



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 1/2003 SOBRE LA PROPUESTA  
DE ORDEN POR LA QUE SE  
ESTABLECEN LAS TARIFAS DE GAS  
NATURAL Y GASES MANUFACTURADOS  
POR CANALIZACIÓN Y ALQUILER DE  
CONTADORES**

10 de Enero de 2003

## ÍNDICE

### 1. INTRODUCCIÓN

### 2. ANTECEDENTES

### 3. MODIFICACIONES QUE INTRODUCE LA PROPUESTA DE ORDEN

- 3.1. Fórmula de cálculo y actualización del CMP
- 3.2. Cuota asignada al Gestor Técnico del Sistema
- 3.3. Cuantificación de las tarifas
- 3.4. Procedimiento para actualizar las tarifas de alquiler de los contadores de gas

### 4. CARENCIAS EN LA INFORMACIÓN APORTADA

- 4.1. Publicación de valores de tarifas de venta el tercer martes del mes de enero de 2003
- 4.2. Desvíos de actividades reguladas sujetas al mecanismo de liquidaciones
- 4.3. CMP para calcular la retribución del suministro a tarifa y la compra - venta de gas
- 4.4. Tarifas de alquiler de contadores
- 4.5. Demanda en el mercado regulado
- 4.6. Cuotas GTS y Tasas CNE

- 5. FALTA DE INFORMACIÓN SOBRE VALORES DE TARIFAS DE VENTA, ALQUILERES Y PRECIO DE CESIÓN**
- 6. CONTENIDOS NECESARIOS EN EL INFORME PRECEPTIVO DE LA CNE**
- 7. COMENTARIOS ESPECÍFICOS AL ARTICULADO**
- 8. CONCLUSIONES**

**ANEXO- Informe sobre la actualización del coste unitario de la materia prima y de las tarifas de venta de gas natural en julio y octubre de 2002**

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 10 de enero de 2003, ha acordado emitir el siguiente

## **INFORME**

### **1. INTRODUCCIÓN**

El día 16 de diciembre 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 y alquiler de contadores y Memoria justificativa que acompaña a dicha propuesta, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo por el procedimiento de urgencia.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió para discutir la propuesta de Orden el día 9 de enero de 2003.

### **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.

Así mismo, en los apartados 2 y 3 del artículo 26 del Real Decreto 949/2001 se describen los conceptos de coste a incluir en las tarifas de venta de gas natural. Dichos costes son, el coste de la materia prima, los costes de conducción (regasificación, transporte, distribución y almacenamiento), los costes de gestión de compra-venta de gas por los transportistas a las compañías distribuidoras para su venta a los mercados de tarifa, los costes de la actividad de los distribuidores para el suministro de gas imputables a cada una de las tarifas, la tasa de la CNE, la cuota del GTS y las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

En la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, se publicaron los valores de las correspondientes tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización, precios de cesión de gas natural para los distribuidores y tarifas de alquiler de los contadores, acordes con la nueva estructura tarifaria establecida en el RD 949/2001, así como un sistema de determinación y actualización automático de los mismos.

En el artículo 5 de la citada Orden, se establece que el coste unitario de la materia prima (CMP), se calculará trimestralmente, de acuerdo con la fórmula establecida en su artículo 3, en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año. Por otra parte, se establece que la tarifa media se modificará, siempre que la variación del CMP experimente una modificación, al alza o a la baja, superior al 2% del valor de CMP incluido en las tarifas vigentes.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 de la Orden ECO/302/2001, las Resoluciones de 10 de julio de 2002 y de 9 de octubre de 2002 hicieron públicos los valores del CMP, de las tarifas de suministro de gas natural y del precio de cesión correspondientes (véase cuadro 1). En dichas actualizaciones tarifarias se incluía, además, un sobrecoste del CMP, valorado en 0,0291 céntimos de €/kWh, a aplicar desde julio de 2002 a julio de 2003.

Este sobrecoste de CMP, que incrementaba su mera actualización trimestral, se explicaba en la Resolución de 10 de julio de 2002, por las diferencias detectadas entre el CMP, calculado de acuerdo con lo establecido en la Orden ECO/302/2002 y el valor considerado en dicha Orden (0,011111 euros/kWh), que aplicadas a los consumos del periodo de febrero de 2002 a julio de 2002, generaba unos menores ingresos para el sector de 24,3 millones de €. Esta cantidad repartida entre el consumo previsto por el Ministerio para los siguientes 12 meses – desde julio de 2002 a julio de 2003 – supondría incrementar el correspondiente CMP en 0,000291 euros/kWh.

Es importante señalar que esta Comisión no dispone de la información relativa a los consumos en los periodos febrero-abril de 2002 y abril-julio 2002 que explican el cálculo de dicho sobrecoste (véase Anexo).

En resumen, las revisiones establecidas del CMP en las Resoluciones de 10 de julio y de 9 de octubre de 2002, supusieron aumentos del CMP de un 6,47% y un

9,12%, respectivamente, lo que se trasladó a los términos variables (por energía consumida) de las tarifas de venta en la cuantía que se presenta en el siguiente cuadro.

**Cuadro 1. Variaciones del término de energía y del CMP en el año 2002**

VARIACIÓN TÉRMINO ENERGÍA			
TARIFA	Resolución 10 de julio 2002 vs Orden ECO/302/2002	Resolución 9 de octubre 2002 vs Resolución 10 de julio de 2002	Resolución 9 de octubre 2002 vs Orden ECO/302/2002
<b>Grupo 3</b>			
3.1	1,80%	2,65%	4,50%
3.2	2,18%	3,20%	5,44%
3.3	2,93%	4,26%	7,31%
3.4	3,24%	4,71%	8,10%
<b>Total GRUPO 3</b>			
<b>Grupo 2 Firme</b>			
2.1	5,52%	7,84%	13,79%
2.2	5,52%	7,85%	13,80%
2.3	5,61%	7,97%	14,02%
2.4	5,65%	8,02%	14,12%
2.5	5,69%	8,08%	14,23%
2.6	5,73%	8,13%	14,33%
<b>Total Grupo 2 Firme</b>			
<b>Grupo 2 Interruptionable</b>			
2.1	5,09%	7,27%	12,74%
2.2	5,09%	7,27%	12,74%
2.3	5,09%	7,27%	12,74%
2.4	5,09%	7,27%	12,74%
2.5	5,09%	7,27%	12,74%
2.6	5,09%	7,27%	12,74%
<b>Total Grupo 2 Interruptionable</b>			
<b>Grupo 1 Firme</b>			
1.1	5,74%	8,15%	14,35%
1.2	5,79%	8,21%	14,48%
1.3	5,79%	8,21%	14,48%
<b>Total Grupo 1 Firme</b>			
<b>Grupo 1 Interruptionable</b>			
1.1	5,31%	7,57%	13,29%
1.2	5,31%	7,57%	13,29%
1.3	5,31%	7,57%	13,29%
<b>Total Grupo 1 Interruptionable</b>			
<b>TOTAL TARIFAS</b>			

Fuentes: Orden ECO/302/2002, Resolución 10 de julio de 2002 y Resolución 9 de octubre de 2002.

La Orden del Ministerio de Economía de 28 de mayo de 2001 modifica el punto 1.4.1 del Anexo de la Orden de 30 de septiembre de 1999, y actualiza los parámetros del sistema de precios máximos de los suministros de gas natural para usos industriales, incluyendo una tarifa específica de gas natural para uso como materia prima, siendo su aplicación hasta el 31 de diciembre de 2004 según la Disposición Transitoria Única de la Orden ECO 302/2002.

La propuesta de Orden sobre la que se realiza el siguiente informe tiene por objeto determinar las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización, los precios de cesión de gas natural para los distribuidores, las tarifas de alquiler de los contadores y el sistema de determinación y actualización automático de los mismos.

Sin embargo, ni en el texto de la propuesta ni en la Memoria que acompaña a la misma se aporta información relativa a la cuantía asignada al Coste de la Materia Prima del gas natural del mercado regulado, ni de los valores de las tarifas de venta, ni de los precios de cesión aplicables ni, por último, se aporta información de la totalidad de los valores de las tarifas de alquiler de contadores.

La carencia de información básica para realizar un informe preceptivo por parte de esta Comisión sobre dicha propuesta de tarifas de venta, con el contenido y la calidad necesaria, explican que la principal conclusión vertida en el presente informe sea que el texto enviado por el Ministerio a esta Comisión es incompleto y que la falta de información relativa a los valores correspondientes a las tarifas de venta, precio de cesión y tarifas de alquileres impide realizar un análisis del contenido de la propuesta de Orden remitida por el Ministerio para su informe por parte de esta Comisión.



### **3. MODIFICACIONES QUE INTRODUCE LA PROPUESTA DE ORDEN**

#### **3.1. Fórmula de cálculo y actualización del CMP.**

Si bien la propuesta de Orden enviada a esta Comisión el día 16 de diciembre no incluye información relativa al Coste unitario de la Materia Prima, establece en su artículo 3 una nueva fórmula de cálculo de CMP, con la de indexación de los precios del crudo y productos derivados, según la estructura de aprovisionamientos de gas natural por países de origen, asignada al mercado regulado para el 2003, que se aporta en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Cabe señalar respecto a la fórmula de CMP, al igual que se señaló en el informe 1/2002 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, que no es posible una valoración de dicha fórmula por esta Comisión debido a la falta de información de los términos en los que se realizan los contratos de aprovisionamiento a mercado regulado y que justifican los nuevos valores de ponderación a los que se indexan los precios del crudo y derivados.

Se considera indispensable disponer de esta información para valorar adecuadamente las nuevas ponderaciones que explican el CMP a aplicar según los términos de la propuesta.

En el citado artículo se establece que al valor obtenido por aplicación de la fórmula presentada se añadirá la cantidad resultante de la desviación de la materia prima prevista en el apartado 2 del artículo 5 de la Orden ECO 302/2002 que se concretó en la Resolución de 10 de julio de 2002 en 0,000291 euros/kWh, hasta el total cumplimiento de la misma (julio de 2003).

En este sentido se considera necesario que el Ministerio aporte información relativa a las previsiones de consumo desde febrero 2002 a julio 2003 que sirven para su cálculo, así como la revisión de dicho sobrecoste en función del consumo real y el previsto en los doce meses – desde julio de 2002 a julio de 2003 – en los que deberá pagarse dicho sobrecoste.

#### **Cuadro 2. Fórmula de cálculo del sobrecoste**

$$\frac{(Cmp_{feb-abr} - 1,1111) * Consumo_{feb-abr} + (Cmp_{abr-jul} - 1,1111) * Consumo_{abr-jul}}{Consumo_{previsto\ jul02 - jul03}} = 0,0291c\text{€} / kWh$$

### **3.2. Cuota asignada al Gestor Técnico del Sistema**

Se modifica el porcentaje sobre la facturación de las tarifas de suministro de gas natural correspondiente al Gestor Técnico del Sistema (0,28%), respecto al valor publicado en la Orden ECO/302/2002 (0,30%).

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, la aplicación de dicha cuota sobre la parte de la tarifa de venta excepto el CMP, a los clientes en el mercado regulado permitiría recuperar 4.013 miles de €.

### **3.3. Cuantificación de las tarifas**

La propuesta de Orden en su artículo 7 establece que los precios de tarifas de venta de gas natural que entrarán en vigor el tercer martes del mes de enero de 2003 serán publicados por Resolución correspondiente, aplicando a cada una de las tarifas vigentes el coeficiente que resulte de dividir la tarifa media anual que corresponda aplicar con el CMP correspondiente entre la tarifa media vigente por la Resolución de 9 de octubre de 2002.

Esta actualización de las tarifas podría suponer la aplicación de la misma variación de la tarifa media a todas las tarifas de venta en lugar de variaciones diferenciadas a cada tarifa, en función de las variaciones de cada coste que conforma la tarifa media y la asignación de cada coste entre las distintas tarifas. Este procedimiento sería contrario al contenido del apartado 3 del artículo 25 del RD 949/2001, relativo a que la formación de las tarifas y los peajes debe perseguir la asignación, de forma equitativa, de los costes imputables a cada tipo de suministro en función del rango de presión, nivel de consumo y factor de carga, así como incentivar a los consumidores un consumo eficiente de gas natural.

#### **3.4 . Procedimiento para actualizar las tarifas de alquiler de los contadores de gas.**

En el artículo 13 de la propuesta de Orden se establece que las tarifas de alquiler de contadores de gas se actualizarán simultáneamente con la revisión anual de la tarifa media aplicando la variación porcentual de 0,75 al IPH, siendo IPH el valor definido en la Orden ECO/301/2002 y que según la información de la Memoria que acompaña a dicha propuesta, alcanzaría el valor de 1,01050 para 2003.

Los precios resultantes de aplicar dicho procedimiento de actualización no se incluyen en la propuesta de Orden de tarifas de venta. Únicamente en la información que acompaña a la propuesta de Orden y exclusivamente para aquellas tarifas de alquiler de contadores de caudal inferior a 6 m<sup>3</sup>/h se aportan dichos valores actualizados. Según lo señalado en la Memoria, para las tarifas de alquiler de contadores de caudal superior a 6 m<sup>3</sup>/h se actualiza el valor del contador, manteniéndose constante el porcentaje, si bien dichos valores no aparecen recogidos en la propuesta de Orden ni en la Memoria justificativa.

Esto supone una modificación en el procedimiento de actualización de las tarifas de alquiler de contadores, ya que hasta entonces se actualizaban

simultáneamente con la revisión anual de la tarifa media, aplicando la variación porcentual de dicha tarifa media excluyendo el Coste de la Materia Prima.

Según el contenido de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la causa de dicha modificación en el procedimiento de actualización de las tarifas de alquiler de contadores es eliminar la incertidumbre asociada al Coste de la Materia Prima y, por tanto, a la tarifa media, parámetros que son necesarios para actualizar dichas tarifas, y con el objeto de que no se repita el mismo problema en las próximas revisiones de tarifas, dado que las tarifas de alquiler de contadores serán aplicadas en el próximo periodo tarifario una vez que se establezcan los valores de las tarifas de venta y el CMP para dicho periodo.

El nuevo mecanismo de actualización de las tarifas de alquiler de contadores incluido en la propuesta de Orden, aplica el mismo tratamiento que se da a los costes unitarios de inversión, esto es, el factor de actualización es el coeficiente  $(1+0,75*IPH)$ .

Al respecto, hay que señalar la diferencia de criterios de actualización en el precio alquiler de contadores entre los sectores eléctrico y gasista, tal como se ha indicado en el Consejo Consultivo celebrado el día 9 de Enero de 2003, por parte del representante de la Comunidad Autónoma de La Rioja.

#### **4. CARENCIAS EN LA INFORMACIÓN APORTADA**

Se observan carencias, tanto en el texto de la propuesta de Orden, como en la información que acompaña a la propuesta.

#### **4.1 . Publicación de valores de tarifas de venta el tercer martes del mes de enero de 2003.**

El envío de dicha propuesta de Orden para la realización del correspondiente informe, sin incluir aquellos contenidos que son necesarios para el mismo, lleva a la consideración de que hubiera sido más útil su envío en el momento de disponer de los datos necesarios, dado que la actualización de las tarifas no se hará hasta el tercer martes de enero de 2003, según lo señalado en el artículo 5 tanto de la Orden ECO/302/2002, como en la propia propuesta de Orden.

En la información que acompaña a dicha propuesta de Orden se señala que la imposibilidad de estimar el CMP al igual que el desconocimiento del saldo final del procedimiento de liquidaciones en el momento de elaborar esta Memoria, hacen imposible la elaboración de unas tarifas, que quedan aplazadas a la publicación de una Resolución durante el mes de enero de 2003, que entrará en vigor el tercer martes del mes. Se considera que, por las razones que se indican en la Memoria, la fecha de publicación de la presente Orden debería ser justamente el tercer martes de enero, incluyendo los valores de las tarifas del nuevo periodo tarifario, evitando así la publicación de la Resolución indicada en enero de 2003.

Por otra parte, la no disponibilidad de desviaciones en las actividades reguladas sujetas al mecanismo de liquidación correspondiente a 2002 debería afectar igualmente al cálculo de los peajes y cánones que al de las tarifas de venta, sin embargo, la propuesta de Orden de peajes y cánones aporta dichos precios sin tener en cuenta los correspondientes desvíos (positivos o negativos) de la retribución de cada actividad, en su caso, afectada por dichos desvíos.

#### **4.2. Desvíos de actividades reguladas sujetas al mecanismo de liquidaciones.**

El artículo 13, de la Orden ECO 2692/2002, establece que: *“Las desviaciones que se pongan de manifiesto por la aplicación del procedimiento de liquidaciones..., serán tenidas en cuenta en el cálculo de las tarifas peajes y cánones de los dos años siguientes”*.

A estos efectos, esta Comisión, en el análisis previo de la estimación de desviaciones que debe enviar al Ministerio de Economía, ha detectado unas diferencias entre los ingresos netos liquidables y las retribuciones acreditadas, para el año 2002, de 17.483, 6 miles de €.

El análisis de si estas diferencias pueden considerarse como desvíos a los efectos del mencionado artículo 13, está siendo objeto de un informe específico de esta Comisión.

#### **4.3 . CMP para calcular la retribución del suministro a tarifa y la compra – venta de gas.**

A pesar de que la causa de que la propuesta de Orden no proporcione los valores de tarifas de venta y precio de cesión es la no disponibilidad del tipo de cambio \$/€ del mes de diciembre de 2002, que no permite el cálculo del CMP, para calcular las retribuciones tanto de la actividad de compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas, como de la actividad de suministro a tarifas, se incluye un valor estimado de CMP para 2003 de 0,012072 €/kWh, lo que parece inconsistente porque el valor de CMP calculado en la tarifa media como en el cálculo de la retribución de las citadas actividades deberían coincidir.

#### 4.4 . Tarifas de alquiler de contadores

En el artículo 13 de la propuesta de Orden se hace referencia a un Anexo con los precios de alquiler de contadores a aplicar a partir de la entrada en vigor de la presente propuesta de Orden, mientras que dicho Anexo no está recogido en el texto de la propuesta de Orden que ha sido enviada a esta Comisión.

#### 4.5 . Demanda en el mercado regulado

Como se puede observar en el siguiente cuadro, existe una diferencia apreciable entre el gas previsto para el mercado a tarifas, indicado en el artículo 6.1 de la propuesta de Orden (92.061 GWh) y la demanda recogida en la estructura de aprovisionamientos del mercado regulado, según la información que acompaña a la propuesta de Orden (80.222 GWh).

**Cuadro 3. Gas previsto en el mercado a tarifa**

CONCEPTO	TOTAL
TOTAL APROVISIONAMIENTOS MERCADO REGULADO	80.222 GWh
PREVISIONES DE MERCADO A TARIFA	92.061 GWh

Fuente: Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden

#### 4.6 . Cuotas GTS y Tasas CNE

La información que acompaña a la propuesta de Orden de retribución de actividades establece, 9.905 miles de € para el GTS y 2.348 miles de € para la CNE, según el escenario de previsión 2003.

La información que acompaña a las propuestas de Ordenes de tarifas de venta y de peajes y cánones presenta la siguiente información de coste asignado por cuota de GTS y tasa CNE por peajes – tanto a mercado regulado como liberalizado –, gestión de compra – venta y suministro a tarifas a mercado regulado.

**Cuadro 4. Cuotas Gestor Técnico del Sistema y Tasas CNE (Miles €)**

	MERCADO REGULADO + MERCADO LIBERALIZADO			MERCADO REGULADO			MERCADO LIBERALIZADO		
	CONCEPTO	CUOTA GTS	TASA CNE	CONCEPTO	CUOTA GTS	TASA CNE	CONCEPTO	CUOTA GTS	TASA CNE
Peajes	1.592.089	5.979	1.491	1.101.311	3.084	676	490.778	2.896	815
Gestión de Compra - venta	23.912	67	15	23.912	67	15			
Suministro a tarifas	122.974	344	76	122.974	344	76			
CMP	...	...	...	...	...	...			
<b>TOTAL APLICACIÓN % (A)</b>		<b>6.391</b>	<b>1.581</b>		<b>3.495</b>	<b>766</b>		<b>2.896</b>	<b>815</b>
<b>RETRIBUCIÓN ASIGNADA SEGÚN PROPUESTA DE ORDENES (B)</b>		<b>9.905</b>	<b>2.348</b>						
<b>% SOBRE CMP EN MERCADO REGULADO (B) - (A)</b>		<b>3.514</b>	<b>767</b>						

Fuente: Memoria que acompaña a las Propuestas de Orden

Por tanto, se deduce que la diferencia entre la retribución prevista en 2003 por estas instituciones y lo previsto por peajes, cánones y tarifas de venta sin CMP, debería corresponder a la cuota de GTS y tasa de la CNE aplicada a CMP, por lo que se entiende que, para el cálculo de las correspondientes retribuciones y cuota del GTS, se ha realizado una estimación del CMP.



En el siguiente cuadro se muestran las diferencias existentes entre la retribución asignada según la propuesta de Orden y la retribución resultante de la aplicación de los porcentajes de la propuesta de Orden en el mercado regulado.

**Cuadro 5. Comparación retribución asignada según la propuesta de ordenes vs aplicación porcentajes propuestas de ordenes en el mercado regulado (Miles €)**

	CUOTA GTS	TASA CNE
RETRIBUCIÓN ASIGNADA SEGÚN PROPUESTA DE ORDEN (C)	4.013	834
APLICACIÓN PORCENTAJES PROPUESTA DE ORDEN (D)	3.495	766
DIFERENCIA: (C) - (D)	518	68

Fuente: Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden

## **5. FALTA DE INFORMACIÓN SOBRE VALORES DE TARIFAS DE VENTA, ALQUILERES Y PRECIO DE CESIÓN**

Por los motivos señalados anteriormente, la propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, precio de cesión y alquiler de contadores no aporta los valores de dichos precios regulados, los cuales según la propia propuesta serán establecidos por Resolución en enero 2003 y entrarán en vigor el tercer martes del mes de Enero de 2003.

Esta Comisión opina que el contenido fundamental sobre el que se debe dirigir el informe preceptivo es, precisamente, el análisis de los valores de las tarifas de

venta y de tarifas de alquiler de contadores y que, de haber sido remitida dicha propuesta no antes del 31 de diciembre de 2002, dichos valores podrían haber sido incluidos en la propuesta enviada a esta Comisión.

Por otra parte, nuevamente, como se comentó en el informe 1/2001 de la CNE, la no disponibilidad de información acerca de los contratos de gas hace imposible realizar una valoración de los cambios introducidos en las ponderaciones incluidas en la fórmula de cálculo de Coste de la Materia Prima, coste que supone, aproximadamente el 40% de la tarifa media.

Por último, la falta de información sobre las previsiones realizadas por el Ministerio sobre los caudales diarios, los consumos y el número de clientes en cada una de las tarifas de venta que establece el RD 949/2001, hacen que esta Comisión no pueda opinar sobre la suficiencia de los peajes y cánones y sobre la no distorsión entre el régimen de tarifas y el excluido del mismo que contemplan las tarifas de venta y los peajes y cánones incluidos en sendas propuestas de Ordenes, como se explica en el siguiente epígrafe.

## **6. CONTENIDOS NECESARIOS EN EL INFORME PRECEPTIVO DE LA CNE**

A continuación se describen aquellos aspectos que se considerarían necesarios valorar en el informe preceptivo pero que, debido a la carencia de información proporcionada tanto en el texto de la propia propuesta de Orden como en la información que la acompaña, no ha sido posible analizar.

### **◆ Análisis de las variaciones tarifarias**

La importancia que tiene la determinación de las tarifas de venta sobre las decisiones de los consumidores de gas natural, máxime en un contexto de

elegibilidad plena como el que se inicia a partir del 1 de enero de 2003, lleva a solicitar, por parte de esta Comisión, que la propuesta de Orden sobre la que se realice el informe incluya la información necesaria para valorar las variaciones tarifarias que se propongan en el próximo periodo tarifario.

#### ◆ **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, 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 2003 de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución, incluyendo los desvíos

correspondientes, 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 de 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 2003, a falta del CMP en tarifas de venta de clientes en mercado regulado y de los correspondientes desvíos en la retribución de las actividades reguladas sujetas al procedimiento de liquidación.

Todo ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión. La previsión de las variables de facturación, tales como el consumo, el caudal, el número de clientes acogido a cada tarifa, peaje o canon, así como la estimación de aquellos clientes con capacidad de elección que acudirán efectivamente al mercado liberalizado son elementos de incertidumbre implícitos en todo ejercicio tarifario que, incidirán en la determinación de los valores de las tarifas de venta, peajes y cánones.

Según la información que acompaña a las propuestas de Ordenes de retribución de actividades, tarifas y peajes y cánones, el escenario de participación en el mercado de gas natural es el que se recoge en el siguiente cuadro. Cabe señalar que el consumo total de gas natural asciende a 288.206 GWh, siendo dicha cifra inferior a la estimada en el Informe Marco de la CNE como escenario inferior para el 2003 (291.822 GWh).

**Cuadro 6. Previsión de demanda y composición entre el mercado regulado y liberalizado.**

**Año 2003**

<b>Escenario demanda 2003</b>		
	<b>Consumo (GWh)</b>	<b>% s/Total Consumo</b>
Mercado Regulado	92.061	32%
Mercado Libre	196.145	68%
<b>TOTAL</b>	<b>288.206</b>	<b>100%</b>

Fuente: Memoria de la Propuesta de OM

La participación efectiva de los consumidores en el mercado liberalizado en 2003, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, se prevé el 68% del total del consumo de gas natural.

De acuerdo con dicha composición de la demanda entre mercado liberalizado y regulado, se presenta el escenario tarifario de costes regulados, excepto la parte de CMP incluido en tarifa de venta, las cuotas correspondientes y los desvíos de actividades reguladas sujetas al procedimiento de liquidación, previsto por el Ministerio para el 2003, desglosado entre mercado regulado y mercado liberalizado. Dicha información se extrae de la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes de retribución de actividades, tarifas y peajes y cánones.

Sin embargo, no ha sido posible valorar si los ingresos facturados por peajes propuestos, tanto a clientes que están en el mercado regulado como liberalizado, son suficientes para cubrir los costes de las actividades reguladas, exceptuando de las correspondientes retribuciones del CMP, suministro a tarifa y compra-venta, por no disponer de los datos de consumos, caudales y número de clientes previstos para 2003 en cada tarifa, peaje y canon. Cabe señalar que parte de la información relativa a las variables de facturación (consumo y caudal diario)

desagregadas por tarifa, peaje y canon, sí fue remitida el año pasado a esta Comisión para informar de las correspondientes propuestas de Ordenes de tarifas y de peajes y cánones a aplicar en 2002.

En particular, en la información aportada por el Ministerio no se incluyen datos de consumos, caudal y número de clientes, previstos del año 2003 desagregados por tarifas de venta y peajes y cánones, de acuerdo con las estructuras establecidas en el Real Decreto 949/2001. Este hecho impide conocer cuál es la facturación resultante de aplicar a los clientes tanto en el mercado regulado, como en el liberalizado, los peajes y cánones de la correspondiente propuesta de Orden, según el escenario previsto por el Ministerio para el 2003 y, por tanto, es imposible valorar si con los peajes y cánones establecidos por el Ministerio se recuperarían todos los costes de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución previstos para el 2003.

Cabe señalar que no se dispone de toda la información necesaria para desagregar la totalidad de costes regulados. Como se ha indicado anteriormente en el presente informe, la propuesta de Orden de tarifas de venta no proporciona información acerca del coste de la materia prima ni, en su caso, de los desvíos correspondientes en las retribuciones previstas en 2002 respecto a lo liquidado en cada una de las actividades reguladas sujetas a liquidación.

Se incluye en el siguiente cuadro y a efectos comparativos la información que fue proporcionada para informar sobre las propuestas de Ordenes de tarifas, peajes y cánones en 2002 y la remitida en 2003, referente a costes a recuperar en el mercado regulado y en el liberalizado. Se observa la carencia de información en 2003 respecto a la remitida en el año anterior respecto a la recuperación de costes en el mercado liberalizado y regulado.

**Cuadro 7. Costes regulados asignados a mercado regulado y al mercado liberalizado  
(Miles de €). Años 2002 y 2003**

	Año 2002			Año 2003			% Variación 2003 / 2002		
	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO
<b>Regasificación</b> <i>cent€/kWh regasificado</i>	88.469 <i>0,0607</i>	62.159 <i>0,0605</i>	26.310 <i>0,0611</i>	130.937 <i>0,0633</i>	...	...	48,00% <i>4,27%</i>		
<b>Almacenamiento GN</b> <i>kWh inyectado o extraído</i>	57.817	30.886 <i>0,2952</i>	26.931 <i>0,1967</i>	65.465	...	...	13,23%		
<b>Almacenamiento GNL</b> <i>m3 de GNL almacenado en exceso sobre el almacenamiento operativo</i>	...	...	...	...	...	...			
<b>Transporte y distribución</b> <i>cent€/kWh distribuido</i>	1.269.085 <i>0,5349</i>	242.913 <i>0,1666</i>	1.026.172 <i>1,1224</i>	1.395.687 <i>0,4843</i>	...	...	9,98% <i>-9,47%</i>		
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>1.415.371</b>	<b>335.958</b>	<b>1.079.413</b>	<b>1.592.089</b>	<b>490.778</b>	<b>1.101.311</b>			
<b>Suministro a tarifa</b> <i>cent€/kWh distribuido</i>	119.422		119.422 <i>0,1306</i>	122.974		122.974 <i>0,1336</i>	2,97%		2,97% <i>2,26%</i>
<b>Gestión de Compra-Venta</b> <i>cent€/kWh distribuido</i>	23.983		23.983 <i>0,0262</i>	23.912		23.912 <i>0,0260</i>	-0,30%		-0,30% <i>-0,98%</i>
<b>Gestor Técnico del Sistema</b>	8.955	2.134	6.821	9.905	2.290	4.013	10,60%	7,31%	
<b>CNE</b>	1.911	562	1.349	2.348	769	834	22,86%	36,82%	...
<b>CMP</b>	1.015.796		1.015.796	...		...			
<b>TOTAL</b>	<b>2.585.438</b>	<b>338.654</b>	<b>2.246.784</b>		<b>493.836</b>			<b>45,82%</b>	

Nota: No se incluyen desvíos

(...) No disponible

(\*) No se incluyen cuotas sobre el CMP

**◆ Criterios de asignación de costes para establecer tarifas de venta, peajes y cánones**

Otros objetivos, que deberían regir, 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.

Sin embargo, al igual que se comentó en los informes 1/2001 y 3/2001 de la CNE, no se dispone de información relativa a los criterios asignativos de cada coste

para establecer las tarifas de venta, peajes y cánones que explique las variaciones tarifarias que proponga el Ministerio.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden de peajes y cánones, la variación media de los costes regulados en términos de facturación prevista para 2003 (se excluyen CMP, suministro a tarifas y gestión de compra-venta) se estaría aplicando uniformemente a todos los peajes y cánones (-1,65%), independientemente de que las variaciones individuales de cada concepto de coste y su asignación entre los cánones, peajes y tarifas de la propuestas de Ordenes debería ser necesariamente diferente, de acuerdo con los diferentes factores de carga, consumo y caudal diario.

Así mismo, según el apartado 2 del artículo 6 de la propuesta de Orden de tarifas de venta, los precios de las tarifas de gas natural que dictará la Resolución correspondiente en enero de 2003, aplicará a cada una de las tarifas vigentes el coeficiente que resulte de dividir la tarifa media anual correspondiente a los valores a que hace referencia el punto 1 del artículo 2 de la presente Orden con el CMP calculado de acuerdo con el artículo 3, y la tarifa media anual que resultaría de aplicar las tarifas vigentes. Esto supone aplicar la misma variación de la tarifa media a cada una de las tarifas de venta vigentes, independientemente de las diferentes variaciones en los costes y de la asignación de cada uno de ellos entre los distintos suministros.

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 respecto a las variables de facturación de los clientes en el mercado regulado y liberalizado, no es posible analizar, por una parte, si los nuevos precios regulados son el resultado de realizar una asignación equitativa de costes que tenga en cuenta el factor de carga, el consumo y el caudal de cada suministro, ni, por otra parte, 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 que haga explícitos los criterios 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.

◆ **No distorsión entre los clientes en mercado regulado y liberalizado por los pagos de los mismos servicios**

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 seguirá, entre otros, el objetivo de no producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

En la información que acompaña a la propuesta de Orden de peajes y cánones se indica que para verificar que se cumple el equilibrio entre los peajes y las tarifas, los primeros deben ser suficientes para cubrir las cantidades a recaudar en el caso de que todo el mercado regulado pasase a ser liberalizado, aplicándose los mismos peajes por los mismos servicios a los clientes en el mercado regulado y en el liberalizado.

De la propuesta de Orden de tarifas de venta e información que acompaña a dicha propuesta se extrae información de los costes a asignar en las tarifas de venta, de los cuales el relativo a peaje del mercado regulado se debería corresponder con la imputación a los clientes del mercado regulado de los peajes y cánones correspondientes de la propuesta de Orden de peajes y cánones. No obstante, debido a la falta de información de las variables de facturación para

2003 –número de clientes, consumos y caudal diario- de clientes en el mercado regulado y en el mercado liberalizado, que ha sido utilizada por el Ministerio para determinar los peajes y cánones de la propuesta, no ha sido posible facturar a los suministros a los mismos peajes y cánones ni, por tanto, verificar que los 1.101,3 Millones de €, son el resultado de facturar a los clientes del mercado regulado a los peajes y cánones de la propuesta.

**Cuadro 8. Costes asignados al mercado regulado**

	Miles €	Cent €/kWh	Observaciones
Peajes mercado regulado	1.101.311	1,19629	
Gestión compra - venta	23.912	0,02597	
Suministro a TARIFA	122.974	0,13358	
CNE	834	0,00091	No se incluye cuota sobre CMP
Gestor técnico del sistema	4.013	0,00436	No se incluye cuota sobre CMP
CMP	...		No disponible
<b>TOTAL</b>	<b>1.253.045</b>	<b>1,3611</b>	<b>No se incluye CMP y cuotas sobre CMP</b>

<b>Demanda mercado Regulado (MWh)</b>	<b>92.060.709</b>
---------------------------------------	-------------------

Nota: No incluyen desvíos de actividades reguladas sujetas al mecanismo de liquidaciones.

Fuente: Propuesta de Orden de tarifas e información que acompaña a la propuesta.

#### ♦ **Diseño de los términos de facturación**

De nuevo, la falta de información de los valores de las tarifas de venta, así como de las variables de facturación –caudal, consumo y número de clientes- por tarifa de clientes en el mercado regulado no permite valorar el diseño tarifario, esto es el reparto de los costes asignados a cada tarifa de venta entre el término fijo (caudal a facturar o/y por cliente) y el término variable (energía consumida).

## **7. COMENTARIOS ESPECÍFICOS AL ARTICULADO**

### **Artículo 3.- Coste de la materia prima**

En la Propuesta de Orden se especifica que, en caso de no disponer del precio del crudo Brent Spot del mes anterior al del periodo de cálculo de los precios, se tomaría para este crudo la media de los 6 meses anteriores disponibles.

En aras de facilitar la comprobación del valor actualizado del Coste de la Materia Prima publicado en las correspondientes Resoluciones, se considera necesario especificar en cada caso el periodo de referencia utilizado para calcular el precio del crudo *Brent Spot*, por lo que se propone añadir en el penúltimo párrafo del artículo 3 de la propuesta de Orden:

***...,indicándose si éste es el caso, que se está aplicando la media de los 6 meses anteriores disponibles.***

### **Artículo 4.- Precio de Cesión**

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.***

## **Artículo 16- Contratos anteriores**

La propuesta de Orden de tarifas de venta permite a los consumidores indicados en el artículo 16 a solicitar su conexión a presión superior a 4 bar y que en caso de imposibilidad física el consumidor pueda solicitar la aplicación de las tarifas Grupo 2 correspondiente a su consumo.

Al igual que se indicó en los informes 1/2002 y 3/2002 de la CNE, esta Comisión opina que dicha excepción debería ser eliminada debido a que los clientes deben pagar todos los costes que su suministro hace incurrir al sistema. No obstante, de no ser eliminado este apartado en la propuesta de Orden de tarifas de venta, debería incorporarse, en los mismos términos, en la propuesta de Orden de peajes y cánones, con el fin de no discriminar entre los consumidores, que cumpliendo dichas características estén acogidos a uno u otro sistema.

## **8. CONCLUSIONES**

- ◆ PRIMERA. - La falta de información y de motivación relativa tanto a los valores correspondientes a las tarifas de venta, precio de cesión y tarifas de alquileres impide realizar un análisis del contenido de la propuesta de Orden remitida por el Ministerio para su informe por parte de esta Comisión, y en consecuencia, emitir el informe correspondiente.

En el cuerpo del presente informe se indican los puntos concretos en los que se detecta carencia de información.

- ◆ SEGUNDA. - Esta Comisión considera que es necesaria la aplicación de una metodología explícita de asignación de costes para establecer las tarifas, los peajes y los cánones que cumpla los objetivos indicados en el

artículo 25 del RD 949/2001, de forma que las variaciones tarifarias sean el resultado de dicha asignación y no del ajuste lineal de la variación media de los costes a asignar. En este sentido se considera que, por una parte, la retribución prevista de cada actividad regulada sujeta al mecanismo de liquidación debería incluir, si este es el caso, individualmente el desvío (positivo o negativo) que se haya registrado en 2002 y ,por otra, que dicha retribución se asigne entre aquellos suministros que han causado su coste, de acuerdo con la aplicación de una metodología de asignación de costes.

**ANEXO:**  
**INFORME SOBRE LA ACTUALIZACIÓN DEL COSTE UNITARIO DE LA**  
**MATERIA PRIMA Y DE LAS TARIFAS DE VENTA DE GAS NATURAL EN**  
**JULIO Y OCTUBRE DE 2002**

## **1. Introducción**

En el desarrollo normativo del 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 del gas natural, la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, determina los valores de las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y de alquiler de contadores aplicables a partir de febrero de 2002.

En la citada Orden, se especifica el mecanismo de actualización de las tarifas de venta, así como la fórmula de cálculo aplicada en la revisión del coste unitario de la materia prima (Cmp). En particular, en el artículo 5 de dicha Orden se establece que toda variación del Cmp, en el momento de actualización del mismo, superior a  $\pm 2\%$  implicará una modificación de la tarifa media.

Cabe señalar que, el Cmp representa, aproximadamente, un 45% del total de costes incluidos en la tarifa de venta.

El objeto de este informe es analizar el efecto que han tenido las actualizaciones del Cmp, realizadas en los meses de julio y octubre de 2002, sobre las tarifas de venta. Asimismo, se pone de manifiesto en este documento, la necesidad de disponer de información adicional para el cálculo del Cmp publicado en las Resoluciones del 10 de julio y del 9 de octubre de 2002.

## **2. Antecedentes**

La Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, establece que los nuevos precios de las tarifas de venta de los combustibles gaseosos por canalización se fijarán anualmente, como resultado de la actualización de los parámetros que

constituyen la tarifa media y coincidiendo con la actualización del Cmp del mes de enero.

Igualmente, se establece que el Cmp, se calculará trimestralmente, en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año. La fórmula de cálculo, definida en el artículo 3 de la citada Orden, se fija en función del coste de las energías alternativas. Concretamente, el Cmp se calcula en función de cotizaciones internacionales del Brent, gasóleo 0,2, fuelóleo con un contenido máximo del 1% de azufre y fuelóleo con un contenido máximo del 3,5%. Las referencias utilizadas para la obtención de dichas cotizaciones internacionales, de acuerdo con lo especificado en la Orden ECO/302/2002, son las publicadas en el Platt's Oilgram Price Report y en el Platt's European Marketscan.

Además, en dicha Orden se especifica que la tarifa media se modificará, siempre que las variaciones del coste unitario de la materia prima (Cmp) experimente una modificación, al alza o a la baja, superior al 2 por 100 del valor del Cmp, incluido en las tarifas vigentes.

Por último, se determina que en el caso de actualizar las tarifas, el valor absoluto de la variación del Cmp, se trasladará al término de energía de las mismas.

### **3. Actualización del Cmp en Julio de 2002**

En cumplimiento de lo establecido en la Orden ECO/302/2002, se publicó la Resolución de 10 de julio de 2002 en la que se hicieron públicos las tarifas de suministro de gas natural, el coste unitario de la materia prima y el precio de cesión.

Por un lado, es preciso señalar que en el cómputo del Cmp de julio se incluyó tanto, el valor del Cmp de julio derivado del cálculo del mismo según el artículo 3



de la Orden ECO/302/2002, como un incremento del Cmp derivado de los menores ingresos que, según se especificaba en el apartado segundo de dicha Resolución, se habían dejado de percibir.

En este sentido, en la Resolución del 9 de julio se explica que las diferencias detectadas entre el Cmp, calculado de acuerdo con lo establecido en la Orden ECO/302/2002 de febrero y el valor considerado en dicha Orden (0,011111 euros/kWh), aplicadas a los consumos del periodo de febrero a julio suponían unos menores ingresos para el sector de 24,3 millones de euros. Esta cantidad repartida entre el consumo previsto para los próximos doce meses equivale a un incremento sobre el coste unitario de la materia prima, calculado de acuerdo con la fórmula recogida en el artículo 3 de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, que según la Resolución de 9 de julio de 2002 asciende a 0,000291 euros/kWh.

El método para calcular el incremento a aplicar al valor del Cmp es el que se muestra en la siguiente fórmula.

$$\frac{(Cmp_{feb-abr} - 1,1111) * Consumo_{feb-abr} + (Cmp_{abr-jul} - 1,1111) * Consumo_{abr-jul}}{Consumo_{previsto\ jul02 - jul03}} = 0,0291c\text{€} / kWh$$

A partir de la información publicada por el Ministerio se puede inferir que el consumo previsto para el periodo comprendido entre julio 2002 – julio 2003, ha sido de 83.505 GWh<sup>1</sup>. No obstante, no se dispone de la información relativa a los consumos de los periodos feb-abr y abr-jul que permite calcular el incremento de 0,0291 c€/kWh.

Por otro lado, el valor resultante de calcular el Cmp de julio de 2002 a aplicar hasta la siguiente actualización del mismo en octubre de 2002, de acuerdo con las fórmulas establecidas en el artículo 3 de la Orden ECO/302/2002, difiere del valor

---

<sup>1</sup> Previsión anual en la Memoria Económica = 91.424 GWh

publicado por el Ministerio en la Resolución de 10 de Julio de 2002. Las diferencias detectadas se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro 1. Cálculos del coste unitario de la materia prima de julio de 2002 (c€/kWh)**

<b>Cmp julio<sup>2</sup></b>	<b>Corrección Cmp</b>	<b>Cmp corregido julio</b>	<b>Cmp publicado en la Resolución de 10 de julio de 2002</b>
1,1531	0,0291	<b>1,1822</b>	<b>1,1830</b>

Un aspecto importante a considerar en el cálculo del Cmp es el periodo de referencia utilizado. Por ejemplo, en el cálculo del Cmp de julio, se ha utilizado un periodo de referencia para el Brent (Dic-01 a Mayo-02) que difiere respecto al periodo de referencia utilizado para el cálculo del valor promedio de los productos (Ene-02 a Jun-02).

Esta posibilidad se contempla en la Orden ECO/302/2002, al señalar que en caso de no disponer del precio del crudo Brent Spot del mes anterior al del periodo de cálculo de los precios, se tomará para este crudo la media de los seis meses anteriores disponibles.

A pesar de ello, con el objeto de facilitar la comprobación del coste unitario de la materia prima publicado en las correspondientes Resoluciones, se considera necesario especificar el periodo de referencia utilizado, tanto para el cálculo del promedio del precio del Brent, como para el cálculo de los promedios de las cotizaciones internacionales de los productos que sirven para el cálculo del Cmp.

Finalmente, la comparación del Cmp de julio respecto al valor establecido en febrero de 2002 muestra un incremento del mismo de 6,47%. Las razones explicativas de este aumento fueron las evoluciones al alza que experimentaron

<sup>2</sup> Calculado de acuerdo con el artículo 3 de la Orden/ECO/302. Periodos de referencia: Dic-01 a Mayo-02 para Brent y Ene-02 a Jun-02 para productos.

tanto el Brent como las cotizaciones CIF de los gasóleos de calefacción y fuelóleos en los mercados de referencia. La única evolución positiva en ese periodo fue la apreciación significativa del euro frente al dólar, principalmente, en los meses de mayo y junio.

**Cuadro 2. Variación Cmp**

<b>Cmp febrero (1)</b> c€/kWh	<b>Cmp julio (2)</b> c€/kWh)	<b>% Variación (2/1)</b>
1,1111	1,1830	<b>6,47%</b>

En aumento del Cmp de julio respecto al publicado en febrero superior al 2%, ha supuesto la modificación de las tarifas de venta en julio de 2002.

#### **4. Actualización del Cmp de Octubre de 2002**

La actualización del Cmp de octubre se recoge en la Resolución de 9 de octubre de 2002, por la que se hacen públicas las tarifas de suministro de gas natural, el coste unitario de la materia prima y el precio de cesión.

En dicha Resolución se establece que el coste unitario de la materia prima será de 0,012909 euros/kWh. Asimismo, se especifica que para el cálculo de dicho valor se ha considerado el Cmp calculado según el artículo 3 de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, añadiendo la cuantía de 0,000291 euros/kWh a la que se hace referencia en el apartado segundo de la anterior Resolución de 10 de julio de 2002.

El incremento del Cmp de octubre respecto al valor publicado en julio ha sido de 9,12%. La causa de este incremento se debe a la evolución al alza del crudo Brent y de las cotizaciones CIF de los gasóleos de calefacción y fuelóleos en los mercados de referencia. Al igual que ocurrió en la revisión anterior, la única evolución positiva en este periodo ha sido la registrada en el tipo de cambio €/\$,

que ha pasado de 1,47 €/€ en el mes de junio (valor utilizado en la actualización del Cmp de julio), a 1,020 €/€ en septiembre (tipo de cambio utilizado en la actualización del Cmp de octubre).

**Cuadro 3. Variación Cmp**

<b>Cmp julio (1)</b> c€/kWh	<b>Cmp octubre (2)</b> c€/kWh	<b>% Variación (2/1)</b>
1,1830	1,2909	<b>9,12%</b>

Este aumento del coste unitario de la materia prima por encima del 2% ha supuesto una modificación de las tarifas de venta en octubre de 2002.

### **5. Impacto de la actualización del Cmp en las tarifas de venta**

En el cuadro 4 se muestran las variaciones, en los términos de energía de las tarifas de venta y en precios medios, derivadas de las revisiones, en los meses de julio y octubre del año 2002, del coste unitario de la materia prima. Asimismo, se recogen las ponderaciones del Cmp en el término de energía de cada una de las tarifas de venta.

Durante el mes de julio, el Cmp experimentó una variación del 6,47% respecto al Cmp considerado en el mes de febrero. Este incremento del Cmp, se trasladó, de acuerdo con lo especificado en el artículo 5 de la Orden ECO/302/2002, al término de energía de todas las tarifas de venta.

Se observa que los Grupos tarifarios 1 (presión superior a 60 bar) y 2 (presión superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar) han experimentado los mayores incrementos de sus precios medios. El rango de variación de estos Grupos tarifarios, correspondientes a clientes de mayor tamaño, se sitúa entre un 3,29% (tarifa 2.1), hasta un 5,31% (Grupo 1 interrumpible). Las tarifas, 3.1 y 3.2,

aplicadas en general a los consumidores domésticos han registrado un incremento en sus precios medios del 1,33% y del 1,80% respectivamente.

El cálculo del Cmp en el mes de octubre supuso una nueva modificación de las tarifas de venta de gas natural. El nuevo Cmp se ha incrementado un 9,12% respecto al Cmp de julio. Las tarifas de venta que han registrado mayores aumentos han sido, al igual que en la revisión anterior, las correspondientes al Grupo 1 interrumpible (7,57%). En cuanto a las tarifas domésticas, 3.1 y 3.2, los incrementos en sus precios medios han sido de 1,97% y 2,66% respectivamente.

Al analizar las variaciones registradas en los precios medios de las tarifas de venta en octubre de 2002 respecto a los precios medios resultantes de las tarifas publicadas en la Orden ECO/302/2002, se observa que la tarifa media resultante se ha incrementado en un 7,04%.

Es importante señalar que el Cmp actualizado, tanto en julio como en octubre es trasladado uniformemente a todas las tarifas de venta. El diferente impacto en los términos de energía de dichas tarifas se debe a la ponderación del Cmp en cada término de energía de cada tarifa. Es decir,

- En tarifas firmes de clientes de gran tamaño el Cmp tiene mayor ponderación en término de energía que en tarifas de clientes pequeños.
- Para el mismo nivel de presión, en tarifas interrumpibles el Cmp tiene menor ponderación sobre el término de energía (estas tarifas no tienen término fijo) que en tarifas firmes.

**Cuadro 4 Impacto de la variación del Cmp de julio y octubre de 2002**

TARIFA	Variación CMP Julio / Febrero (%) = <b>6,47%</b>			Variación CMP Octubre / Julio (%) = <b>9,12%</b>			Variación CMP Octubre / Febrero = <b>16,18%</b> (%)
	Resolución 10 de julio 2002 vs Orden ECO/302/2002			Resolución 9 de octubre 2002 vs Resolución 10 de julio de 2002			Resolución 9 de octubre 2002 vs Orden ECO/302/2002
	VARIACIÓN TÉRMINO ENERGÍA (%)	VARIACIÓN PRECIO MEDIO (%)	PONDERACION CMP EN EL TÉRMINO ENERGÍA (%)	VARIACIÓN TÉRMINO ENERGÍA (%)	VARIACIÓN PRECIO MEDIO (%)	PONDERACION CMP EN EL TÉRMINO ENERGÍA (%)	VARIACIÓN PRECIO MEDIO (%)
<b>Grupo 3</b>							
3.1	1,80%	1,33%	29,08%	2,65%	1,97%	30,91%	3,33%
3.2	2,18%	1,80%	35,04%	3,20%	2,66%	37,06%	4,51%
3.3	2,93%	2,24%	46,76%	4,26%	3,29%	48,94%	5,61%
3.4	3,24%	3,11%	51,64%	4,71%	4,52%	53,81%	7,77%
<b>Total GRUPO 3</b>		<b>2,10%</b>			<b>3,09%</b>		<b>5,25%</b>
<b>Grupo 2 Firme</b>							
2.1	5,52%	3,29%	86,01%	7,84%	4,78%	87,02%	8,23%
2.2	5,52%	4,80%	86,07%	7,85%	6,88%	87,09%	12,01%
2.3	5,61%	4,91%	87,36%	7,97%	7,02%	88,30%	12,28%
2.4	5,65%	5,04%	87,93%	8,02%	7,20%	88,83%	12,61%
2.5	5,69%	5,16%	88,57%	8,08%	7,36%	89,43%	12,90%
2.6	5,73%	5,22%	89,16%	8,13%	7,44%	89,97%	13,05%
<b>Total Grupo 2 Firme</b>		<b>4,89%</b>			<b>7,00%</b>		<b>12,24%</b>
<b>Grupo 2 Interrumpible</b>							
2.1	5,09%	5,09%	79,76%	7,27%	7,27%	81,13%	12,74%
2.2	5,09%	5,09%	79,76%	7,27%	7,27%	81,13%	12,74%
2.3	5,09%	5,09%	79,76%	7,27%	7,27%	81,13%	12,74%
2.4	5,09%	5,09%	79,76%	7,27%	7,27%	81,13%	12,74%
2.5	5,09%	5,09%	79,76%	7,27%	7,27%	81,13%	12,74%
2.6	5,09%	5,09%	79,76%	7,27%	7,27%	81,13%	12,74%
<b>Total Grupo 2 Interrumpible</b>		<b>5,09%</b>			<b>7,27%</b>		<b>12,74%</b>
<b>Grupo 1 Firme</b>							
1.1	5,74%	5,14%	89,31%	8,15%	7,34%	90,12%	12,86%
1.2	5,79%		90,06%	8,21%		90,82%	
1.3	5,79%		90,06%	8,21%		90,82%	
<b>Total Grupo 1 Firme</b>		<b>5,14%</b>			<b>7,34%</b>		<b>12,86%</b>
<b>Grupo 1 Interrumpible</b>							
1.1	5,31%	5,31%	83,01%	7,57%	7,57%	84,20%	13,29%
1.2	5,31%	5,31%	83,01%	7,57%	7,57%	84,20%	13,29%
1.3	5,31%	5,31%	83,01%	7,57%	7,57%	84,20%	13,29%
<b>Total Grupo 1 Interrumpible</b>		<b>5,31%</b>			<b>7,57%</b>		<b>13,29%</b>
<b>TOTAL TARIFAS</b>		<b>2,82%</b>			<b>4,11%</b>		<b>7,04%</b>

**NOTA:**

Variables de facturación (Nº de Clientes, caudal kWh/día y MWh totales) facilitados por el Ministerio el 28/01/02.

## 6. Conclusiones

Según el mecanismo de actualización de las tarifas de venta de gas natural establecido en el artículo 5.2 de la Orden ECO/302/2002, toda variación del Cmp, superior a  $\pm 2\%$  y calculado en los meses de enero, abril, julio y octubre, se traslada al término de energía de todas las tarifas.

No obstante, a pesar de que el incremento del Cmp se traslade de forma uniforme entre todas las tarifas de venta, la diferencia del impacto de la actualización del Cmp entre las distintas tarifas se debe a la diferente ponderación del Cmp en el término de energía de cada una de las tarifas de venta.

El desconocimiento de los criterios de asignación de costes y de diseño de los términos variables y fijos de las tarifas de venta, impide un análisis en profundidad de las modificaciones realizadas en las tarifas de venta.

Por último, la falta de información relativa a ciertas variables utilizadas en el cálculo del Cmp, no hacen posible la comprobación de los valores del Cmp publicados en las correspondientes Resoluciones. En este sentido, es necesario detallar los periodos de referencia utilizados en la fórmula de actualización, así como especificar los escenarios de consumo considerados en el cálculo de los menores ingresos percibidos en el periodo febrero/julio de 2002.