



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 15/2005 SOBRE LA
PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE MODIFICA EL COSTE DE LA
MATERIA PRIMA PUBLICADO EN LA
ORDEN ITC/104/2005**

6 de octubre de 2005

1	INTRODUCCIÓN	2
2	ANTECEDENTES	3
3	MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LA PROPUESTA DE ORDEN RESPECTO A LA ORDEN ITC/104/2005	5
3.1	Actualización del Coste de la materia prima	5
3.2	Introducción del sobrecoste por desvíos de demanda en mercado regulado	5
3.3	Introducción de un mecanismo de revisión del sobrecoste por los desvíos de la demanda	7
4	COMENTARIOS DE LAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LA PROPUESTA DE ORDEN RESPECTO A LA ORDEN ITC/104/2005.....	8
4.1	Actualización del Coste de la materia prima y tarifas de venta según la fórmula de la Orden ITC/104/2005.....	8
4.2	Comentarios al sobrecoste estimado	13
4.3	Introducción de un mecanismo de cálculo de los desvíos de la demanda y costes de aprovisionamiento	19
5	CONCLUSIONES.....	21

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 6 de octubre de 2005, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

El día 28 de septiembre de 2005 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden, por la que se modifica el coste de la materia prima publicado en la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, que estableció las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, junto con la Memoria justificativa que acompaña a dicha propuesta, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo por trámite de urgencia.

La propuesta de Orden e información que acompaña fue enviada a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos el 29 de septiembre de 2005, al objeto de remitir a esta Comisión las alegaciones correspondientes.

La propuesta de Orden de la que se emite el siguiente informe supone la revisión de la fórmula del CMP establecida en la Orden ITC/104/2005, de acuerdo con la actualización de las cotizaciones internacionales y a la que se añade un sobrecoste en el CMP revisado, justificado por aumentos de demanda superiores a los previstos para el mercado regulado, valorado a precios del mercado *spot*. Asimismo, con objeto de revisar dicho sobrecoste, calculado a partir de previsiones de demanda y de precios de contratos *spot*, se introduce un mecanismo para solicitar la información necesaria que permita revisar a futuro el cálculo de dicho sobrecoste.

2 ANTECEDENTES

El artículo 26, punto 2, del Real Decreto 949/2001 establece que el CMP se determinará conforme al coste medio de adquisición de la materia prima, en posición CIF, por parte de los transportistas con destino al mercado a tarifas, incluyendo los costes necesarios para el posicionamiento del gas en la red básica.

La Orden ITC/104/2005, en su artículo 3, determina la fórmula para el cálculo del CMP previsto durante el año 2005, señalando, en su artículo 5, que dicha fórmula “se actualizará, con carácter anual, simultáneamente con el resto de los parámetros si se modifican la estructura o condiciones de los aprovisionamientos”.

La fórmula del CMP publicada en la Orden ITC/104/2005, mantenía básicamente¹ las ponderaciones de la Orden ECO/33/2004, de acuerdo, tal y como señalaba la Memoria que acompañó a dicha propuesta de Orden, con los aprovisionamientos previstos para la venta de gas natural para el mercado regulado en 2005. Según información aportada a finales de 2004 en la Memoria, la estructura de aprovisionamientos de mercado regulado para 2005 era la siguiente:

Cuadro 1. Estructura de aprovisionamientos para 2005. Mercado Regulado

	GWh	%
Argelia GN	47.451	87,74%
Argelia GNL	4.071	7,53%
Trinidad y Tobago GNL	2.559	4,73%
TOTAL	54.080	100,00%

Fuente: Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden de tarifas de venta 2005

El artículo 15 del RD-L 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, indica que el gas procedente del

¹ El término fijo es un 0,03% superior a la del la Orden ECO/33/2004

contrato de aprovisionamiento de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb se aplicará preferentemente al suministro a tarifas.

Asimismo, en el artículo 5 de la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores, se determina que la revisión del coste unitario de la materia prima (CMP) se realizará en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, de acuerdo con la fórmula de actualización definida en el artículo 3 de dicha Orden, siempre que el CMP, en el momento de la revisión, registre una variación superior a $\pm 2\%$.

De acuerdo con dicha condición, el CMP ha sido revisado en abril y julio de 2005. Los nuevos valores del CMP, precio de cesión y tarifas de venta se hicieron públicos mediante Resoluciones de 14 de abril y de 14 de julio de 2005.

En la actualización correspondiente al mes de octubre, se ha remitido a esta Comisión, una propuesta de Orden por la que se modifica la fórmula para calcular el coste de la materia prima publicada en la Orden ITC/104/2005, esto es, anterior a su revisión anual, añadiendo un sobrecoste por el desvío en la demanda registrada respecto a la prevista en 2005 para el mercado regulado.

El objeto de la modificación de la fórmula del CMP de la Orden ITC/104/2005, en la propuesta de Orden, es trasladar a las tarifas reguladas el mayor coste de la materia prima, y que no se cause un perjuicio económico a la empresa que aprovisiona a la empresa transportista responsable del suministro del gas natural con destino al mercado a tarifa².

² La situación actual entre el transportista principal responsable del suministro del gas natural con destino al mercado a tarifa y el aprovisionador del mismo, es anómala. En caso de tener que realizar compensaciones, deberían ser al transportista (véase la conclusión octava del presente informe).

3 MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LA PROPUESTA DE ORDEN RESPECTO A LA ORDEN ITC/104/2005

3.1 Actualización del Coste de la materia prima

En la fórmula establecida en la Orden ITC/104/2005, 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 son las publicadas en el Platt's Oilgram Price Report y en el Platt's European Marketscan. En la propuesta de Orden, si bien se modifica el procedimiento para calcular el CMP, no se modifican las fórmulas ni las referencias utilizadas para el cálculo del CMP de la Orden ITC/104/2005.

Como consecuencia de la revisión de las cotizaciones internacionales, el CMP aumentaría un 15,19% respecto a los valores de la Resolución de 14 de julio de 2005, procediendo, al ser superior al 2% de variación, a que modifiquen los términos variables de las tarifas de venta.

3.2 Introducción del sobrecoste por desvíos de demanda en mercado regulado

Según se indica en la propuesta de Orden y en la Memoria justificativa, la fórmula de CMP se había calculado para la Orden ITC/104/2005, de acuerdo con una previsión de ventas de gas natural en el mercado regulado para el año 2005 que consideraba unos supuestos de movimiento de clientes al mercado liberalizado y unos consumos por parte de las centrales térmicas que no se están cumpliendo en 2005, lo que ha obligado a los transportistas responsables del aprovisionamiento a tarifa, a adquirir gas adicional en el mercado *spot*.

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden detalla la información proporcionada por ENAGAS sobre las ventas mensuales previstas en el mercado regulado a tarifa, y de los desvíos respecto a las estimaciones previstas por el GTS hace un año.

En consecuencia, en la propuesta de Orden se señala que la mayor demanda en el mercado regulado y las restricciones de oferta mundial han generado un desajuste entre las cantidades y los costes previstos para el consumo en el mercado regulado y los que realmente están teniendo lugar. El desajuste en demanda alcanza en 2005 los 9.061 GWh.

Al respecto, cabe señalar que, según información aportada en la Memoria justificativa, el retorno de clientes a mercado regulado no se muestra como un factor significativo en el año corriente, a la hora de explicar los desvíos de demanda correspondientes. De hecho, se estima en 480 GWh más, el efecto en 2005 de la vuelta al mercado regulado de los clientes del mercado liberalizado (un 5,3% de los desvíos totales).

Para el cálculo de los desvíos de demanda, se comparan las cantidades previstas por ENAGAS a 22/11/04 (para el ejercicio tarifario 2005), con los datos de mercado regulado para 2005 estimados por ENAGAS a 2 de septiembre de 2005. Por tanto, en esta estimación se incluyen datos reales hasta el mes de julio de 2005 y datos previstos hasta diciembre de 2005.

Asimismo la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden aporta información detallada de los costes unitarios de dichos desvíos proporcionados por el transportista, observándose que el aprovisionamiento a tarifa, al adquirir gas natural adicional en el mercado *spot*, se está realizando a un precio más elevado que el incluido en el CMP publicado en la Orden ITC/104/2005 debido a una tendencia alcista de los precios iniciada el año 2004 y a una mayor volatilidad del precio en los mercados al contado.

Para la valoración del coste de dichos desvíos por el mayor suministro al mercado regulado, se han comparado los precios del GNL adquirido en cada mes en el mercado *spot*, según información declarada por el transportista responsable del suministro a tarifa, y el valor del CMP aplicado según la fórmula definida en la Orden ITC/104/2005.

En consecuencia, este desvío, tanto en términos de precio, como de cantidad por el aprovisionamiento de gas al mercado regulado se estima que va a originar un déficit, que

asciende previsiblemente a 82.708.463 euros a 31 de diciembre de 2005. Dicho déficit será recalculado a medida que se disponga de la información de demandas y precios de adquisición, en la última parte de 2005.

En la propuesta de Orden se determina que dicho déficit estimado se trasladará a los clientes en el mercado regulado como un sobrecoste de 0,0811 cent€/kWh a añadir al valor del CMP que resulte de la actualización de la Orden ITC/104/2005, lo que se trasladará, a su vez, en la parte que corresponda a los términos variables de las tarifas de venta. El efecto de dicho sobrecoste se efectuará en un periodo comprendido desde la aplicación de las tarifas de la propuesta de Orden hasta abril de 2007, esto es en 18 mensualidades.

3.3 Introducción de un mecanismo de revisión del sobrecoste por los desvíos de la demanda

Para el cálculo del sobrecoste del CMP, se parte de la estimación del déficit, que considera, a su vez, previsiones en los desvíos de demanda y de precios para suministrar dicha demanda adicional a clientes a tarifa en el mercado *spot*, así como de las previsiones hasta 2007 de la demanda mensual con cargo al mercado regulado.

Al objeto de revisar tanto el déficit como el sobrecoste a recuperar, se introduce en la propuesta de Orden un mecanismo para calcular los desvíos de demanda en el mercado regulado respecto a la demanda prevista en el ejercicio tarifario de enero de 2005, basado en la petición de la información siguiente a las empresas que incorporen gas natural al sistema para suministro a tarifas:

- 1.La cantidad de gas natural en kWh suministrada tanto al mercado regulado al precio de cesión como al mercado liberalizado,
- 2.La procedencia del gas en ambos casos
- 3.Medio de transporte del gas, con nombre del barco si fuese el caso
- 4.Fecha de la descarga, si éste fuese el caso
- 5.Precio de adquisición, incluyendo coste del flete.

Asimismo, al GTS, se solicita certificación de las cantidades suministradas al mercado a tarifa, mermas, inyección, extracción y demanda, mensuales.

4 COMENTARIOS DE LAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LA PROPUESTA DE ORDEN RESPECTO A LA ORDEN ITC/104/2005

4.1 Actualización del Coste de la materia prima y tarifas de venta según la fórmula de la Orden ITC/104/2005

La actualización de la fórmula del CMP, establecida en la Orden ITC/104/2005, correspondiente al mes de octubre, supone un aumento superior al 2% respecto al valor publicado en el mes de julio. Concretamente, el CMP de octubre, sin incluir sobrecoste, es un 15,19% superior al valor del CMP correspondiente al mes de julio de 2005, lo que en términos acumulados anuales supone un 33,5%.

Cuadro 2. Evolución del CMP. Año 2005

	Coste unitario de materia prima	
	CMP (c€/kWh) aplicando la fórmula Orden ITC/104/2005	% Variación CMP
Orden ITC/104/2005	1,2661	
Resolución 14 abril 05	1,3173	4,05%
Resolución 14 julio 05	1,4677	11,41%
Orden ITC/ /2005 (*)	1,6906	15,19%

(*) Valor de CMP calculado con información disponible a 3/10/2005.

Fuentes: Paws, Orden ITC/104/2005, Resolución de 14 de abril de 2005, Resolución de 14 de julio de 2005 y Propuesta de Orden.

Los factores que han contribuido al incremento de un 15,19% del CMP en octubre de 2005 respecto al valor de julio han sido, por una parte, las subidas de las cotizaciones del Brent y de todos los productos incluidos en la fórmula de actualización del CMP y, por otra parte, la depreciación del euro frente al dólar, en el periodo de referencia correspondiente. En el siguiente cuadro se muestra la evolución de los promedios de las cotizaciones del crudo, de productos y tipo de cambio (\$/€) incluidos en la fórmula de revisión del CMP.

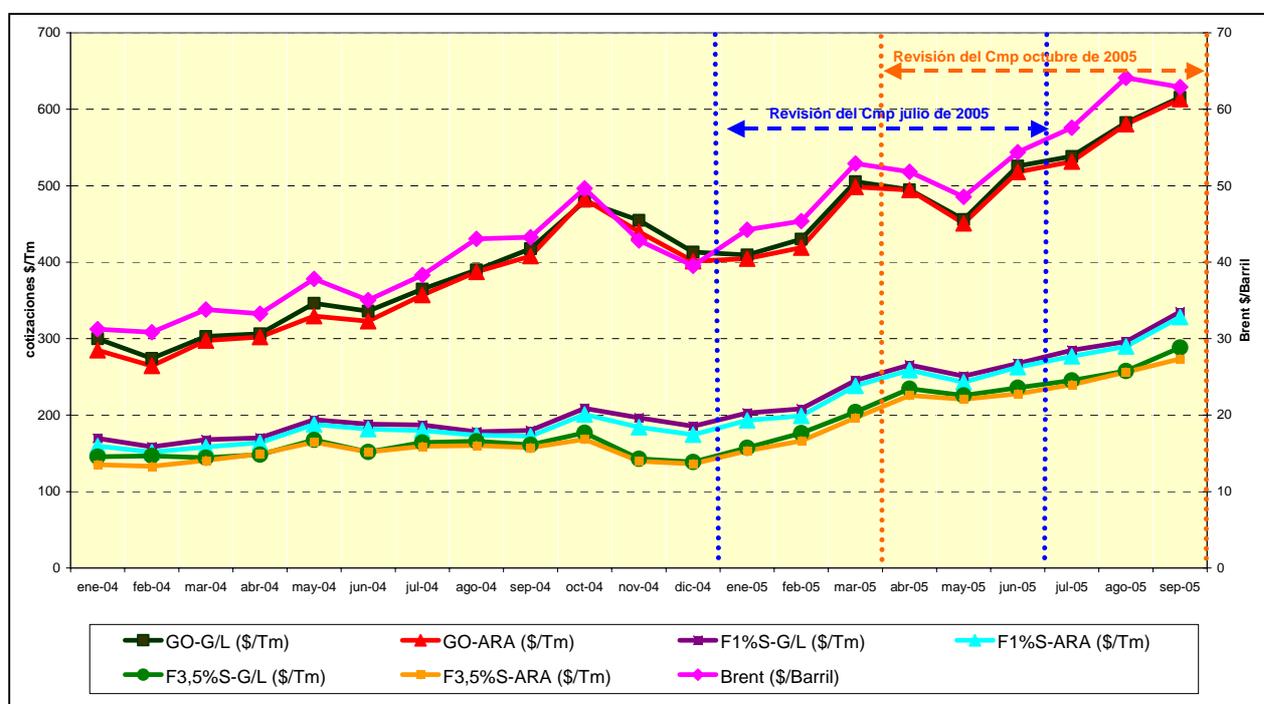
Cuadro 3. Evolución de los promedios de las cotizaciones del crudo (\$/Bbl), productos (\$/T) y tipo de cambio \$/€ incluidos en la fórmula de revisión del CMP establecida en la OrdenITC/104/2005

	BRENT	GO-G/L	GO-ARA	F1%S-G-L	F1%S-ARA	F3,5%S-G-L	F3,5%S-ARA	Tipo de Cambio \$/€
Promedios correspondientes a la revisión de julio de 2005	49,5443	470,2269	464,2228	240,0602	232,4305	205,5496	198,4217	1,2599
Promedios correspondientes a la revisión de octubre de 2005	56,5600	535,4234	531,4341	283,3778	276,4641	247,8904	240,5706	1,2195
% Variación	14,16%	13,86%	14,48%	18,04%	18,94%	20,60%	21,24%	-3,20%

Fuente: Paws

En la fórmula de cálculo del CMP se incluyen valores promedios de las cotizaciones de productos petrolíferos, es decir, fuelóleos y gasóleos, en posición CIF correspondientes al semestre anterior al de la fecha en que se efectúa el cálculo del CMP. Asimismo, para el cálculo de la media del crudo Brent, el periodo de referencia también se corresponde con el semestre anterior al de la fecha de cálculo del CMP.

Gráfico 1. Evolución mensual de las cotizaciones del crudo y productos derivados incluidos en la fórmula del CMP



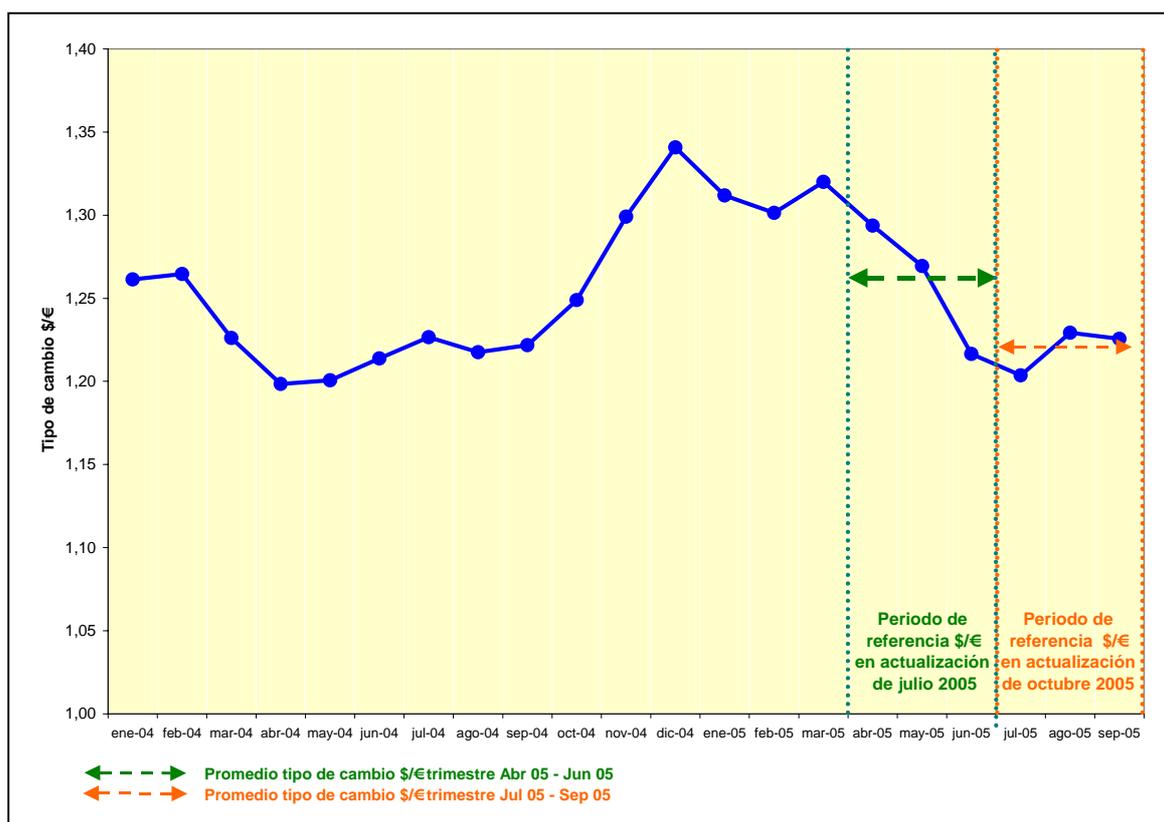
Fuente: Paws

En el gráfico 1 se muestra la evolución de las cotizaciones de los distintos productos que configuran el CMP. Se observa que en el periodo de referencia utilizado para el cálculo

del CMP correspondiente al mes de octubre, es decir, el periodo comprendido entre abril de 2005 y septiembre de 2005, las cotizaciones incluidas en la fórmula del CMP han registrado valores superiores al promedio del periodo comprendido entre enero de 2005 y junio de 2005, referencia utilizada en la actualización del CMP de julio de 2005.

Por otra parte, el tipo de cambio utilizado en la fórmula de la revisión del CMP, se corresponde con el tipo de cambio medio \$/€ del trimestre anterior al de la fecha de cálculo. Se ha registrado una apreciación del dólar frente al euro del 3,2%, en el periodo de referencia utilizado para el cálculo del CMP del mes de octubre de 2005, respecto al trimestre anterior (véase Gráfico 2).

Gráfico 2. Evolución mensual del Tipo de Cambio \$/€



Fuente: Paws

De acuerdo con el artículo 5 de la Orden ITC/104/2005, únicamente se modificará la tarifa media si el CMP, en el momento de la revisión (enero, abril, julio y octubre de cada año) registra una variación superior a $\pm 2\%$. Por tanto, en el mes de octubre de 2005, al aumentar un 15,19% el CMP, derivado de la revisión correspondiente, procede modificar

los valores de los correspondientes términos variables de las tarifas de venta de gas natural publicadas en la Resolución de 14 de julio de 2005.

En el artículo 6 de la Orden ITC/104/2005 se establece que la variación del término de energía de las tarifas será 1,025152 veces la variación del CMP³ que se derive de cada revisión. Dicho coeficiente incluye la propia variación del CMP y de los costes de suministro a tarifa de venta y de compra venta que están vinculados al CMP.

En el cuadro 4 se muestran los porcentajes de variación de los términos de variables respecto a los valores publicados en el mes de julio de 2005.

Cuadro 4. Variación de los términos variables de las tarifas de venta de gas natural octubre de 2005 respecto a julio de 2005

TARIFAS DE VENTA	% Variación Término variable (Oct / Jul)
	SIN SOBRECOSTE
Grupo 3 (Presión \leq 4 bar)	
3.1 $C^{(1)} \leq 5$	5,29%
3.2 $5 < C \leq 50$	6,28%
3.3 $50 < C \leq 100$	8,13%
3.4 $C > 100$	8,87%
Grupo 2 Firme ($4 < P \leq 60$ bar)	
2.1 $C \leq 500$	13,75%
2.2 $500 < C \leq 5.000$	13,76%
2.3 $5.000 < C \leq 30.000$	13,92%
2.4 $30.000 < C \leq 100.000$	13,99%
2.5 $100.000 < C \leq 500.000$	14,08%
2.6 $C > 500.000$	14,15%
Grupo 4 Interrumpible ($4 < P < 60$ bar)	12,95%
Grupo 1 Firme ($P > 60$ bar)	
1.1 $C \leq 200.000$	14,19%
1.2 $200.000 < C \leq 1.000.000$	14,29%
1.3 $C > 1.000.000$	14,29%
Grupo 4 Interrumpible ($P > 60$ bar)	13,38%

(1) Consumo anual en MWh.

Fuentes: Resolución de julio de 2005 y propuesta Orden.

Se observan incrementos en los términos variables de todas las tarifas de venta respecto a los términos variables publicados en julio de 2005, cuya cuantía depende de la

³ En el cálculo de dicho coeficiente se han considerado las previsiones de consumo anuales correspondientes al año 2005.

ponderación del CMP en cada tarifa. Es decir, en tarifas firmes de clientes de mayor tamaño (Grupos 1 y 2) tiene mayor ponderación el CMP en el término variable que en tarifas de clientes pequeños (Grupo 3). Asimismo, para el mismo nivel de presión, en tarifas interrumpibles, tiene menor ponderación el CMP en el término variable (no tienen término fijo) que en las tarifas firmes del mismo nivel de presión.

En el Grupo 3 (presión ≤ 4 bar), el incremento de los términos variables de las tarifas considerando el sobrecoste, oscila entre un 5,3% en la tarifa 3.1, y un 8,87% en el término variable de la tarifa 3.4. En el Grupo 2 firme (presión entre 4 y 60 bar), se registran aumentos en los términos variables comprendidos entre el 13,75%, en la tarifa 2.1, y el 14,15%, en la tarifa 2.6. Los términos variables de las tarifas del Grupo 1 firme, aumentan entre el 14,19% y el 14,29%. Por último, las tarifas interrumpibles de los Grupos tarifarios 2 y 1 se incrementan en un 12,95% y 13,38%, respectivamente.

Calculando las variaciones promedio por tarifa de venta, respecto a los valores de julio de 2005, para lo que se utilizan los datos de consumos, caudales y número de clientes por tarifa de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden de tarifas 2005 (véase cuadro 5), se observa que las tarifas de venta habitualmente utilizadas por clientes domésticos (tarifas 3.1 y 3.2) aumentan un 4,33% y un 5,48% respecto a los valores de julio de 2005. Para el resto de clientes, el aumento en la tarifa media varía entre el 11,59%, en la tarifa 2.1, y el 13,38% en las tarifas del Grupo 1 interrumpible.

Cuadro 5. Variación de la tarifa media (%). Octubre 05 / Julio 05

TARIFAS DE VENTA	% Variación Precio Medio (Oct / Jul)
	SIN SOBRECOSTE
Grupo 3 (Presión \leq 4 bar)	
3.1 C ⁽¹⁾ \leq 5	4,33%
3.2 5 < C \leq 50	5,48%
3.3 50 < C \leq 100	6,66%
3.4 C > 100	8,42%
Grupo 2 Firme (4 < P \leq 60 bar)	
2.1 C \leq 500	11,59%
2.2 500 < C \leq 5.000	12,25%
2.3 5.000 < C \leq 30.000	12,41%
2.4 30.000 < C \leq 100.000	11,60%
2.5 100.000 < C \leq 500.000	12,86%
2.6 C > 500.000	13,07%
Grupo 4 Interrumpible (4 < P < 60 bar)	12,95%
Grupo 1 Firme (P > 60 bar)	
1.1 C \leq 200.000	-
1.2 200.000 < C \leq 1.000.000	-
1.3 C > 1.000.000	13,37%
Grupo 4 Interrumpible (P > 60 bar)	13,38%

(1)C= Consumo anual MWh

(-) En el escenario de previsión del MITC de 2005 el 100% de los clientes de las tarifas 1.1 y 1.2 se encuentran en el mercado liberalizado.

Fuentes: Resolución 14 de julio de 2005, Propuesta de Orden y Memoria Económica tarifas de gas 2005.

4.2 Comentarios al sobrecoste estimado

De acuerdo con la modificación del CMP incluida en la propuesta de Orden, el CMP correspondiente al mes de octubre de 2005 se incrementaría un 20,73% respecto al valor de CMP publicado en la Resolución de 14 de julio de 2005. Es decir, la introducción del sobrecoste por desvío de la demanda a mercado regulado, supone un incremento adicional del CMP del 5,5%, respecto al valor correspondiente a la aplicación de la fórmula de la Orden ITC/104/2005.

Cuadro 6. Evolución del CMP (con sobrecoste). Año 2005

	Coste unitario de materia prima				
	CMP (c€/kWh) aplicando la fórmula Orden ITC/104/2005	% Variación CMP	Sobrecoste (c€/kWh)	CMP (c€/kWh)	% Variación CMP
Orden ITC/104/2005	1,2661		-	1,2661	
Resolución 14 abril 05	1,3173	4,04%	-	1,3173	4,04%
Resolución 14 julio 05	1,4677	11,42%	-	1,4677	11,42%
Orden ITC/ /2005 (*)	1,6906	15,19%	0,0814	1,7720	20,73%

(*) Valor de CMP y sobrecoste calculado con información disponible a 3/10/2005.

Fuentes: Paws, Orden ITC/104/2005, Resolución de 14 de abril de 2005, Resolución de 14 de julio de 2005 y Propuesta de Orden.

El efecto de la actualización del CMP, de acuerdo con lo establecido en la propuesta de Orden, sobre los términos variables de las tarifas de venta publicadas en julio de 2005 se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 7. Variación de los términos variables de las tarifas de venta de gas natural. Octubre respecto a julio de 2005

TARIFAS DE VENTA	% Variación Término variable (Oct / Jul)
	CON SOBRECOSTE
Grupo 3 (Presión ≤ 4 bar)	
3.1 C ⁽¹⁾ ≤ 5	7,22%
3.2 5 < C ≤ 50	8,57%
3.3 50 < C ≤ 100	11,10%
3.4 C > 100	12,11%
Grupo 2 Firme (4 < P ≤ 60 bar)	
2.1 C ≤ 500	18,77%
2.2 500 < C ≤ 5.000	18,78%
2.3 5.000 < C ≤ 30.000	19,01%
2.4 30.000 < C ≤ 100.000	19,11%
2.5 100.000 < C ≤ 500.000	19,22%
2.6 C > 500.000	19,32%
Grupo 4 Interrumpible (4 < P < 60 bar)	17,68%
Grupo 1 Firme (P > 60 bar)	
1.1 C ≤ 200.000	19,37%
1.2 200.000 < C ≤ 1.000.000	19,50%
1.3 C > 1.000.000	19,50%
Grupo 4 Interrumpible (P > 60 bar)	18,27%

(1) Consumo anual en MWh.

Fuentes: Resolución de julio de 2005 y propuesta Orden.

Las variaciones en las tarifas medias, calculadas de acuerdo con el escenario de consumos y caudales de la información que acompañó a la propuesta de Orden de las tarifas de venta para 2005, se muestra en el cuadro 8. Las tarifas 3.1 y 3.2, habitualmente utilizadas por clientes domésticos, aumentan un 5,92% y un 7,48%, respectivamente. La tarifa del Grupo 1 interrumpible se incrementa un 18,3%.

Cuadro 8. Variación de la tarifa media (%). Octubre 05 / Julio 05

TARIFAS DE VENTA	% Variación Precio Medio (Oct / Jul)
	CON SOBRECOSTE
Grupo 3 (Presión \leq 4 bar)	
3.1 C ⁽¹⁾ \leq 5	5,92%
3.2 5 < C \leq 50	7,48%
3.3 50 < C \leq 100	9,09%
3.4 C > 100	11,50%
Grupo 2 Firme (4 < P \leq 60 bar)	
2.1 C \leq 500	15,83%
2.2 500 < C \leq 5.000	16,72%
2.3 5.000 < C \leq 30.000	16,94%
2.4 30.000 < C \leq 100.000	15,83%
2.5 100.000 < C \leq 500.000	17,55%
2.6 C > 500.000	17,84%
Grupo 4 Interrumpible (4 < P < 60 bar)	17,68%
Grupo 1 Firme (P > 60 bar)	
1.1 C \leq 200.000	-
1.2 200.000 < C \leq 1.000.000	-
1.3 C > 1.000.000	18,25%
Grupo 4 Interrumpible (P > 60 bar)	18,27%

(1)C= Consumo anual MWh

(-) En el escenario de previsión del MITC de 2005 el 100% de los clientes de las tarifas 1.1 y 1.2 se encuentran en el mercado liberalizado.

Fuentes: Resolución 14 de julio de 2005, Propuesta de Orden y Memoria Económica tarifas de gas 2005.

Respecto a la introducción del sobrecoste en la fórmula del CMP de la propuesta de Orden, se valora positivamente la transparencia en la información utilizada para calcular dicha variable. La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden proporciona información mensual de la demanda real desde enero a julio y prevista desde agosto a diciembre de 2005, de los precios unitarios de los desvíos mensualmente, así como de las previsiones a tarifa regulada proyectada hasta 2007, lo que fundamenta el cálculo del déficit y del sobrecoste del CMP, incluidos en la propuesta de Orden, lo que permitirá su revisión futura.

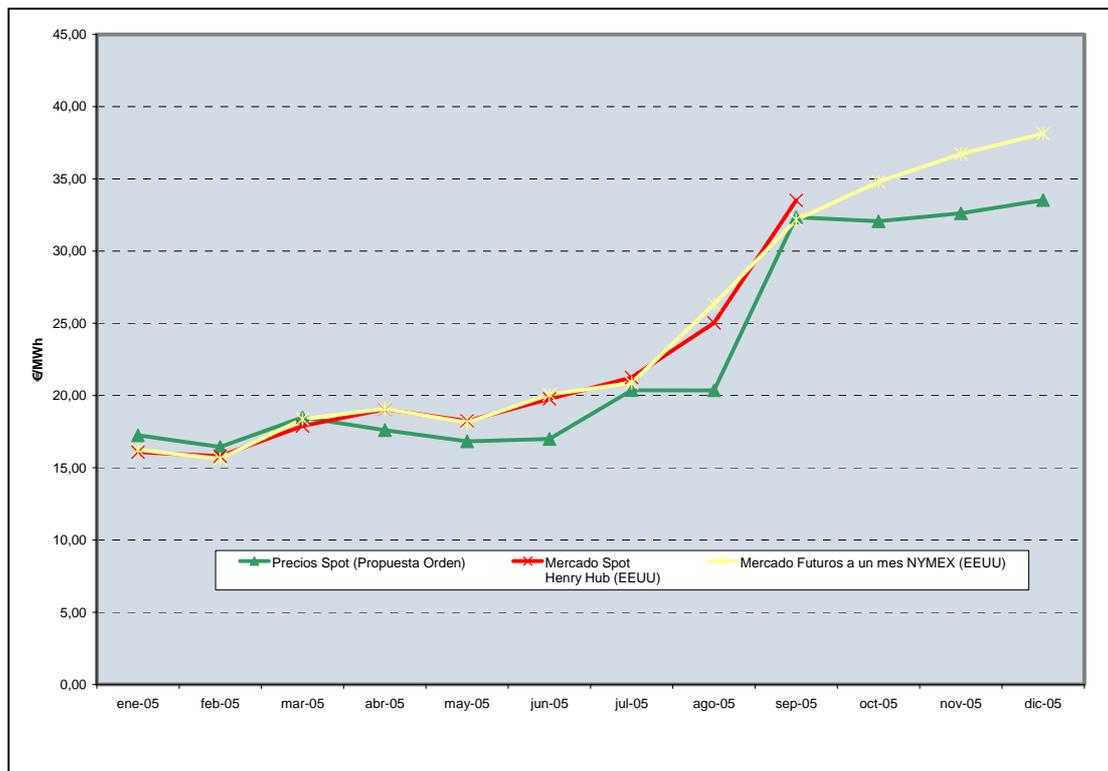
Por otra parte, se considera, de acuerdo con los criterios para establecer tarifas, peajes y cánones de gas natural del RD 949/2001, que las tarifas de venta deben reflejar los costes reales del suministro a mercado regulado. En este sentido, las causas excepcionales que motivan aumentos de demanda superiores a los previstos inicialmente, en un momento en el que los mercados muestran una tendencia alcista de precios, justifican la consideración de un sobrecoste en el CMP que debería trasladarse a dichos clientes.

La no consideración de dicho sobrecoste en la fórmula del CMP a aplicar desde octubre o su reconsideración completa en la fórmula de CMP para 2006 produciría, efectos negativos a los transportistas que suministran el gas natural a clientes en el mercado regulado, así como evitar trasladar los costes de suministro a los clientes a tarifa de venta, con la consiguiente distorsión entre el mercado regulado y el liberalizado, lo que es contrario, por tanto, a los principios tarifarios del RD 949/2001, es decir.

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

Por otra parte, los precios del mercado *spot* incluidos para valorar los excesos de demanda están en línea con los precios *spot* en el Henry Hub y los futuros de gas en Nymex, referencia externa de dichos precios.

Gráfico 3. Precios Mercados Spot Propuesta de Orden y referencias externas (€/MWh)



Fuente: World Gas Intelligence y Propuesta de Orden

Asimismo se considera muy adecuado laminar el efecto de dicho déficit en el tiempo (18 meses, hasta abril de 2007).

No obstante, se señalan los siguientes aspectos.

En primer lugar, cabe destacar que en el cálculo del déficit correspondiente al año 2005 se incluyen previsiones de demanda y de precio de contratos *spot*, correspondientes al periodo comprendido entre agosto y diciembre de 2005. El reconocimiento de este déficit *ex ante* no está en línea con la práctica habitual en el sector, en el caso del sistema de liquidaciones los desvíos de años anteriores se calculan siempre *ex post*. Por ello, se propone considerar en el cálculo del mismo únicamente los datos reales disponibles en el momento de realizar la estimación. Esto es, el déficit acumulado hasta el 31 de julio de 2005, último mes para el que se dispone de datos cerrados y facturados, máxime cuando el sobrecoste medio previsto desde septiembre a diciembre (utilizando datos previstos) supera en un 200% el sobrecoste de la primera parte del año. Según la información de la

Memoria, la cuantía del déficit registrado desde enero hasta julio asciende a 28.166.615 euros.

En segundo lugar, el mecanismo para el cálculo del incremento mensual de costes totales de aprovisionamiento parece asimétrico, en la medida en que únicamente se compensan las variaciones de costes al alza, sin tener en consideración aquellos meses en los que la demanda real ha resultado inferior a la prevista, en particular, los 1,07 millones de € en abril de 2005. En este sentido se propone la consideración de dicho desvío positivo, lo que rebajaría la cuantía de déficit hasta julio en 27,10 millones de €.

En tercer lugar, del mismo modo al cálculo del déficit previsto en 2005, se considera que debería tenerse en cuenta desvíos en sentido contrario que pudieran haberse producido en años anteriores y que no han sido calculados ni, por tanto, trasladados a los clientes en el mercado regulado. En este sentido se considera necesario que la empresa que suministra a mercado regulado proporcione dichos desvíos y precios unitarios en años anteriores a enero de 2005, a fin de que sea tenido en cuenta en la valoración de dicho sobre coste imputado a 2005. ***De otro modo podría considerarse que dicha fórmula supone un ajuste “a coste del servicio” del aprovisionamiento de gas en el mercado regulado, y únicamente al alza, lo que supone eliminar todo incentivo regulatorio a la adquisición del gas para clientes a tarifa.***

Cabe destacar que la actualización del CMP tiene un efecto sobre la retribución de las actividades de Compra-venta a tarifa y suministro a tarifa, lo que se traslada a su vez a la variación de las tarifas de venta. Este efecto, se recoge en el artículo 6 de la Orden ITC/104/2005 en el que se establece que la variación del término de energía de las tarifas será 1,025152 veces la variación del CMP que se derive de cada revisión. Dicho coeficiente incluye la propia variación del CMP y de los costes de suministro a tarifa de venta y de compra venta que están vinculados al CMP.

En cuarto lugar, cabe destacar las consecuencias que el error de previsión de demanda a mercado regulado del GTS puede derivarse sobre los programas del suministrador de gas a tarifa regulada, y en particular de los aprovisionamientos de gas del Magreb con destino, preferente a tarifa. En este sentido, llama la atención según información proporcionada

por ENAGAS a esta Comisión el 28 de septiembre de 2005, que la previsión inicial de demanda a mercado regulado realizada para 2005, por el propio GTS en 2004, es inferior, incluso a la proporcionada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden (51.520 GWh vs. 53.748 GWh). En este sentido, se considera necesario que dichos desvíos sobre la demanda prevista sean puestos de manifiesto por el GTS, a tiempo de poner remedio por su impacto a los clientes en el mercado regulado.

En quinto lugar, se subraya el carácter preferente del gas procedente del Magreb para abastecer al mercado regulado, establecido en el Real Decreto-Ley 6/2000. En este sentido debería explicitarse si dicho gas debe necesariamente, en primer lugar abastecer totalmente al mercado regulado, y subsidiariamente al mercado liberalizado. Si el gas del Magreb se hubiera destinado en su totalidad al mercado regulado, el déficit por desvíos de la demanda resultante hubiera sido inferior al registrado hasta 2005. Según información remitida por ENAGAS a esta Comisión, la oferta de GN de Argelia prevista para 2005 asciende a 55.437 GWh, mientras que la cantidad prevista inicialmente a mercado regulado fue de 47.451 GWh.

Se ha recibido una alegación de un miembro del Consejo Consultivo en la que se propone que se mantenga la totalidad del gas del contrato de Argelia para el suministro a tarifa.

4.3 Introducción de un mecanismo de cálculo de los desvíos de la demanda y costes de aprovisionamiento

En línea con lo comentado en el epígrafe anterior, relativo al carácter provisional del cálculo del déficit y del cálculo del sobrecoste del CMP asociado a este déficit, se considera muy adecuado que la propuesta de Orden introduzca un mecanismo de revisión de dichos datos, de acuerdo con información que se vaya registrando.

De acuerdo con lo señalado en el epígrafe 3.3 del presente informe, para el cálculo de las desviaciones se propone que las empresas que incorporen gas natural al sistema para

suministro a tarifas remitan mensualmente información certificada⁴ a la Dirección General de Política Energética y Minas. Asimismo, y que el GTS remita certificación de las cantidades suministradas al mercado a tarifa, mermas, inyección, extracción y demanda mensuales, cada mes, dentro del plazo anteriormente indicado.

Se considera, por una parte, que la información solicitada es fundamental para realizar el seguimiento de las desviaciones del coste de la materia prima, por lo que se propone que dicha información sea remitida, además, a la Comisión Nacional de Energía.

Por otra parte, se hace necesario valorar mensualmente el precio de adquisición del gas, incluyendo coste del flete, según origen y según se suministre al mercado regulado o al liberalizado. Por tanto, se propone incluir en el punto 5 del artículo 2 de la propuesta de Orden: “5. Precio de adquisición, incluyendo coste del flete, según procedencia del gas y diferenciando entre mercado regulado y liberalizado.” En este sentido se considera necesario remarcar el carácter preferente del gas procedente del Magreb para el suministro a mercado regulado, de acuerdo con el contenido del RDL 6/2000.

Asimismo, se considera, en línea con una alegación de un miembro del Consejo Consultivo, que los conceptos y cantidades incurridas por las empresas que aprovisionan al mercado regulado que se incorporen al sobrecoste transitorio del año 2005, sean auditados.

⁴ Cantidades de gas natural en mercado regulado y liberalizado, procedencia, medios de transporte, fechas de descarga, precios de adquisición.

5 CONCLUSIONES

Primera. Se considera positiva la transparencia tanto en la información aportada por el Ministerio para calcular el déficit derivado en el aprovisionamiento de gas natural, como en el mecanismo que se propone para la revisión del mismo y del sobrecoste. Asimismo se considera positivo la solicitud de información introducida en la propuesta de Orden para revisar dicho sobrecoste, así como la imputación temporal (18 meses hasta abril de 2007).

Segunda. Dicha medida se considera adecuada en cuanto procura trasladar *las variaciones de costes de aprovisionamiento de gas al mercado regulado a las tarifas de venta*, evitando crear distorsiones entre mercado regulado y liberalizado, de acuerdo con los criterios tarifarios que establece el RD 949/2001

Tercera. Cabe subrayar el carácter de coste de servicio dado a la retribución de aprovisionamiento de gas natural con destino el mercado a tarifa regulada y la falta de incentivos a los agentes que realicen el aprovisionamiento para el mercado regulado. En este sentido, se propone analizar si se han producido desvíos de signo contrario en años anteriores, desde 2002, no trasladados al consumidor a tarifa. Dicho análisis debería tenerse en cuenta en la cifra de sobrecoste que se proponga.

Cuarta. Se propone que el sobrecoste calculado abarque las cantidades registradas en el momento de informar la propuesta de Orden (27,10 millones de euros en lugar de 82,7 millones de euros).

Quinta. Se considera necesario que los datos mensuales para recalcular el sobrecoste, definidos en el artículo 2 de la propuesta de Orden, sean remitidos, además, a esta Comisión. Asimismo, en línea con las alegaciones recibidas por algunos miembros del Consejo Consultivo, se propone que se auditen los conceptos y cantidades incurridas que se incorporen al sobrecoste transitorio.

Sexta. En la información que deberán remitir las empresas que incorporen gas natural al sistema para suministro a tarifas, de acuerdo con el artículo 2 de la propuesta de Orden,

se propone que el precio de adquisición, se desglose según los distintos aprovisionamientos y según ambos mercados (regulado y liberalizado).

Séptima. Se considera necesario dejar explícito en el ejercicio de tarifas 2006, haciéndolo acorde a la realidad vigente, el carácter preferente del gas procedente del Magreb para el suministro a mercado regulado, de acuerdo con el contenido del RD-L 6/2000. El aprovisionamiento complementario que sea preciso para completar, en su caso, el suministro a tarifa deberá hacerse con previsión suficiente para no tener que acudir exclusivamente al mercado spot.

Octava. Las adquisiciones de gas hechas por los transportistas que compren gas para el suministro a tarifa, deberán de hacerse con mecanismos de mercado, abiertos, en concurrencia, sin exclusividad entre los agentes vendedores, y con plena transparencia. El coste de la materia prima sería la suma del coste correspondiente al contrato procedente del Magreb para el suministro a tarifa, más el coste de adquisición de gas resultante de este mecanismo.

Novena. Respecto al artículo 6 del proyecto, su ubicación adecuada sería un segundo párrafo de la Disposición final, o una disposición transitoria, ya que su contenido se limita a establecer la aplicabilidad de la Orden a los consumos posteriores a su entrada en vigor, y no a los anteriores, y a la forma proporcional de repartir la lectura de contadores del periodo durante el cual se produzca la entrada en vigor de la norma. Asimismo, dado que existen consumidores con teled medida, la cual puede reflejar consumos diarios, y no hacer necesario, por tanto, el reparto proporcional, podría hacerse excepción expresa de este tipo de consumidores.

Décima. Respecto al artículo 1 de la propuesta de Orden habría de ser matizado, por cuanto que el objeto de la norma no es solamente la modificación cuantitativa del CMP y de las tarifas, sino también del método de cálculo de las actualizaciones trimestrales del CMP. En particular, se propone sustituir.

“Artículo 1.-Objeto

La presente Orden tiene por objeto modificar el Coste de la materia prima incluido en el artículo 3º de la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, para corregir las desviaciones reales hasta julio de 2005 y las previstas hasta final de diciembre de 2005 y determinar las tarifas del gas natural y gases manufacturados por canalización conformes con esa modificación”.

Por la siguiente redacción:

“Artículo 1.-Objeto

La presente Orden tiene por objeto modificar el Coste de la materia prima incluido en el artículo 3º de la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, para corregir las desviaciones reales hasta julio de 2005 y determinar las tarifas del gas natural y gases manufacturados por canalización conformes con esa modificación, así como introducir un procedimiento de cálculo del Coste de la materia prima”.