifas no existe un precio de materia prima, por lo que se aplica el precio del suministro interrumpible del Grupo 1

Según esta comparación de consumidores tipo¹, cabe destacar que la introducción de las tarifas de la Propuesta de Orden supone caídas generalizadas en las facturaciones de aquellos suministros analizados, excepto en el caso de clientes acogidos a tarifa de materia prima, para quienes la eliminación de dicha tarifa y su facturación a la tarifa más reducida de la Propuesta de Orden (la tarifa interrumpible para clientes conectados a más de 60 bar) supone un aumento del 10% en su facturación.

¹ Se seleccionan como consumidores tipo aquellos con consumo medio y caudal medio diario por grupo tarifario de la estructura vigente

Por otra parte, son los clientes acogidos a tarifas comerciales (C1, C2 y C3) los que registrarían mayores caídas en su facturación al aplicar los precios de la Propuesta de Orden.

Es importante señalar que el RD 949/2001 establece un sistema de penalización en la facturación por los desvíos en el caudal contratado (cuando el caudal medido supere en más de 105% y en menos del 85% el caudal contratado) que puede suponer un aumento importante en la facturación de los suministros de gas natural en el caso de que se sobrepase los límites establecidos en dicho RD. Este aumento en la facturación se trasladará en las liquidaciones de las actividades reguladas sujetas a liquidación.

5. COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE ORDEN

5.1. Apartado segundo.-Tarifa media

El artículo 26.2 R.D. 949/2001 establece que las tarifas aplicables a los suministros de gas natural se determinarán según un sistema basado en costes. La Propuesta de Orden define, en su apartado segundo, la tarifa media de gas natural como la relación entre los costes necesarios para el suministro de gas natural destinado a mercado a tarifas y la demanda prevista en dicho mercado de gas natural.

Esta fórmula global para establecer todas las tarifas de venta es análoga a la del precio de referencia que se ha utilizado hasta ahora para establecer las tarifas de venta de los consumidores doméstico-comerciales.

El artículo 26.2 del RD 949/2001 especifica los costes que deberán recoger las tarifas aplicables a los suministros de gas natural. En particular, el coste de la materia prima, los costes de gestión de compra-venta de gas de los transportistas

para el suministro de gas a las compañías distribuidoras para su venta a los mercados a tarifa, los costes de la actividad de los distribuidores para el suministro de gas imputables a cada una de las tarifas, los costes de conducción, que incluirán los costes medios de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento imputables a la misma, así como las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

En el apartado segundo, punto 1, de la Propuesta de Orden en la descripción de los costes necesarios para el suministro de gas que incluye la tarifa media no se especifican el coste medio de almacenamiento ni los desvíos, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

Por tanto se propone incluir en dicho apartado de la Propuesta de Orden:

- *El coste medio de almacenamiento*
- *Los desvíos, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.*

5.2. Apartado Tercero.- Coste de la materia prima

La Propuesta de Orden establece una fórmula de cálculo del coste de la materia prima (CMP) en función del valor del precio del Brent, cuya valoración no ha sido posible debido a la falta de información de los contratos de aprovisionamiento a mercado regulado.

Se añaden, respecto a la fórmula de CMP de la Orden de 12 de febrero de 2001 las cotizaciones CIF del gasóleo 0,2, del fuelóleo con un contenido máximo del 1% de azufre y del fuelóleo con un contenido máximo del 3,5% de azufre en el mercado ARA.

Respecto a dicha fórmula, se considera, en primer lugar, que se debería especificar el valor (alto, medio o bajo) de las cotizaciones del Brent y de los combustibles alternativos que configuran la fórmula del CMP.

En segundo lugar, esta Comisión al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo, opina que la referencia en el CMP al Arabian Light Breakeven es inusual y de difícil seguimiento, por lo que salvo que esta referencia esté muy ligada en los contratos de gas, sería aconsejable incluir una alternativa más habitual (Brent Dated), en el sector de los hidrocarburos líquidos.

En tercer lugar, en la información proporcionada por el Ministerio, para el cálculo del CMP, aparece un *fee* de gestión de aprovisionamientos en el mercado regulado cuya incorporación debería estar descontada en la retribución por compra-venta. No se dispone de la información necesaria para valorar si dicho *fee* no está ya incluido en la retribución por compra-venta.

Por último, se considera que hay una errata en el escalón de CMP c). En particular, donde la Propuesta de Orden dice “*si precio de brent =<20 \$/barril*”, debe decir, “*si precio de brent >ó =20 \$/barril*”.

5.3. Apartado Cuarto.- Precio de Cesión

Análogamente a lo indicado en el epígrafe 5.1. sobre la tarifa media, el precio de cesión debería incluir el coste medio de almacenamiento, por lo que se propone la siguiente redacción en el punto 1 de dicho apartado.

*El precio de cesión incluye el coste de la materia prima destinado al mercado a tarifas, los costes de gestión de compra-venta de gas natural de los transportistas destinado al mercado a tarifas, el coste medio de regasificación y el **coste medio de almacenamiento.***

5.4. Apartado Quinto.- Actualización de las tarifas

La Propuesta de Orden establece un sistema de *pass-through*, esto es, un sistema para trasladar las variaciones en el coste de la materia prima a las tarifas de venta en función de un *cap*, superior o inferior, del 2%. Dicho sistema para trasladar las posibles variaciones de CMP a las tarifas se realiza con carácter trimestral.

En el sistema vigente, los precios de los consumidores industriales se actualizan mensualmente de los precios de los combustibles alternativos. Análogamente, los precios de los consumidores doméstico-comerciales se actualizan trimestralmente si la variación producida en el CMP, cuya ponderación en el precio de referencia está entre el 37%-32%, supone una variación, positiva o negativa, del precio de referencia en un 2%.

Dada la globalidad en el sistema para fijar tarifas de venta, tanto de consumidores industriales como de doméstico-comerciales, esta Comisión, al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo, considera que el *cap*, superior e inferior, del 2% para modificar trimestralmente las tarifas de venta se debería aplicar sobre el CMP, componente que supone el 45% de la tarifa media, y no sobre la tarifa media, como parece interpretarse de la Propuesta de Orden.

Alternativamente, otros miembros del Consejo Consultivo proponen eliminar plenamente el Cap del $\pm 2\%$ y trasladar trimestralmente toda variación en el CMP a tarifas.

Estas medidas, si bien supondrían una mayor variabilidad, respecto a la situación vigente, en las tarifas de los consumidores doméstico-comerciales, permitirían trasladar, si bien con menor frecuencia (trimestral en lugar de mensualmente), las

variaciones de precios de los combustibles alternativos a las tarifas de venta de consumidores industriales, quienes suponen el 54% del total del consumo de gas natural del mercado regulado.

Por tanto se propone la siguiente redacción en el apartado quinto, punto 2:

*El coste unitario de la materia prima (Cmp), se calculará trimestralmente, de acuerdo con la fórmula del apartado primero del punto tercero de la presente Orden en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año. La tarifa media se modificará, siempre que la variación del coste unitario de la materia prima (Cmp) **sea superior a $\pm 2\%$** .*

Asimismo, para facilitar el procedimiento de la liquidación de las actividades reguladas liquidables, esta Comisión, al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo, considera que la actualización, en su caso, de las tarifas se podría realizar con fecha primero de mes, como se viene haciendo actualmente en el mercado industrial, en lugar del tercer martes del mes correspondiente, como señala el punto 2 del apartado quinto de la Propuesta de Orden.

5.5. Apartado sexto.- Cuantificación de las tarifas

Cabe señalar que el valor establecido para la tarifa media resultante (2,4553 Céntimos €/kWh) no coincide con los valores extraídos, de la misma variable, en la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden (2,4575 Céntimos €/kWh y 2,4581 Céntimos €/kWh).

5.6. Apartado octavo.- Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía

Este precepto vendría a reproducir cuestiones ya determinadas en el artículo 19 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del

Orden Social, en el que se modifica el régimen de financiación de la Comisión Nacional de Energía y se crea la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades por la Comisión Nacional de Energía en relación con el sector eléctrico, de hidrocarburos líquidos y de hidrocarburos gaseosos. Es por ello que se estima procedente realizar las siguientes puntualizaciones:

En referencia a lo estipulado en el número 2 de este apartado hay que mencionar que el artículo 19 de la Ley 24/2001 atribuye a la Comisión Nacional de Energía la competencia para la gestión, liquidación y recaudación de dicha tasa en periodo voluntario de pago, y establece la forma y plazos que regirán el procedimiento para la liquidación de la misma.

En cumplimiento de lo dispuesto en las normas de gestión de la tasa previstas en el mencionado artículo 19 de la Ley 24/2001, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su reunión del día 17 de enero de 2002, aprobó mediante Resolución los modelos de declaración-liquidación de las tasas aplicables a la prestación de servicios y realización de actividades por la CNE en relación con el sector eléctrico y de hidrocarburos gaseosos, en los que se incluye el número de cuenta de la CNE para hacer efectivo el ingreso correspondiente. Asimismo, estos modelos normalizados han sido remitidos al Ministerio de Economía para proceder a su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Si bien resulta adecuada la inclusión de la tasa en esta Orden, dado que la misma se integra en la estructura tarifaria según el artículo 19 de la Ley 24/2001, en el que se estipula literalmente que *“la tasa por prestación de servicios y realización de actividades en el sector de hidrocarburos gaseosos tiene la consideración de coste permanente del sistema gasista, integrándose a todos los efectos en la estructura de tarifas de combustibles gaseosos, peajes y cánones”*. Debe procurarse que lo establecido en el precepto objeto del presente análisis concuerde plenamente con lo estipulado en el artículo 19 de la Ley 24/2001.

Por tanto se propone la siguiente redacción al apartado octavo:

1. *La tasa destinada a la Comisión Nacional de la Energía que deberán recaudar las empresas distribuidoras sobre la facturación de las tarifas de suministro de gas natural, será del 0,061 por 100.*
2. *Dicha tasa se ingresará por las empresas distribuidoras de gas, en la forma y plazos establecidos en el artículo 19 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.*

5.7. Apartado décimo.- Facturación aplicable a las liquidaciones.

En el primer párrafo del número 2, se reproduce literalmente lo previsto en el artículo 38.3 del Real Decreto 949/2001, en el que se estipula que “el Ministerio de Economía, directamente o a través de la Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar las condiciones de facturación de los mismos”. No obstante, se debe tener en cuenta que la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la función de inspección de oficio de las condiciones económicas y actuaciones de los sujetos en cuanto puedan afectar a la aplicación de las tarifas, precios y criterios de remuneración de las actividades energéticas. Es por ello, que deberían suprimirse los términos “directamente” y “a través” del citado párrafo.

Por tanto, se propone la siguiente redacción al número 2 del apartado décimo:

2. *El Ministerio de Economía o la Comisión Nacional de Energía podrán inspeccionar las condiciones de la facturación de las tarifas. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá a estos efectos establecer*

planes anuales o semestrales de inspección de las condiciones de facturación de suministros concretos.

Como resultado de estas actuaciones, el Ministerio de Economía podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

5.8. Apartado duodécimo.- Facturación de periodos con variación de precios

Esta Comisión, al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo opina que para aquellos consumidores con equipos de medición diaria, se deberían calcular las facturaciones de periodos con variación de precios no de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de los precios que hayan regido durante el periodo, sino de acuerdo con las medidas reales. En este sentido, se propone añadir al final en dicho apartado: *salvo en el caso de aquellos suministros con equipos de medición diaria donde la facturación se realizará de acuerdo con dichas medidas.*

5.9. Apartado decimotercero.- Suministros de gas natural licuado

Debido a la eliminación de la estructura de tarifas vigente por el RD 949/2001, los consumidores acogidos a la tarifa de planta satélite, según la Orden de 30 de septiembre de 1999, por no estar conectados a la red de distribución, no están contemplados en ninguno de los grupos tarifarios establecidos en el RD 949/2001.

La Propuesta de Orden señala que dichos suministros quedan liberalizados, lo que supone dejar a estos consumidores sin una tarifa regulada, a diferencia del resto de consumidores.

La Comisión opina que, mientras se permita a los consumidores la opción de mantenerse en el mercado regulado, se podría establecer como precio de referencia para los suministros de GNL con Planta Satélite propia, el precio de cesión de los distribuidores con plantas terminales de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL añadiendo la tasa de la CNE y la cuota del GTS.

5.10. Apartado decimocuarto.- Alquiler de contadores

Si bien el apartado decimocuarto señala que las tarifas de alquiler de los contadores de gas se actualizarán simultáneamente con la revisión anual de la tarifa media, es, en la presente Propuesta de Orden, la primera vez que se determina la tarifa media, por lo que no está suficientemente soportado cuáles son las tarifas de alquiler de contadores acordes con la presente Propuesta de Orden.

Esta Comisión considera que, bien en la presente Propuesta de Orden o bien en otra análoga, se deberían determinar los precios de alquiler de los contadores (en euros) a aplicar una vez que entre en vigor la presente Propuesta de Orden.

5.11. Apartado decimosexto.- Unidades de facturación y medida

Respecto al citado apartado de la Propuesta de Orden, se podría añadir la periodicidad en remitir la información relativa a los coeficientes aplicados a los clientes en las distintas zonas geográficas. Asimismo, esta Comisión, al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, considera que dichos coeficientes deberían ser establecidos por el propio GTS en lugar de las empresas suministradoras.

Se propone, por tanto, la siguiente redacción en el punto 2 del citado apartado de la Propuesta de Orden:

A estos efectos el GTS deberá comunicar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía y a las empresas suministradoras, los coeficientes aplicados a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos.

5.12. Apartado decimoséptimo.- Contratos Anteriores

En el punto 3 del citado apartado, se contempla la posibilidad, que no establecía el RD 949/2001, a que los consumidores industriales conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar con un consumo anual superior a 200 MWh/año puedan solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar, y que en el caso de que esta solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes a dicha presión en su zona, el consumidor podrá solicitar la aplicación de la tarifa para consumidores conectados a presión entre 4 y 60 bar (tarifas Grupo 2.) correspondiente a su consumo.

La Comisión considera, de acuerdo con el artículo 25.3 del RD 949/2001, que las tarifas deben reflejar los costes que los suministros hacen incurrir al sistema, y que, por tanto, se debe facturar a todos los consumidores según el nivel de presión al que estén conectados y no dejar de imputarles parte del coste en el que su suministro incurre, de forma similar como se imputa a otros consumidores cuyo consumo anual es inferior.

No obstante, esta Comisión considera que, de aplicarse esta medida, debería indicarse el carácter transitorio de la misma en los casos de no existencia actual ni futura de red de gas superior a 4 bar para dichos clientes.

Asimismo, esta Comisión, al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo, opina que, si finalmente esta medida fuera incluida en la Orden Ministerial objeto de este informe, debería elevarse el límite de aplicación a 500 MWh/año.

5.13. Anexo: Precios de las tarifas de suministro de gas

Se considera que hay una errata en el título del cuadro tarifario. Donde dice “*Grupos 1,2 y 3.-Consumidores industriales de gas natural con carácter firme*”, debe decir “*Grupos 1,2 y 3.-Consumidores de gas natural con carácter firme*”

Así mismo, en el título de las tarifas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4., donde dice “*Tarifas Grupos 1 (4 bar \geq P)*”, debe decir, “*Tarifas Grupos 3 (4 bar \geq P)*”.

El R.D. 949/2001 establece para las tarifas 2.1 y 2.2, al igual que para el resto de tarifas a presión superior a 4 bar, un término fijo por caudal y uno variable por consumo. Sin embargo, la Propuesta de Orden añade a estos dos términos anteriores un término fijo por cliente para las tarifas 2.1 y 2.2, lo cual podría contravenir lo dispuesto en el RD 949/2001, pudiendo infringir el principio de jerarquía normativa, al modificar la estructura de tarifas a la que debe ajustarse esta Orden en desarrollo del citado RD. Por tanto, esta Comisión considera que este término por cliente no debería contemplarse en la Propuesta de Orden.

Asimismo, se considera que la facturación de los tres términos (por caudal, por energía y por cliente) complica la facturación de aquellos consumidores acogidos a dichas tarifas, los cuales representan, según la información aportada por el Ministerio, un 44% del consumo correspondiente al Grupo tarifario 2 en el 2002.

Cabe señalar, según la información que acompaña la Propuesta de Orden, que las facturaciones medias de las tarifas firmes 2.5 y 2.6 son inferiores a la

facturación media de la correspondiente tarifa interrumpible. Dicho resultado no es consistente.

Por último, respecto a las tarifas interrumpibles hay que señalar que la Propuesta de Orden presenta unas nuevas condiciones para poder acogerse a dicha tarifa respecto a lo vigente. El RD 949/2001 señala en la definición de las obligaciones de los consumidores interrumpibles que deberán disponer y mantener operativa una instalación alimentada por otra fuente de energía alternativa. Se considera que deberían regularse según la ITC correspondiente, las características de operatividad y disponibilidad de dicha instalación según la fuente alternativa.

Asimismo, se considera que si bien la obligación de tener disponible y operativa una instalación alimentada por otra fuente de energía alternativa debería suponer diseñar la tarifa de dicho consumidor especialmente en función del término variable, debido a que la variable de coste de las instalaciones depende del caudal contratado, se podría incluir un término fijo por caudal contratado (término de reserva de capacidad de peajes de transporte y distribución) sin que supusiera un aumento en la facturación media de dichos clientes. Incluir un término de facturación en función del caudal, implicaría aplicar las mismas penalizaciones, con exceso o defecto, del caudal sobre el contratado que al resto de consumidores de gas natural.

Como se indicó en el Informe de la CNE 8/2001 sobre la propuesta de RD sobre ATR, dada la especificidad e importancia de los consumidores interrumpibles (suponen el 35% del consumo total de gas natural del mercado regulado), se considera que el Ministerio debería autorizar la aplicación de estas tarifas por Resolución Ministerial.

CONCLUSIONES

En el epígrafe 5 del presente Informe se detallan los comentarios al articulado de la Propuesta de Orden.

A continuación se resumen los aspectos más significativos de este informe.

- Hay que destacar la falta de información necesaria para calcular la facturación en base a las tarifas de venta vigentes, lo que se considera necesario para poder analizar las variaciones derivadas de la Propuesta de Orden respecto a la situación vigente.
- Se observan ciertas inconsistencias entre los pagos realizados por los mismos servicios por los clientes acogidos bien al mercado liberalizado, bien al mercado regulado. De acuerdo con los datos aportados por el Ministerio de Economía, se observa que en las tarifas de venta se están imputando en menor medida, los costes de regasificación, almacenamiento e institucionales que en los de peajes y cánones correspondientes y, por tanto, no se cumple la consistencia entre ambos sistemas. No se ha podido analizar, por falta de información, la consistencia de los peajes de transporte y distribución en las tarifas de venta.
- Se considera necesaria hacer explícita la metodología utilizada para asignar los distintos costes entre los suministros, para determinar las tarifas de venta, peajes y cánones de las correspondientes propuestas. Esta Comisión opina que es preciso desarrollar una metodología global de asignación de costes para establecer tarifas, peajes y cánones.
- Con relación a las fórmulas de variación del coste de la materia prima (CMP), esta Comisión no puede opinar sobre las mismas debido a la falta

de información sobre los contratos de aprovisionamiento. Diversos miembros del Consejo Consultivo indican no entender las variaciones de los componentes que intervienen en la formulación, principalmente en el tercer tramo de la misma.

- Esta Comisión, al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo, opina que las variaciones del coste de la materia prima (CMP) superiores al $\pm 2\%$ deberían trasladarse a la tarifa media.
- Esta propuesta de OM añade los siguientes aspectos tarifarios no contemplados en el R.D. 949/2001:
 - Establecimiento de un término por cliente en las tarifas 2.1. y 2.2, lo que en opinión de esta Comisión debería ser reconsiderado.
 - Liberalización de suministro de GNL a clientes industriales con Planta Satélite propia. Esta Comisión considera necesario que se les aplique el mismo tratamiento regulatorio (posibilidad de poder acogerse a precio regulado) que al resto de consumidores.
 - Se permite a los consumidores indicados en el Apartado Decimoséptimo punto 3. de la Propuesta de OM, a solicitar su conexión a presión superior a 4 bar y que en el caso de imposibilidad física, el consumidor pueda solicitar la aplicación de las tarifas 2. correspondiente a su consumo. Esta Comisión opina, que si bien las tarifas deben reflejar los costes incurridos por los consumidores, en caso de aplicarse esta medida, debería señalarse la transitoriedad temporal de la misma para los clientes que no puedan conectarse a presión superior a 4 bar. Análogamente esta Comisión opina, al igual que algunos miembros del Consejo

Consultivo, que debería elevarse el límite de aplicación de dicha medida a 500 MWh/año.

- Se considera que la tarifa interrumpible, al igual que el resto de tarifas de venta, debería incluir un término por caudal contratado que podría ser, únicamente, equivalente al término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución.
- Esta Comisión, al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo, opina que para aquellos consumidores con equipos de medición diaria se deberían calcular las facturaciones de periodos con variación de precios no de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de los precios que hayan regido durante el periodo, sino de acuerdo con las medidas reales.
- La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos determina en su artículo 92.1 d) que las tarifas, los peajes y cánones deberán establecerse de forma que no se produzcan distorsiones entre el sistema de suministros en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

La Propuesta de Orden establece que un componente de las tarifas del mercado regulado es el coste medio de la materia prima (CMP), en cuya formulación intervienen los contratos de aprovisionamientos y de cuya información esta Comisión no dispone, no pudiendo informar sobre su contenido. De otra parte, parece concluirse de los análisis realizados en el presente informe que la imputación en los peajes y cánones de la Propuesta de Orden, del coste de regasificación, almacenamiento y financiación del GTS y de la CNE, es superior a la realizada en las tarifas de venta. Asimismo, es imposible con la información disponible por esta

Comisión, contrastar la imputación del peaje de transporte y distribución en la tarifa de venta.

En razón de lo anterior, esta Comisión no puede informar sobre el cumplimiento por la Propuesta de Orden del criterio de no distorsión entre el sistema de suministros en régimen de tarifas y el excluido del mismo, sin perjuicio de señalar la necesidad de su cumplimiento, de modo que no exista ningún tipo de discriminación para la actividad de comercialización.

ALEGACIONES

Respecto a la Propuesta de Orden Ministerial por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, se han recibido alegaciones de los siguientes sujetos del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía:

- Corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos (CORES).
- Direcció General d'Energia i Mines. Departament d'indústria, Comerç i Turisme. Generalitat de Catalunya.
- Departamento de Industria y Tecnología, Comercio, Turismo y Trabajo. Servicio de Seguridad Industrial. Gobierno de Navarra.
- Representante de los transportistas de gas: NaturGas. Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.
- Representante de las empresas distribuidoras de gas: Gas Natural sdg a través de SEDIGAS.
- Representante de las empresas comercializadoras de gas: IBERDROLA Gas a través de SEDIGAS.
- Representantes de los grandes consumidores: Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), Federación empresarial de la industria química española (FEIQUE) y Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE).
- Representante de las pequeñas y medianas empresas: Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos (ASCER).
- Representante de operadores de gases licuados del petróleo: Asociación Española de Operadores de Gases Licuados del petróleo.