



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 2/2002 SOBRE LA  
“PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE  
SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN DE  
LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL  
SECTOR GASISTA”**

7 de febrero de 2002

## ÍNDICE

1. Preámbulo .....	5
2. Antecedentes .....	7
3. Consideraciones previas .....	8
3.1. Justificación de la modificación del actual sistema de retribución del sector gasista .....	8
3.2. Resumen cuantitativo de la propuesta de remuneración en 2002 .....	12
3.3. Consideraciones sobre la información necesaria y disponible para evaluar la propuesta de O.M. sobre retribución.....	18
3.3.1. Separación contable de las actividades reguladas: su necesidad.....	18
3.3.2. Consideraciones sobre la información remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas como soporte para el análisis de propuesta de O.M. de retribución.....	19
3.3.3. Salvedades más significativas de las compañías de auditoría sobre la información utilizada.....	25
3.4. Principios y criterios generales para la retribución de las actividades reguladas.....	28
4. Retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte .....	29
4.1. Descripción del modelo de retribución propuesto.....	29
4.2. Valoración inicial de los activos y de los costes de explotación ..	32

4.2.1.	Valoración de los activos existentes a 31 de diciembre de 2001: Valor actual estimado de reposición a partir de datos contables.....	32
4.2.2.	Valoración de los activos nuevos por autorización directa: Costes estándares .....	35
4.2.3.	Cálculo de los costes de Explotación: Costes estándares....	38
4.3.	Modelo de retribución de los activos existentes y de las inversiones nuevas por asignación directa: costes fijos y variables acreditados.....	40
4.4.	Actualización de los costes acreditados: Modelo tipo $IPC \cdot f$ (con $f \leq 0,85$ ).....	41
4.4.1.	La retribución de la inversión mediante el modelo $IPC \cdot f$ (con $f \leq 0,85$ ) propuesto .....	43
4.4.2.	Elección de la tasa interna de rentabilidad para las actividades reguladas .....	46
5.	Retribución a los transportistas por la actividad de gestión de compra-venta de gas con destino al mercado a tarifas.....	47
5.1.	Coste específico por compra-venta de gas y su relación con el coste de la materia prima .....	48
5.2.	Coste de las mermas de gas destinadas al mercado a tarifa .....	49
5.3.	Coste específico por financiación de existencias de gas destinadas al mercado a tarifa .....	50
6.	Retribución de la actividad de distribución .....	52
6.1.	Valoración de los activos de distribución: Coste de reposición sin descontar subvenciones.....	53
6.2.	Retribución de la inversión de la distribución .....	54

6.3.	Costes acreditados y su reparto entre redes de presión inferior o igual a 4 bar y superior a 4 bar.....	55
6.4.	Reparto de la retribución de la inversión entre Distribución y Venta a Tarifa: Criterios y necesidad de separación contable....	57
6.5.	Actualización de la propuesta de retribución de la distribución: Valoración del modelo Paramétrico.....	57
7.	Retribución de la actividad de suministro a tarifa .....	62
7.1.	Coste total específico por la actividad de atención a los clientes (RAS): Consumo vs. número de clientes a tarifa.....	63
7.2.	Mermas de gas en las redes de distribución: Cálculo y valoración.....	65
7.3.	Coste del capital circulante.....	66
8.	Retribución de la actividad de gestor técnico del sistema .....	67
9.	Otras consideraciones .....	69
10.	Resumen y conclusiones.....	71

## **INFORME SOBRE LA “PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA”**

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, previo informe del Consejo Consultivo de Hidrocarburos sobre esta propuesta de Orden Ministerial emitido en su sesión celebrada el 4 de enero de 2002, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 7 de febrero de 2002 ha acordado emitir el presente

### **INFORME**

#### **1. PREÁMBULO**

Con fecha 21 de enero de 2002 tuvo entrada en la Comisión Nacional de la Energía la propuesta de Orden Ministerial por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, la propuesta de Orden Ministerial por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y la propuesta de Orden Ministerial por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las redes de instalaciones gasistas, así como la correspondiente Memoria explicativa a las citadas propuestas.

El proyecto de Orden Ministerial fue remitido a la CNE para que, de acuerdo con lo establecido en el apartado tercero de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, emita el correspondiente informe preceptivo.

Dicho proyecto fue remitido al Consejo Consultivo de Hidrocarburos que se celebró el 4 de febrero de 2002, y cuyas aportaciones han sido consideradas para la elaboración del presente informe.

Se acompañan las alegaciones por escrito a esta Comisión por parte de los siguientes miembros del Consejo Consultivo:

- Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).
- Direcció General d'Energia i Mines. Departament d'Indústria, Comerç i Turisme. Generalitat de Catalunya.
- Departamento de Industria y Tecnología, Comercio, Turismo y Trabajo. Servicio de Seguridad Industrial. Gobierno de Navarra.
- Representante de los Transportistas de Gas: NaturGas. Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.
- Representante de las Empresas Distribuidoras de Gas: Gas Natural sdg a través de SEDIGAS.
- Representante de las Empresas Comercializadoras de Gas: IBERDROLA Gas a través de SEDIGAS.
- Representantes de los Grandes Consumidores: Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), Federación Empresarial de la Industria Química Española (FEIQUE) y Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE).
- Representante de las Pequeñas y Medianas Empresas: Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos (ASCER).
- Representante de Operadores de Gases Licuados del Petróleo: Asociación Española de Operadores de Gases Licuados del Petróleo.

Así mismo esta Comisión solicitó con fecha 23 de enero de 2002 información adicional al Ministerio de Economía, que fue remitida el 25 de enero de 2002.

## **2. ANTECEDENTES.**

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, introduce la necesidad de desarrollar un régimen económico integrado para el sector del gas natural, a partir de un nuevo sistema de cálculo de tarifas y peajes y cánones, así como de la modificación del sistema de retribución vigente.

En lo relativo al régimen de retribución de las actividades reguladas, el R.D. 949/2001, sienta las bases para el nuevo sistema, identificando las actividades reguladas incluidas en el régimen económico con un derecho de cobro por el desarrollo de su actividad que garantice una adecuada rentabilidad de las inversiones.

Con todo, este documento, si bien establecía los criterios de determinación de la nueva retribución, no especificaba el método de cálculo, manteniendo la incertidumbre sobre la valoración de los activos existentes hasta la fecha y de las nuevas instalaciones en proyecto, lo que impedía una correcta valoración de las mismas, limitando el proceso inversor por parte de las empresas.

Con la Orden Ministerial por la que se establece la retribución de las actividades reguladas se avanza en el proceso de puesta en marcha del sistema retributivo y se disminuye la incertidumbre regulatoria que rodeaba al mismo, dotando de un marco regulatorio cierto para las inversiones de transporte y distribución de gas natural. Esto permitirá a las empresas gasistas acometer las inversiones necesarias para dar cobertura al sistema gasista que,

como ya se informó por esta Comisión en su Informe Marco, adolece de problemas de capacidad, ante la creciente demanda y puesta en marcha de las centrales de ciclo combinado.

En general, la nueva normativa del sistema retributivo representa un avance en el proceso de liberalización: por una parte, permitirá la aparición de nuevas empresas transportistas que agilizarán los proyectos de inversión en nuevas instalaciones; por otra parte, establece las bases necesarias para la valoración de los activos existentes de las empresas gasistas. En este sentido, también facilitará la puesta a la venta de la principal empresa transportista y gestor técnico del sistema, Enagas S.A., establecida en el R.D. Ley 6/2000 como medida para la reorganización de la estructura de la propiedad del sector del gas natural.

### **3. CONSIDERACIONES PREVIAS**

#### **3.1. Justificación de la modificación del actual sistema de retribución del sector gasista**

El método seguido actualmente para la retribución de las actividades reguladas del sector gasista está amparado en las disposiciones contenidas en el capítulo VII, relativo al régimen económico, del título IV, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en las disposiciones que lo han venido desarrollando, en particular:

- O.M., de 30 de septiembre de 1999, por la que se actualizan los parámetros del sistema de precios máximos de los suministros de gas natural para usos industriales.
- O.M., de 28 de julio de 2000, sobre peajes y cánones de acceso de terceros a las instalaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural.

- O.M., de 12 de febrero de 2001, por la que se aprueban las nuevas tarifas y precios de los suministros de gas natural y gases manufacturados por canalización para usos domésticos y comerciales.
- O.M., de 28 de mayo de 2001, por la que se aprueban las tarifas de gas natural como materia prima.

Según estas disposiciones, la retribución de Enagas y de las empresas distribuidoras, procede de los márgenes que obtienen las empresas por las ventas de gas a tarifa o a precio de transferencia, y por el cobro de los peajes y cánones por el uso de las instalaciones por terceros.

Los valores de los márgenes por termia o kWh suministrado que obtienen las compañías dependen, en cada caso, del mercado final al que vaya destinado el gas: mercados doméstico, comercial, industrial, materia prima, etc., y de la naturaleza del servicio que preste cada compañía: transporte o distribución.

En definitiva, el margen total disponible para las actividades reguladas del sector gasista proviene, en su mayor parte, de la diferencia existente entre los precios finales cobrados a los clientes por el gas suministrado y el coste de los aprovisionamientos de gas en frontera, margen que se reparte entre Enagas y compañías distribuidoras según el mercado final al que va destinado el gas. El margen mencionado se completa con los ingresos procedentes del cobro de los peajes y cánones obtenidos por el uso de terceros de las instalaciones.

Enagas y las compañías distribuidoras han dispuesto desde 1997 los márgenes unitarios que aparecen en el cuadro 3.1:

<b>Cuadro 3.1: Márgenes Brutos Unitarios<sup>(*)</sup> del Sector Gas Natural (en pta/te)<sup>(**)</sup></b>						
	<b>Márgenes por Mercados en Enagas</b>			<b>Márgenes por mercados en Distribución</b>		
	<b>Doméstico- Comercial</b>	<b>Industrial Firme</b>	<b>Industrial Interrumpible</b>	<b>Doméstico- Comercial</b>	<b>Industrial Firme</b>	<b>Industrial Interrumpible</b>
<b>Año 1997</b>	<b>0,5513</b>	<b>0,4857</b>	<b>0,3598</b>	<b>4,8548</b>	<b>0,3117</b>	<b>0,2502</b>
<b>Año 1998</b>	<b>0,5531</b>	<b>0,3039</b>	<b>0,1971</b>	<b>4,8710</b>	<b>0,4516</b>	<b>0,3475</b>
<b>Año 1999</b>	<b>0,5480</b>	<b>0,5363</b>	<b>0,4460</b>	<b>4,8150</b>	<b>0,4139</b>	<b>0,3239</b>
<b>Año 2000</b>	<b>0,5442</b>	<b>0,5253</b>	<b>0,4859</b>	<b>4,7757</b>	<b>0,2685</b>	<b>0,2292</b>
<b>nov-00</b>	0,5442	0,4283	0,4060	4,7757	0,1968	0,1747
<b>dic-00</b>	0,5442	0,5672	0,5485	4,7757	0,1499	0,1316
<b>ene-01</b>	0,5442	0,6110	0,5931	4,7757	0,1279	0,1104
<b>feb-01</b>	0,5442	0,4161	0,3970	4,7757	0,1516	0,1329
<b>mar-01</b>	0,5442	0,1641	0,1404	4,7757	0,2879	0,2646
<b>abr-01</b>	0,5442	-0,0477	-0,0796	4,7757	0,2917	0,2602
<b>may-01</b>	0,5442	0,0668	0,0290	4,7757	0,3112	0,2736
<b>jun-01</b>	0,5442	-0,0294	-0,0706	4,7757	0,3210	0,2800
<b>jul-01</b>	0,5442	0,0162	-0,0240	4,7757	0,3030	0,2632
<b>ago-01</b>	0,5442	0,3272	0,2870	4,7757	0,2893	0,2491
<b>sep-01</b>	0,5442	0,3148	0,2740	4,7757	0,2884	0,2477
<b>oct-01</b>	0,5442	0,3244	0,2841	4,7757	0,2895	0,2492
<b>AÑO MOVIL</b>	<b>0,5442</b>	<b>0,2633</b>	<b>0,2321</b>	<b>4,7757</b>	<b>0,2507</b>	<b>0,2198</b>

Fuente: O.M. y Resoluciones del Ministerio de Economía

(\*) Diferencia entre el precio de venta y de compra del gas

(\*\*) datos en Pta/te al ser información anterior al 1 de enero de 2002

Este cuadro pone de manifiesto la volatilidad existente en los ingresos que han venido obteniendo las compañías gasistas, que está motivada por la dependencia que tienen los márgenes unitarios del gas, de los precios del petróleo, de la cotización del dólar americano en cada momento, así como de los desfases entre los periodos de referencia considerados para la formación de los diferentes precios del gas.

Por otra parte, este sistema retributivo, al tener un único precio de transferencia por mercado entre Enagas y el distribuidor al consumidor final, no permite la retribución y por tanto no favorece la existencia de activos de transporte o de

distribución pertenecientes a terceras empresas interpuestas entre Enagas y las compañías distribuidoras que atienden al mercado final.

Por tanto, el actual diseño retributivo no ha permitido la adecuada retribución a los activos de otras compañías de transporte distintas a Enagas, así como la retribución por conducir el gas por redes de distribución intermedias hasta las compañías de distribución que abastecen al mercado final. El vigente modelo tampoco ha favorecido las inversiones en instalaciones de seguridad y en sobrecapacidad, puesto que las mismas no generan por si mismas ventas adicionales y por tanto no generan retribución.

Así mismo, y tal como se expone en el denominado “Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura”, aprobado el 20 de diciembre de 2001 por esta Comisión, el sistema gasista necesita realizar un importante esfuerzo de inversión para la construcción de nuevas infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento de gas, destinadas a atender los importantes aumentos previstos para la demanda de gas. Este importante esfuerzo inversor para los próximos años comporta necesariamente la existencia de un adecuado sistema retributivo que haga real que las diversas empresas inversoras acometan los proyecto previstos.

Por otro lado, es manifiesta la distorsión existente en la actualidad entre la retribución proporcionada por los ingresos por la venta de gas a tarifa y los ingresos por peajes y cánones.

Por consiguiente, se pone de manifiesto que el sistema retributivo actual no es acorde con las necesidades expuestas, ni con lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en sus artículos 54, 58, 60, 63, 69, 91 y 92, por lo que es necesario el establecimiento de un nuevo sistema retributivo.

Para dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley 34/1998, y superar las dificultades que plantea el actual sistema retributivo, el Gobierno anuncia mediante el artículo 8, del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, que:

*“mediante Real Decreto, aprobará en el plazo de seis meses un sistema económico integrado del sector gas natural, que incluya el modelo para el cálculo de las tarifas para el gas natural y de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de la red gasista, el sistema para determinar la remuneración que corresponda a cada uno de los titulares de las instalaciones gasistas y el procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los distintos agentes que actúan en el sector gasista.*

*El sistema deberá seguir los criterios y principios recogidos en el capítulo VII del título IV de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, modificando, por tanto, el sistema actual de cálculo de las tarifas industriales de gas natural basado en energías alternativas por un sistema basado en costes..... “*

El Gobierno da cumplimiento a la anterior disposición mediante la publicación 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, que se compone de un nuevo sistema retributivo, un nuevo sistema de tarifas, peajes y cánones, y un sistema de liquidaciones.

Este proyecto de O.M. viene a completar lo dispuesto en el R.D. 949/2001, de 3 de agosto, estableciendo los valores y los métodos concretos de retribución de las actividades reguladas.

### **3.2. Resumen cuantitativo de la propuesta de remuneración en 2002**

Los parámetros básicos que definen y concretan el resultado numérico del sistema retributivo propuesto en el proyecto de O.M. para el año 2002 se recogen en el Balance Económico del Sistema Gasista del cuadro 3.2:

<b>Cuadro 3.2: Balance Económico del Sistema Gasista año 2002</b>					
	<b>Facturación</b>		<b>Coste unitario medio</b>		<b>Volumen gas GWh</b>
	Miles de €	Mpta	c€/kWh	Pta/kWh	
<b>1.- Retribución año 2002</b>	<b>1.569.642</b>	<b>261.166</b>	<b>0,6616</b>	<b>1,1007</b>	<b>237.263</b>
Regasificación	88.469	14.720			145.833
Almacenamiento	57.817	9.620			19.645
Transporte	324.060	53.919			237.263
Distribución	945.025	157.239			237.263
Gestión de compra-venta	23.983	3.990			91.424
Suministro a tarifa	119.422	19.870			91.424
Gestor técnico del sistema	8.955	1.490			237.263
CNE	1.911	318			237.263
<b>2.- Ingresos esperados año 2002</b>	<b>2.585.429</b>	<b>430.179</b>	<b>1,0897</b>	<b>1,8131</b>	<b>237.263</b>
<b>Por tarifas</b>	<b>2.246.774</b>	<b>373.832</b>			<b>91.424</b>
Grupo 3	1.642.346	273.263			48.206
Grupo 2 firme	156.484	26.037			10.706
Grupo 1 firme	1.643	273			118
Grupo 2 interrumpible	246.875	41.077			17.582
Grupo 1 interrumpible	199.426	33.182			14.812
<b>Por peajes y cánones</b>	<b>338.655</b>	<b>56.347</b>			<b>145.838</b>
Regasificación	62.658	10.425			102.802
Almacenamiento gn	31.134	5.180			10.464
Almacenamiento gnl	0	0			0
Peajes t. y d.	244.863	40.742			145.838
Grupo 3	0	0			0
Grupo 2 firme	196.763	32.739			109.862
Grupo 1 firme	48.100	8.003			35.976
<b>3.- Coste esperado cmp Mdo. a tarifa</b>	<b>1.015.796</b>	<b>169.014</b>	<b>1,1111</b>	<b>1,8487</b>	<b>91.424</b>
<b>4.- Disponible para retribución</b>	<b>1.569.633</b>	<b>261.165</b>	<b>0,6616</b>	<b>1,1007</b>	<b>237.263</b>

Fuente: Propuesta de O.M. y elaboración propia a partir de los datos de la memoria y de la O.M.

Dicho Balance Económico recoge, por un lado, la remuneración prevista en la propuesta de O.M. de remuneración para el año 2002, calculadas para las distintas actividades reguladas según los procedimientos que se detallan en la propuesta de O.M. y que se comentan en los apartados siguientes de este informe; por otro, por la previsión de ingresos por la aplicación de las tarifas, peajes y cánones propuestos en las correspondientes propuestas de O.M.. La

comparación de la remuneración prevista con los ingresos esperados para el sector de gas natural pone de manifiesto que se espera obtener un equilibrio presupuestario para el ejercicio 2002.

Las cifras más relevantes para el año 2002 se pueden resumir en una retribución para las actividades reguladas de 1.570 M€, con un volumen previsto de gas de 237.263 GWh, que supone un coste medio de 0,6616 c€/kWh, equivalente a 1,1007 Pta/te.

Dicho Balance Económico recoge, por un lado, unos ingresos estimados para el año 2002 de 2.585 millones de €, de los que 2.247 M€ corresponden a los ingresos por las ventas a tarifa de 91.424 GWh de gas, y 338 M€ que corresponden a los ingresos por peajes y cánones por el suministro de 145.838 GWh de gas al mercado liberalizado; y por otro lado, se han de deducir los pagos de 1.016 M€ por los aprovisionamientos de gas destinados al mercado a tarifa.

Este balance proporciona un saldo disponible para la retribución de las actividades reguladas en el año 2002 de 1.570 M€, que coincide con la retribución calculada según lo previsto en el proyecto de O.M. por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

En el cuadro 3.3 se indica la estructura de la retribución prevista para el año 2002, donde se observa que el 32% de la retribución corresponde a la suma de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y compra-venta de gas para el mercado a tarifa, el 68% esta destinado a cubrir la suma de las actividades asociadas a la distribución y suministro a tarifa, quedando un 0,7% asignado al Gestor Técnico del Sistema y a esta Comisión Nacional de Energía.

<b>Cuadro 3.3: Estructura de la Retribución en el año 2002</b>		
	<b>En Miles de €</b>	<b>En %</b>
<b>Retribución año 2002</b>	<b>1.569.642</b>	<b>100,0%</b>
Regasificación	88.469	5,6%
Almacenamiento	57.817	3,7%
Transporte	324.060	20,6%
Distribución	945.025	60,2%
Gestión de compra-venta	23.983	1,5%
Suministro a tarifa	119.422	7,6%
Gestor técnico del sistema	8.955	0,6%
CNE	1.911	0,1%

Fuente: Memoria de O.M.

Con el objeto de analizar la existencia, o no, de distorsiones entre los escandallos de costes de los mercados a tarifa y liberalizado, en el cuadro 3.4 se detalla el origen de la remuneración de las actividades reguladas según procedan del mercado a tarifa o del mercado liberalizado, según la propuesta de O.M. y memoria adjunta.

<b>Cuadro 3.4: Origen de la Remuneración según Mercados</b>			
	<b>Miles de €</b>	<b>c€/kWh</b>	<b>GWh</b>
<b>Retribución</b>	<b>1.569.642</b>	<b>0,6616</b>	<b>237.263</b>
Regasificación	88.469	0,0607	145.833
Almacenamiento <sup>(1)</sup>	57.817	0,2943	19.645
Transporte	324.060	0,1366	237.263
Distribución	945.025	0,3983	237.263
Gestión de compra-venta	23.983	0,0262	91.424
Suministro a tarifa	119.422	0,1306	91.424
Gestor técnico del sistema	8.955	0,0038	237.263
CNE	1.911	0,0008	237.263
<b>Retribución Mdo. liberalizado</b>	<b>338.655</b>	<b>0,2322</b>	<b>145.838</b>
Regasificación	62.658	0,0610	102.802
Almacenamiento <sup>(1)</sup>	31.134	0,2226	13.984
Transporte	199.190	0,1366	145.838
Distribución	43.239	0,0394	109.862
Gestor técnico del sistema	1.932	0,0013	145.838
CNE	502	0,0003	145.838
<b>Retribución Mdo. a tarifa</b>	<b>1.230.987</b>	<b>1,3465</b>	<b>91.424</b>
Regasificación	25.811	0,0600	43.031
Almacenamiento <sup>(1)</sup>	26.683	0,4714	5.660
Transporte	124.870	0,1366	91.424
Distribución	901.786	0,9864	91.424
Gestión de compra-venta	23.983	0,0262	91.424
Suministro a tarifa	119.422	0,1306	91.424
Gestor técnico del sistema	7.023	0,0077	91.424
CNE	1.409	0,0015	91.424

(1) Suponiendo 35 días de consumo firme

Fuente: Propuesta de O.M. y elaboración propia a partir de los datos de la memoria y de la O.M.

Del análisis del cuadro se observa el reparto propuesto de los costes de las diversas actividades reguladas entre ambos mercados: el liberalizado y el mercado a tarifa.

Por otro lado, conviene comparar la remuneración propuesta para el año 2002 con la remuneración habida en los años anteriores con el anterior sistema remunerativo. Para ello se parte de los márgenes unitarios<sup>1</sup> y de las ventas habidas cada año en cada uno de los mercados existentes: doméstico comercial, industrial firme e industrial interrumpible, se calculan los márgenes

---

<sup>1</sup> Los márgenes unitarios se obtienen de los precios y tarifas oficiales

brutos disponibles en cada año en millones de pesetas, obteniéndose una estimación de la remuneración habida durante los años 1998, 1999 y 2000.

<b>Cuadro 3.5: Márgenes Brutos del Sector Gasista – años 1998, 1999 y 2000 Comparación con Propuesta de Remuneración para el año 2002</b>				
		<b>MERCADO</b>		
		<b>Dom-Com</b>	<b>Industrial</b>	<b>TOTAL</b>
<b>CONSUMO</b>	<b>GWh/año</b>			
Año 1998		27.049	125.438	152.487
Año 1999		32.530	142.321	174.851
Año 2000		34.449	162.228	196.677
<b>Año 2002 (previsión)</b>				<b>237.263</b>
<b>MARGEN BRUTO (estim.)</b>	<b>M€/año</b>			
Año 1998		758	462	<b>1.241</b>
Año 1999		902	659	<b>1.593</b>
Año 2000		947	626	<b>1.609</b>
<b>Remuneración Año 2002</b>	<b>M€/año</b>			<b>1.570</b>

Se observa que se ha mantenido una estabilidad remuneratoria, medida en millones de €, desde el año 1999 hasta la fecha. La remuneración prevista para el año 2002, mantiene la mencionada estabilidad remuneratoria de los últimos años.

Para poder valorar adecuadamente la mencionada estabilidad remuneratoria y su beneficio para el consumidor, se ha de tener en cuenta que durante estos años se han venido haciendo significativas inversiones en nuevas infraestructuras que han de ser retribuidas, así como que el mercado ha crecido en una cifra cercana al 35%.

### **3.3. Consideraciones sobre la información necesaria y disponible para evaluar la propuesta de O.M. sobre retribución**

#### **3.3.1. Separación contable de las actividades reguladas: su necesidad**

Las disposiciones relativas a la separación y transparencia de cuentas introducidas en la Directiva 98/30/CE, de 22 de junio de 1998, se transponen en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en sus artículos 62 y 63, sobre Contabilidad e Información y Separación de Actividades, siendo el plazo de entrada en vigor, según la Disposición Transitoria Séptima, de dos años:

Ley 34/98: Artículo 63:

*“4. Las empresas de gas natural que ejerzan más de una de las actividades relacionadas en el artículo 60.1 de la presente Ley llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas para cada una de ellas, tal y como se les exigiría si dichas actividades fuesen realizadas por empresas distintas, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones a la competencia.*

*Los transportistas deberán, asimismo, llevar cuentas separadas de sus operaciones de compra y venta de gas y los distribuidores de su actividad de comercialización a tarifa.”*

DT 7ª, Ley 34/98

*“1. Las sociedades que a la entrada en vigor de la presente Ley vinieran realizando actividades que, conforme a lo dispuesto en el artículo 63 deban estar separadas contablemente, procederán a hacer efectiva dicha separación contable en el plazo de un año desde dicha entrada en vigor.*

*2. Las sociedades que a la entrada en vigor de la presente Ley realizasen actividades incompatibles dentro del sector gasista procederán a la separación jurídica de dichas actividades, de acuerdo con lo previsto en el artículo 63, en el plazo de dos años desde la entrada en vigor de la presente Ley”.*

Además, el Real Decreto 6/2000 extendió la obligación de separación contable entre las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento, así como de las actividades fuera del sector del gas natural y de cualquier naturaleza que se realizara en el exterior.

Según se indica en el artículo 63.4, la separación contable se establece con el objetivo de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones a la competencia. En este sentido, en aras de lograr una mayor transparencia el punto de partida para el establecimiento y cálculo del sistema retributivo debería resultar de los datos contables completos y separados por actividades de las compañías con actividades reguladas.

Entre la información aportada por la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del presente informe, no se encuentran los estados contables completos de las compañías (balances y cuentas de resultados), con separación para cada una de las actividades reguladas según está previsto en la Ley 34/1998

En consecuencia, esta Comisión no puede verificar la información utilizada por el Ministerio de Economía para la elaboración numérica de la retribución contenida en la propuesta de O.M.. Esto adquiere cierta relevancia, debido a que la retribución inicial calculada sin la debida separación contable entre actividades se actualiza anualmente mediante un coeficiente de inflación y de eficiencia, lo que consolidaría para el futuro las posibles distorsiones iniciales de los costes reconocidos.

### 3.3.2. Consideraciones sobre la información remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas como soporte para el análisis de propuesta de O.M. de retribución.

Con fecha 23 de enero de 2002, esta Comisión solicita los datos e información necesaria para la elaboración de este Informe.

El 25 de enero de 2002, la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM), remite a esta Comisión la siguiente información, complementaria a la ya recibida el 21 de enero de 2002, compuesta por la propuesta de O.M. y memoria:

- Informe realizado por Arthur Andersen y Cía.,S.Com , de 21 de enero de 2002, sobre los modelos retributivos de las actividades de transporte, distribución y venta a tarifa de gas natural, sobre las sociedades del Grupo Gas Natural.
- Informe realizado por PricewaterhouseCoopers, de 19 de diciembre de 2001, sobre datos contables y técnicos (no contables) relativos al inmovilizado material e inmaterial así como a ingresos y gastos de Gas Natural SDG, S.A. y Enagas, S.A. y de las restantes diez distribuidoras del Grupo en España.
- Informe realizado por PricewaterhouseCoopers, de 11 de enero de 2002, sobre datos contables relativos al inmovilizado material así como a ingresos a distribuir en varios ejercicios por acometidas de Gas Natural SDG y de las restantes diez distribuidoras del Grupo en España.
- Informe realizado por Gas Natural SDG, de 31 de diciembre de 2001, sobre mermas y autoconsumos en las instalaciones de Transporte y Distribución de Gas Natural.
- Datos sobre materia prima para el mercado regulado año 2002.
- Activos de transporte, regasificación y almacenamiento de ENAGAS y Grupo Gas Natural SDG, a 31 de diciembre de 2000.
- Datos de demanda año 2002. Estructura tarifaria vigente.
- Datos de demanda año 2002. Nueva estructura tarifaria.
- Datos de regasificación y almacenamiento, año 2002.
- Datos de mercado año 2002 y facturación.
- Datos y cálculos de gestión de compra-venta año 2002, suministro a tarifa, mermas y circulante.
- Activos y costes de operación de Gas de Asturias, año 2000.

- Importe de las cuentas de inmovilizado y gastos imputables de Gas Directo, S.A. al 31 de diciembre de 2000.
- Cuadro de transporte y distribución y gastos imputables por actividades de Gas Aragón, S.A. a 31 de diciembre de 2000.
- Cuadros de transporte y distribución y gastos imputables por actividades de Gesa Gas, S.A.U., a 31 de diciembre de 2000.
- Cuadros de transporte y distribución y gastos imputables por actividades de Meridional de Gas, S.A.U., a 31 de diciembre de 2000.
- Cuadro de transporte y distribución y gastos imputables por actividades de Gas Alicante, S.A.U., a 31 de diciembre de 2000.
- Cuadro de transporte y distribución y gastos imputables por actividades de DC Gas Extremadura, S.A., a 31 de diciembre de 2000.
- Cuadro de transporte y distribución y gastos imputables por actividades de Distribuidora Regional de Gas, S.A., a 31 de diciembre de 2000.
- Datos de inmovilizado material y gastos imputables por actividades de la empresa Gas Figueres, S.A. a 31 de diciembre de 2000, así como los correspondientes a las amortizaciones y gastos totales.
- Datos de inversiones y gastos, tanto de transporte (individualizadamente), como de distribución (de forma global) de Gas de Euskadi, S.A. a 31 de diciembre de 2000.
- Gas Pasaia: detalle de Bienes Afectos a Explotación, a 31 de diciembre de 2000, así como la Distribución de Gastos por su Naturaleza.
- Tolosa Gasa: detalle de Bienes Afectos a Explotación, a 31 de diciembre de 2000, así como la Distribución de Gastos por su Naturaleza.
- Gas Hernani: detalle de Bienes Afectos a Explotación, a 31 de diciembre de 2000, así como la Distribución de Gastos por su Naturaleza.

- Datos correspondientes a distribución de Gas Natural de Álava, S.A., a 31 de diciembre de 2000.
- DonostiGas: detalle de Bienes Afectos a Explotación a 31 de diciembre de 2000, así como Distribución de Gastos por Naturaleza.
- Datos de distribución de Bilbogas, a 31 de diciembre de 2000.
- Informe de auditoría sobre las cuentas anuales de Bilbogas, referidas al 31 de diciembre de 2000, e informe de gestión.
- Balance de situación de “Compañía distribuidora de gas de Bilbao, Bilbogas, S.A.”, referido a 31 de diciembre de 2000.

Las actuaciones realizadas por esta Comisión han consistido en:

- Estudiar la coherencia general del procedimiento de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y venta a tarifa, recogida en el informe de Arthur Andersen y Cía.,S.Com , de 21 de enero del 2002, sobre el Grupo Gas Natural, con la metodología de cálculo de retribución indicada en la memoria, de 18 de enero de 2002, remitida por la DGPEM, y relativa a la propuesta de O.M. por las que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.
- Estudiar la utilización en el informe Arthur Andersen y Cía.,S.Com de los datos recogidos en el informe realizado por PricewaterhouseCoopers, de 19 de diciembre de 2001, sobre datos contables y técnicos (no contables) relativos al inmovilizado material e inmaterial así como a ingresos y gastos de Gas Natural SDG, S.A. y Enagas, S.A. y de las restantes diez distribuidoras del Grupo en España.
- Enumerar las salvedades de los informes de Arthur Andersen y Cia.,S. Com. y PricewaterhouseCoopers que se describen en el apartado 3.3.3 de este informe.

Con relación al informe de Arthur Andersen y Cia.,S. Com. sobre el transporte, regasificación y almacenamiento del Grupo Gas Natural se han llevado a cabo las siguientes actuaciones:

- Se examinan los cálculos de actualización de los inmovilizados brutos y de las subvenciones recibidas al año 2000 y 2002.
- Se constata la ausencia del valor del inmovilizado bruto de las instalaciones del almacenamiento subterráneo de Gaviota y un mayor valor de 623 Mpta entre el valor contable bruto de la planta de Barcelona en el informe Arthur Andersen y Cia.,S. Com. respecto al informe PricewaterhouseCoopers.
- Se constata que el grupo Gas Natural Gas ha realizado una estimación de los valores contables brutos de ciertas instalaciones (plantas de regasificación y ciertos tramos de gasoductos) que componen una misma partida contable, distribuyendo su valor contable entre las instalaciones de la partida proporcionalmente a los costes de reposición. Igualmente se han estimado años de puesta en marcha de las estaciones de regulación y medida (en adelante ERM) a partir de promedios de las fechas de puesta en marcha de los tramos de los que consta el gasoducto al que pertenecen.
- Se examinan las consideraciones realizadas por Arthur Andersen y Cia.,S. Com. para el establecimiento de la tasa de rentabilidad (en adelante Tr) de 6,77% para los activos existentes a partir de la TIR objetivo de 9,27% (bono del Estado a 10 años + 4%), sobre la base de una instalación estándar teórica, a este respecto Arthur Andersen y Cia.,S. Com. indica que *“nuestro trabajo se ha limitado a la comprobación de la inclusión de esta Tr (6,77%) en los cálculos del modelo de entrada”*
- Se examina el proceso de cálculo de los costes de explotación a partir de los gastos operativos de Enagas en el año 2000.
- Se examina el proceso de calculo de retribución propiamente dicho para los activos existentes.

- Se comparan los resultados del informe Arthur Andersen y Cia.,S. Com. con la propuesta de O.M., observándose que existen diferencias en la definición de algunas variables del modelo de Arthur Andersen y Cia.,S. Com. respecto a las realizadas por la O.M., por ejemplo: el  $IPH^2_{2002}$  utilizado en la O.M. es de 1,0359 frente al utilizado por Arthur Andersen y Cia.,S. Com. de 1,0433; diferencias en la estimación de vida útil de las instalaciones (la vida útil de los cargaderos de GNL, Arthur Andersen y Cia.,S. Com. define 12,5 años y la O.M. 20 años, en las estaciones de compresión, Arthur Andersen y Cia.,S. Com. define 20 años y la O.M. define 16 años), etc.
- Se observa que estas diferencias influyen directamente en el cálculo de la retribución final del Grupo Gas Natural, lo que explica las diferencias en la retribución entre el informe Arthur Andersen y Cia.,S. Com. y la propuesta de Orden Ministerial.

Con relación al informe de Arthur Andersen y Cia.,S. Com. sobre la distribución y suministro tarifa del Grupo Gas Natural se han llevado a cabo las siguientes actuaciones:

- Se examinan los cálculos de actualización de los inmovilizados brutos considerados al año 2000 (activos de distribución + % activos mixtos compartidos con actividad suministro a tarifa).
- No se observa tratamiento específico de las posibles subvenciones recibidas.
- Se examinan los cálculos de retribución de los activos brutos, se aplica una Tr de 6,77%.
- Se examinan los cálculos de reparto de la retribución de la inversión entre las actividades de distribución y venta a tarifa, así como entre los segmentos

---

<sup>2</sup> El IPH es un índice de inflación igual a la media aritmética del IPC y el IPRI

de presión inferior y superior a 4 bar. Para su comprensión sería necesaria información adicional.

- Se examinan los cálculos de reparto de los costes de explotación y estructura entre las actividades de distribución y venta a tarifa, así como entre los segmentos de presión inferior y superior a 4 bar.
- Se comparan los resultados del informe Arthur Andersen y Cia., S. Com. con la propuesta de O.M., observándose que existen diferencias en la retribución de la calidad (943 Mpta menos de los que solicita Gas Natural sdg)

Sobre las empresas: Gas de Asturias, Gas Figueres, Gas Directo, Grupo Endesa (incluye Gesa), y Grupo Gas de Euskadi, no hay suficiente información disponible para el seguimiento del proceso de cálculo de las partidas objeto de análisis para la retribución de las distintas actividades reguladas, por lo esta Comisión no conoce los valores considerados por la O.M.

### 3.3.3. Salvedades más significativas de las compañías de auditoría sobre la información utilizada

En el informe de la compañía auditora PricewaterhouseCoopers de 19 de diciembre del 2001, se indica en la carta de remisión:

*“Para la información relativa a los datos no contables contenida en los Anexos (denominados datos técnicos): Como consecuencia de ser estos datos de tipo técnico, nuestro trabajo no ha podido consistir en la realización de una auditoría de los mismos de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas, por lo que no podemos expresar una opinión de auditoría sobre los mismos.*

*Como resultado de los procedimientos aplicados, no se han puesto de manifiesto aspectos que indiquen que deban modificarse los datos técnicos contenidos en los Anexos”*

Las salvedades introducidas por el informe, de 21 de enero de 2002, sobre el modelo de retribución de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento, distribución, suministro a tarifa y gestión de la

compraventa elaborado por la compañía auditora Arthur Andersen y Cia.,S. Com. quedan recogidas en la carta de remisión y en el propio informe:

*Página 3 de la carta de remisión: Determinados cálculos de los modelos retributivos desarrollados están basados en información interna facilitada por la Sociedad (grupo Gas Natural), así como en asunciones, estimaciones, métodos de reparto e imputaciones (de costes, termias suministradas, porcentajes de mermas, etc.), que han sido establecidos por la Sociedad (grupo Gas Natural), y que son descritos en los informes adjuntos.,*

*“ Así mismo, existen aspectos que forman parte o son resultado de indicaciones o criterios surgidos del proceso de colaboración antes citado (como pueden ser, a modo de ejemplo, la tasa de retribución financiera de las inversiones en activos de transporte y distribución de Gas Natural o determinados aspectos de los Modelos”.*

*Todos los aspectos incluidos en los dos párrafos anteriores, han sido considerados como datos de entrada de los modelos retributivos desarrollados, no estando sujetos, por su propia naturaleza u origen, a revisión o análisis en el presente trabajo”.*

*Página 4 de la carta de remisión: Como consecuencia de la revisión efectuada, de acuerdo con el alcance y naturaleza del trabajo anteriormente indicados, se han puesto de manifiesto los siguientes aspectos que pudieran requerir de modificaciones sobre la información que se contiene en los Modelos Retributivos objeto de revisión:*

*1) Las actas de puesta en marcha del año 2001 emitidas por la Administración Pública competente en cada caso de las siguientes instalaciones, no han permitido la verificación de las Unidades Técnicas correspondientes, por no incluir dichas actas una descripción de las mismas:*

- Gasoducto ENAGAS, S.A. Granada-Motril.*
- Gasoducto ENAGAS, S.A. Variante Algete-Manoteras (según la Sociedad esta instalación corresponde al acta de puesta en marcha emitida pro el Área funcional de industria y energía de la Delegación del Gobierno en Madrid del gasoducto denominado Derivación a Manoteras, en los términos municipales de Alcobendas y San Sebastián de los Reyes en dicha acta).*
- Gasoducto ENAGAS, S.A. Duplicación Valencia-Alicante.*
- Gasoducto ENAGAS, S.A. Semianillo Madrid obras LV Madrid Barna I según la Sociedad esta instalación corresponde al acta de puesta en marcha emitida por el Área funcional de industria y*

*energía de la Delegación del Gobierno en Madrid del gasoducto denominado Semianillo de Madrid en dicha acta).*

- *Gasoducto ENAGAS, S.A. Semianillo Madrid obras LV Madrid Barna II (según la Sociedad esta instalación corresponde al acta de puesta en marcha emitida por el Área funcional de industria y energía de la Delegación del Gobierno en Madrid del gasoducto denominado Semianillo de Madrid en dicha acta).*
- 2) *Las siguientes instalaciones de ENAGAS, S.A. son consideradas en el modelo retributivo de la actividad de transporte como puestas en funcionamiento en el año 2001. Sin embargo, las actas de puesta en marcha emitidas por la Administración Pública competente indican las siguientes fechas de puesta en marcha:*
- *Ribaforrada, 17 de noviembre del 2000.*
  - *Monleón, 27 de noviembre del 2000.*
  - *Vaporizadores 2 y 3 de la Planta de Regasificación de Cartagena, el acta de puesta en servicio provisional está fechada el 31 de octubre de 2000.*
- 3) *El Modelo de Retribución de las mermas del Sistema considera que el porcentaje de pérdidas sobre el volumen circulado en la red de distribución para presiones inferiores a 4 bar es de un 2%. Sin embargo, el "Informe de mermas y autoconsumos de las instalaciones de transporte y distribución correspondientes al Grupo Gas Natural", de 2 de enero de 2002, elaborado por Gas Natural SDG, S.A., contra el que se han verificado los porcentajes de mermas sobre el volumen circulado en las instalaciones de regasificación, almacenamientos, transporte / compresión y distribución, establece que para presiones inferiores a 4 bar en la red de distribución el porcentaje de pérdidas es el 3,17%".*

Salvedades en distribución:

En el cálculo de la retribución financiera, paso necesario para la obtención de la retribución de la inversión, se aplica una tasa de retribución del 6.77%. A propósito de la citada tasa, el comentario de los auditores es el siguiente (pag. 8 Modelo de distribución):

*"Nuestro trabajo no ha contemplado la revisión del cálculo de dicha tasa de retribución ni su razonabilidad".*

Respecto al cálculo de la retribución de la Inversión, los auditores hacen la siguiente salvedad (pag. 8 Modelo de distribución):

*“Nuestro trabajo no ha contemplado la verificación de la inexistencia de activos de distribución fuera de servicio y/o completamente amortizados en los saldos brutos de inmovilizado, incluido en el cálculo de la retribución de la actividad”.*

En lo que respecta a la Retribución de los Gastos de Explotación, la empresa encargada de la auditoría afirma (pag. 11 modelo de distribución): “

*Nuestro trabajo ha consistido en la verificación de que los importes considerados en el modelo para el cálculo de la retribución de los costes de explotación son los que reflejan los principios reflejados en el Anexo XXB del Informe de PricewaterhouseCoopers de 19 de diciembre de 2001”*

En lo relativo al Modelo Paramétrico, el comentario de los auditores es el siguiente (pag. 15 modelo de distribución):

*“ Los datos de las tablas incluidas en este epígrafe y referentes al volumen circulado por redes < 4 bar y >4 bar para cada una de las Sociedades han sido proporcionados por Gas Natural SDG”, “Nuestro trabajo ha consistido en la descripción de los modelos paramétricos propuestos y en la verificación de la corrección aritmética de las tablas adjuntas sin analizar la razonabilidad de los criterios propuestos”.*

### **3.4. Principios y criterios generales para la retribución de las actividades reguladas**

La Ley 34/1998, en su artículo 91, establece que las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente con cargo a las tarifas, los peajes y cánones y a los precios abonados por los clientes cualificados. En el artículo 92 de la misma ley se establece que los criterios para la determinación de tarifas, peajes y cánones responderán a los siguientes criterios:

- *Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el periodo de vida útil de las mismas.*
- *Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos*

- *Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores*

Por tanto el sistema de retribución para las actividades reguladas propuesto deberá cubrirse a partir de los ingresos obtenidos con cargo a las tarifas, peajes y cánones, que se propongan en las O. M. correspondientes, y cumplir los criterios contenidos en el artículo 92 mencionados. En este sentido es importante señalar las implicaciones que el sistema de retribución tendrá sobre las tarifas, los peajes y cánones, ya que las oscilaciones en las necesidades retributivas establecidas en esta O. M., se trasladarán necesariamente a los precios del gas a través de las tarifas, peajes y cánones

#### **4. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE**

##### **4.1. Descripción del Modelo de retribución propuesto**

El modelo de retribución propuesto para las actividades de transporte consiste en un sistema de reconocimiento de costes anuales que se actualizan todos los años. El régimen retributivo identifica tres tipos de inversiones: las ya existentes al 31 de diciembre de 2001 ( $RINF_{2002}$ ), las nuevas inversiones autorizadas por asignación directa ( $RINFD_n$ ) y las nuevas inversiones asignadas por procedimiento de concurrencia ( $RINFC_n$ ). El modelo establece un coste fijo para todas las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento y, además, uno variable para las instalaciones de regasificación.

Al inicio de la entrada en vigor de la propuesta de Orden, sólo existen costes fijos reconocidos de las instalaciones con puesta en marcha antes del 31 de diciembre de 2001, que son las que pertenecen en su mayoría al Grupo Gas Natural SDG, en menor medida a la Sociedad de Gas de Euskadi y al Grupo

Endesa, por lo que en el año 2002, si no entra en funcionamiento ninguna nueva instalación, los costes acreditados se corresponderán con los actuales activos de transporte de estas empresas. Éstos se actualizarán multiplicados por un índice de inflación calculado como la media del IPC y el IPRI (IPH) del año, minorado por un factor de eficiencia no superior a 0,85 (f en adelante). La O.M. deja abierta la posibilidad de modificar dicho factor de eficiencia en el futuro.

A partir del 1 de enero del año 2002, la retribución de las nuevas inversiones que se asignen de forma directa se valorarán y retribuirán a través de los costes estándar previstos en la Orden actualizados año a año; los de las inversiones asignadas por concurrencia se valorarán y retribuirán conforme a las condiciones de adjudicación del concurso.

Para todas las instalaciones de regasificación, el modelo añade un término variable que se actualiza anualmente por el IPH y el término de eficiencia, que multiplicado por los kWh regasificados da como resultado el coste variable reconocido a la regasificación para ese año ( $RV_n$ )

En definitiva, la retribución global del transporte viene a ser la suma de los costes fijos reconocidos o acreditados de los 3 tipos de inversión, recalculados anualmente por el índice de actualización que les corresponda, más el coste variable reconocido a todas las instalaciones de regasificación:

$$\text{Retribución anual transporte } (R_n) = RINF_{2002n} + RINFD_n + RINFC_n + RV_n$$

A los efectos de aplicación del régimen retributivo de la actividad de transporte la propuesta incluye las siguientes instalaciones:

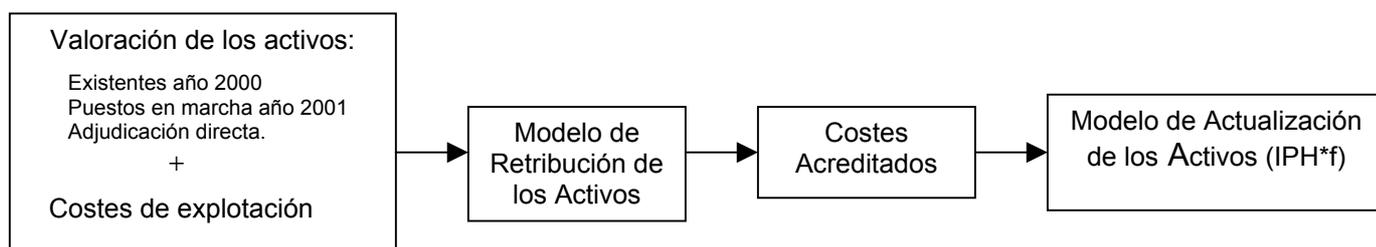
- Transporte: gasoductos, centros de mantenimiento y otras instalaciones de transporte, estaciones de compresión, estaciones de regulación y

medida, instalaciones de odorización y aquéllas instalaciones necesarias para la operación de las anteriores.

- Plantas de Regasificación: tanques, vaporizadores, cargaderos e inhalaciones de cisternas de GNL e infraestructura portuaria, terrenos y edificios auxiliares.
- Almacenamientos subterráneos.

Se excluyen del régimen retributivo las instalaciones dedicadas al uso exclusivo de un único cliente y las líneas directas, es decir, todas las instalaciones que no se ponen a disposición del sistema y no se incluyen dentro de la normativa de derecho de acceso de terceros.

El procedimiento empleado para establecer la retribución de los costes fijos del transporte de las inversiones existentes y autorizadas de forma directa (Ver figura 4.1) exige una primera valoración de activos. A partir de las rentabilidades y amortizaciones asignadas a las instalaciones y de sus costes de explotación, el método calcula los costes fijos acreditados de las instalaciones al inicio de su puesta en marcha. Cada año los costes fijos acreditados se recalculan a través del sistema de actualización mediante el IPH previsto y f.



**Figura 4.1: Procedimiento para el cálculo de los costes fijos de las inversiones existentes y de asignación directa**

Este procedimiento se recoge en el *“Informe sobre los Modelos Retributivos de las Actividades de Transporte, Distribución y venta a tarifa de gas natural”*

firmado por la empresa auditora Arthur Andersen y Cia.,S. Com.. Si bien, en dicho informe sólo se tratan los datos aportados por las empresas de Enagas, S.A. y Gas Natural sdg, S.A. y existen otras empresas en esta actividad, los activos de transporte con retribución pertenecen en aproximadamente un 98% al grupo Gas Natural, por lo que con el informe se cubre prácticamente la totalidad de los costes acreditados al transporte, regasificación y almacenamiento.

Este informe, remitido por el Ministerio de Economía, se refiere a la información auditada de la empresa PricewaterhouseCoopers, y completada y auditada por la firma Arthur Andersen y Cia.,S. Com. que incluye varias salvedades tratadas en apartados anteriores.

A continuación se valoran los modelos retributivos propuestos para la actividad de transporte, regasificación y almacenamiento, y sus fundamentos.

## **4.2. Descripción de la valoración inicial de los activos y de los costes de explotación**

### **4.2.1. Valoración de los activos existentes a 31 de diciembre de 2001: Valor actual estimado de reposición a partir de datos contables**

El método de valoración de activos propuesto es el de una estimación de su valor calculada a partir de los valores brutos contables de balance y actualizados a fecha del 2002 a partir del IPH, multiplicados por un factor de eficiencia, descontando las subvenciones recibidas, actualizadas, asimismo, por el IPH hasta el año 2002.

El valor estimado de los activos se calcula a partir de los datos de balance del inmovilizado bruto contable, que fue actualizado en 1996. Este valor, se

actualiza multiplicado por el IPH<sup>3</sup> y un índice de eficiencia igual al 0,75 para los activos cuya puesta en marcha es anterior al año 2000 (IB<sub>96-00</sub>), e igual al 0,85 para los activos cuya puesta en marcha es ulterior al año 2000 (IB<sub>00-02</sub>). Para obtener el valor de reposición se deducen las subvenciones actualizadas por el factor IPH<sub>n-02</sub>.

$$\text{IB Actualizado} = [\text{IB}(\text{contable})_{96-00} \times \text{IPH}_{0-n-00} * 0,75 + \text{IB}(\text{contable})_{00-02}] \times \text{IPH}_{n-02} * 0,85$$

$$\text{Subvención}(\text{actualizada}) = \text{Subvención}(\text{contable}) \times \text{IPH}$$

$$\text{Valor Actualizado Neto de Subvenciones} = \text{IB Actualizado} - \text{Subvención Actualizada}$$

Por tanto, a partir del método de la valoración de activos, en el valor asignado a los activos no se descuentan las amortizaciones acumuladas, que además no se corresponde con la inversión real realizada en su momento por las compañías, ni con el valor contable de balance. El método de valoración elegido en la propuesta de O.M. no responde al valor histórico de las inversiones y no considera las depreciaciones de los activos recogidas por las amortizaciones, al tomar el valor bruto y no el valor neto de amortizaciones, si bien, el valor bruto considerado está neto de las subvenciones recibidas.

#### Valoración de activos por instalaciones

*Los costes acreditados de los gasoductos se establecen por pulgadas y km de longitud y se actualizan según el año de puesta en marcha.*

Para aquéllos gasoductos valorados conjuntamente en lugar de por los tramos que entraron en funcionamiento en distintas fechas, el valor contable por tramo se calcula aplicando el porcentaje del coste de reposición del tramo y el coste

---

<sup>3</sup> La media entre el IPC y el IPRI empleada en la actualización de las inversiones existentes en el año 2002 descrito en el apartado anterior

total de reposición. Asimismo, en las inversiones cuya propiedad es compartida por Enagas con terceros y están destinadas para el tránsito de gas natural con destino a otros países (los gasoductos destinados al suministro de Portugal) se aplica sobre su valor actualizado neto de subvenciones el porcentaje de propiedad que le corresponde a Enagas.

*Las Estaciones de Regulación y Medida (ERM):* La Sociedad dispone de los valores contables relativos a 138 ERM desagregadas y con fecha de puesta en marcha. Otras 56 ERM están incluidas en el valor contable de los gasoductos. Para calcular el coste acreditado del total de 194 ERM, la Sociedad las reagrupa entorno a gasoductos y recalcula su valor bruto actualizándolo con la media de las fechas de entrada en funcionamiento de los tramos de los gasoductos a los que los imputa.

Este método de valoración resulta excesivamente complicado teniendo en cuenta que existen 138 ERM con toda la información sobre su puesta en marcha. Al agrupar todas las ERM y calcular su fecha de puesta en marcha en función de la de los gasoductos se reelabora una información que ya está disponible.

Teniendo en cuenta que los costes de explotación de las ERM se calculan a partir del mismo porcentaje sobre el valor bruto actualizado que los gasoductos, no resulta necesario un tratamiento diferenciado para las 56 ERM integradas en el valor de los gasoductos.

*Las Estaciones de Compresión:* el valor bruto se establece por potencia instalada de caballos de vapor y se actualiza según el año de puesta en marcha.

*Las Plantas de Regasificación* se dividen en tres tipos de instalaciones: tanques, vaporizadores y cargaderos e infraestructuras portuarias.

Puesto que el valor bruto de las plantas de regasificación es el del conjunto de instalaciones, cuya entrada en funcionamiento fue en fechas distintas, para

proceder a la actualización de cada elemento se aplica el *ratio* del coste de reposición de cada elemento entre el coste total de reposición al valor total de la instalación. Para deducir las subvenciones se emplea el mismo método porcentual. A partir de las fechas de puesta en marcha de las instalaciones, se calcula el valor actualizado.

Todos los gasoductos, ERM, estaciones de compresión e instalaciones de regasificación que entraron en funcionamiento en el año 2001 se valoran a coste estándar de reposición calculados por PricewaterhouseCoopers, en lugar de emplear el valor bruto contable que aparecería en la previsión de los balances. Esta Comisión recomienda que los valores de estos activos se revisen cuando se produzca su consolidación en la contabilidad de las empresas.

*Los Almacenamientos Subterráneos* se valoran y actualizan con base a los datos contables, incluidos los del año 2001. Destaca que entre los datos contables considerados en el informe de Arthur Andersen y Cia.,S. Com. no está incluido el coste de las instalaciones del almacenamiento de Gaviota.

*Otras Instalaciones:* Se imputa el 50% de los costes del Centro Principal de Control a la actividad de transporte, por ser esta una actividad compartida con el Gestor Técnico del Sistema. Los Centros de Mantenimiento se valoran según los datos de balance.

#### 4.2.2. Valoración de los activos nuevos por autorización directa: Costes estándar

La valoración de los costes acreditados de las inversiones autorizadas de forma directa se establece de acuerdo con los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento y otros costes y fórmulas y parámetros fijados por el Ministerio de Economía que aparecen en el Anexo II de la propuesta.

Esta Comisión no puede valorar la metodología para el cálculo de dichos valores puesto que no viene expresada ni en el texto de la Orden Ministerial ni en los informes justificativos que la acompañan, si bien, puede compararlos con

los costes de reposición que resultarían según el *“Informe sobre datos contables y datos técnicos (no contables) relativos al inmovilizado material e inmaterial así como a ingresos y gastos de Gas Natural sdg, S.A. y ENAGAS, S.A. y de las restantes diez distribuidoras del Grupo en España”* de PricewaterhouseCoopers, observándose una diferencia del 1%.

La veracidad de la información no puede comprobarse, ya que en dicho informe se advierte que los costes de reposición que se muestran fueron facilitados por las compañías Gas Natural sdg y Enagas, y el auditor, PricewaterhouseCoopers, indica en su informe que no puede expresar una opinión de auditoría sobre los denominados datos técnicos, aunque en ningún momento ha encontrado aspectos que le indiquen que los contenidos de su informe deban modificarse. No obstante, la compañía auditora ha tratado de validar los costes estándar propuestos mediante su contrastación con los costes de inversión de instalaciones reales actualizándolos al año 2000.

Por otra parte, los costes unitarios de la propuesta de Orden, pueden ser comparados con los costes comunicados en los proyectos de inversión autorizados por esta Comisión y los datos contables facilitados por PricewaterhouseCoopers. Se observa que entre proyectos existe una gran dispersión que no hace posible establecer los costes estándar mediante un procedimiento sencillo, como el propuesto. Esta dispersión se muestra en el cuadro 4.2.

<b>Cuadro 4.2: Costes unitarios de los proyectos de infraestructuras vs. Costes estándares de la propuesta de O.M.</b>				
<b>Infraestructuras</b>	<b>Características</b>	<b>Coste Unitario Proyecto</b>	<b>O. M</b>	<b>Var. %</b>
<b>Plantas de regasificación</b>				
Nuevo Tanque Huelva <sup>(1)</sup> (€/m <sup>3</sup> )	150.000 m <sup>3</sup>	481	522	-7,9%
Tanque Huelva <sup>(2)</sup> (€/m <sup>3</sup> )	105.000 m <sup>3</sup>	430		-17,7%
Vaporizador Huelva <sup>(2)</sup> (€/m <sup>3</sup> /h)	400.000 m <sup>3</sup>	245	196	25,0%
<b>Gasoductos (€/” y metro)</b>				
Ramal Valladolid <sup>(2)</sup>	12”	32,31	21,49	50,3%
Olmedo - Medina del Campo <sup>(1)</sup>	12”	10,02		-53,4%
R. Campo Gibraltar <sup>(2)</sup>	16”	20,88	19,48	7,2%
Villalba - Llanera <sup>(2)</sup>	20”	15,29	17,52	-12,7%
Villalba – Tuy <sup>(2)</sup>	20”	16,59		-5,3%
León – Oviedo <sup>(2)</sup>	20”	23,13		32,0%
Ramal Castejón <sup>(1)</sup>	20”	19,83		13,2%
Almendralejo - Salamanca <sup>(2)</sup>	26”	11,23	16,08	-30,1%
Cartagena - Orihuela <sup>(2)</sup>	30”	18,98	15,92	19,2%
Arrigorriaga - Santurce <sup>(1)</sup>	30”	13,02		-18,2%
<b>Estaciones de Compresión</b>				
Almendralejo <sup>(2)</sup> Tipo variable (€/HP inst.)	17.184 CV	26.207.850	977	30,8%
Tipo fijo	-	-	3.255.414	
<b>ERM (€/unidad)</b>				
Santa Clara <sup>(2)</sup>	G-100	244.582	237.986	2,8%
Pola de Lena <sup>(2)</sup>	G-160	269.667	263.037	2,5%
Minersa <sup>(2)</sup>	G-250	382.551	275.563	38,8%
Bonaste <sup>(2)</sup>	G-400	476.620	294.351	61,9%
Seles <sup>(2)</sup>	G-650	319.837	313.140	2,1%
Fuente Alamo <sup>(2)</sup>	G-1000	363.737	375.768	-3,2%

Fuente: Propuesta de Orden Ministerial, (1) Datos contables de PWC y (2) Proyectos de autorizados por la CNE

Para eliminar el inconveniente de la dispersión señalada, se recomienda que todas las inversiones por adjudicación directa tengan un procedimiento de valoración que este basado inicialmente en los costes estándar del Anexo II y que se revisen con una liquidación final del proyecto, que valide la inversión

realizada, y que sean estos últimos datos los que determinen la remuneración de la instalación.

Con todo, esta Comisión recomienda que en la medida de lo posible y con las salvedades que por razones de urgencia se exponen en el Informe Marco<sup>4</sup>, las nuevas inversiones se adjudiquen a través del procedimiento de concurrencia, ya que asegura la transparencia y eficiencia de costes en las inversiones.

Asimismo, dados los dilatados plazos de construcción de las instalaciones de almacenamiento, transporte y regasificación hasta su puesta en marcha, se recomienda que se indique si han sido incluidos los intereses intercalarios en el cálculo de los valores unitarios de referencia del anexo II, y si no es así, que se tengan en cuenta.

#### 4.2.3. Cálculo de los costes de Explotación: Costes estándar

Los costes estándar de explotación se aplicarán a las inversiones existentes y a las de adjudicación directa. Se calculan sobre los datos contables del grupo Gas Natural SDG, actualizados al año 2002 por el factor IPH.

Los 13.170 Mpta de costes de explotación del año 2000 asignados por ENAGAS al transporte, deducidos los correspondientes al Gestor Técnico del Sistema y al uso de los gasoductos para trasiego de gas a terceros países, se reparten entre las actividades, por costes estándar, en general calculados como un porcentaje sobre el valor bruto, según el modelo de reparto que se indica en la figura 4.3.

Los datos de partida, correspondientes al año 2000 no se relacionan con los de años anteriores, por lo que se ignora si fueron comparativamente altos o bajos. En consecuencia un análisis más detallado sobre la evolución de los costes de explotación basada en datos de ejercicios anteriores.

---

<sup>4</sup> Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural y su cobertura (aprobado por esta Comisión el 20 de diciembre de 2001) Ref. 125/2001

El valor de los costes de explotación forma parte de los costes acreditados que se actualizarán anualmente con el IPH y el índice de eficiencia. En relación a los datos técnicos sobre los que se calculan los valores unitarios, el auditor PricewaterhouseCoopers señala que no puede expresar una opinión de auditoría, aunque en ningún momento ha encontrado aspectos que le indiquen que deban modificarlos en su informe. Por otra parte, algunos de estos costes de explotación pueden depender de otras variables distintas a las consideradas, como por ejemplo, el coste variable de regasificación está muy relacionado con el precio de la energía eléctrica, aspecto este no tenido en cuenta en la actualización del coste variable de regasificación, que se relaciona directamente con el IPH.

En el cuadro 4.3 se recogen los valores y parámetros incluidos en el informe de Arthur Andersen y Cia.,S. Com..

<b>Cuadro 4.3: Costes de explotación de las actividades de: transporte</b>				
Tipo de Instalación	Forma de Cálculo		Total	Costes por unidad
Estaciones de compresión	5,5% x Valor Bruto actualizado		1.117 Mpta	9.695 pts/HP
Gasoductos	4,25% x Valor Bruto actualizado		11.646 Mpta	103 pts/mx"
ERM	4,25% x Valor Bruto actualizado		407 Mpta	Se reparten entre agrupaciones de ERM
Almacenamientos	No hay costes estándares		5.142 Mpta	
CPC (gestión sistema)	No hay costes estándares		878 Mpta	
Plantas de regasificación	Costes Operativos		6.036 Mpta	
Costes de operación	4,25% x Valor Bruto actualizado		1.979 Mpta	
• Tanques	C. fijos	C. operativos-C. explotación	4.057 Mpta	580 Mptas/tanque
	C. Variables	3% x Valor Bruto actualizado	581 Mpta	1.278 pts/m <sup>3</sup>
• Vaporizadores	3% x Valor Bruto actualizado		825 Mpta	550 pts/m <sup>3</sup>
• Cargaderos	3% x Valor Bruto actualizado		49 Mpta	7 Mpta/u
• Infraestructura portuaria	3% x Valor Bruto actualizado		524 Mpta	194 Mpta/u

Fuente: "Informe sobre los Modelos Retributivos de las Actividades de Transporte, Distribución y venta a tarifa de gas natural" firmado por la empresa Arthur Andersen y Cia., S. Com.

### **4.3. Modelo de retribución de los activos existentes y de las inversiones nuevas por asignación directa: costes fijos y variables acreditados.**

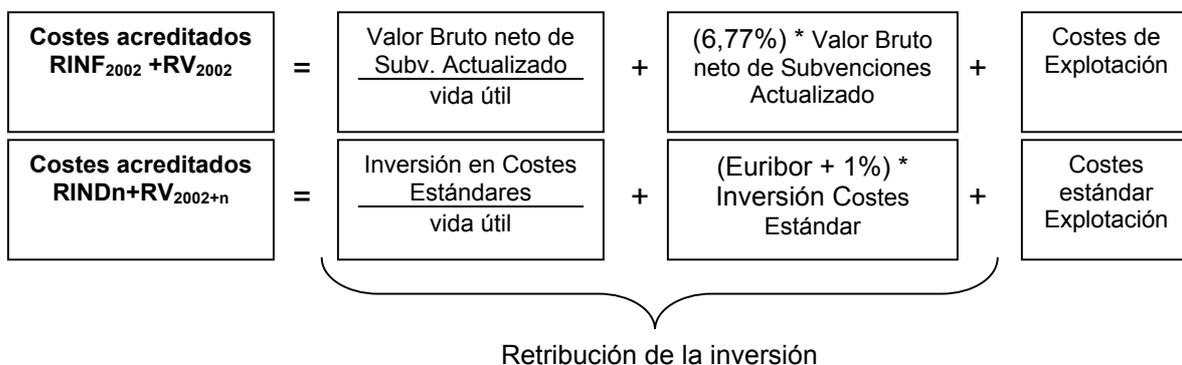
Según el modelo expuesto en el Informe relativo a la retribución realizado por la empresa auditora Arthur Andersen y Cia., S. Com., los conceptos a retribuir son tres: las amortizaciones, la retribución financiera de las inversiones y los costes de explotación.

Para las inversiones existentes al 31 de diciembre del año 2001 las amortizaciones se calculan dividiendo el valor bruto actualizado neto de subvenciones entre su vida útil. La retribución financiera se calcula sobre el mismo valor aplicando una rentabilidad de 6,77% a las inversiones existentes.

Nótese que la rentabilidad indicada no se corresponde con la tasa interna de rentabilidad (TIR) de la inversión, parámetro habitualmente utilizado para calcular la rentabilidad de una inversión, ya que, para el cálculo de la TIR del proyecto debe considerarse el valor neto de las inversiones. Este aspecto se tratará en el siguiente apartado con mayor detenimiento.

Para las inversiones autorizadas de forma directa la amortización se calcula dividiendo el valor adjudicado a la instalación a costes estándares entre su vida útil. La retribución financiera resultará de aplicar al valor estándar adjudicado al activo una rentabilidad igual al EURIBOR a tres meses más 1%.

Para el transporte y el almacenamiento, se entiende que tanto los costes de amortización, retribución financiera como gastos de explotación se agrupan en el coste fijo de la retribución del transporte. Sin embargo, en el caso de la regasificación, amortización y retribución financiera los costes ser reparten en una parte fija y otra variable (RV).



**Figura 4.4: Cálculo de costes acreditados fijos y variables de las inversiones existentes y de las inversiones nuevas por asignación directa**

En el cuadro 4.5 se muestra el valor de los costes acreditados para las activos existentes al 31 de diciembre de 2001 por instalaciones, resultado de esta método.

<b>Cuadro 4.5: Costes acreditados de las inversiones existentes en el año 2002 (RINF<sub>2002</sub> y RV<sub>2002</sub>)</b>			
	Transporte	Regasificación	Almacenamiento
Amortización	12.337	3.726	1.989
Retribución financiera	24.114	4.409	2.304
Costes de explotación	16.182	6.585	5.327
Transporte internacional	1.287		
<b>Total</b>	<b>53.920</b>	<b>14.720</b>	<b>9.620</b>

Fuente: Propuesta de O.M. para la retribución.

#### **4.4. Actualización de los costes acreditados: Modelo tipo IPC \* f (con f ≤ 0,85)**

El modelo parte de los costes acreditados para los tres tipos de inversiones, que se dividen en una parte fija y otra variable común para todas las inversiones de regasificación. Sólo establece la forma de actualización de las

inversiones existentes en el 2002 y las de asignación directa, pues las de concurrencia se actualizan conforme a las bases del concurso.

La parte fija de los costes se actualizará cada año tomando el valor del año anterior multiplicado por el IPH, minorado por un factor de eficiencia no superior a 0,85. Éste, viene a ser una réplica adaptada del modelo IPC-X, en el que se reconocen unos costes al inicio del sistema retributivo que se actualizan por el índice de inflación descontando las mejoras tecnológicas que aportan ganancias de eficiencia.

La propuesta establece que cuando el valor real del IPC y del IPRI no se conozca siempre se utilice su mejor previsión, pero no contempla la revisión de estas previsiones cuando se publiquen los datos oficiales de las variables de inflación. Esto, como también señalaron varios miembros del Consejo Consultivo, podría ocasionar desvíos entre los costes reconocidos y los retribuidos a las empresas.

Por otra parte, en el caso de las inversiones nuevas por asignación directa la inclusión de las nuevas instalaciones en el sistema de retribución se lleva a cabo al año siguiente de su puesta en marcha, lo que contradice al R.D. 949/2001 en su artículo 17.1 en donde se establece que se incluya en el momento de su puesta en marcha. Dado que en la actualidad, los retrasos en la puesta en marcha de las instalaciones de la Red Básica no son convenientes para el sistema gasista, esta Comisión propone que el inicio de la remuneración de los gasoductos, plantas de regasificación y almacenamientos se realice el mes siguiente a la fecha de puesta en servicio de la instalación, tal y como es posible interpretar a partir del artículo 17.2 del Real Decreto 949/2001.

Con relación a los costes variables aplicados a las instalaciones de regasificación, éstos se actualizan anualmente tomando el valor del año anterior multiplicado por el IPH del año, minorado por un factor de eficiencia no superior a 0,85 y multiplicado por los kWh regasificación en el año.

La mayor parte de los costes variables de esta actividad se deben a los consumos de energía eléctrica, motivo por el cual la actualización de los costes de explotación debería estar relacionada con esta variable, cuya evolución no depende directamente de IPH, cuya evolución puede ser distinta de la de los precios del pool eléctrico.

Al final de la vida útil de las instalaciones el sistema de retribución prevé que se sigan retribuyendo las instalaciones aún operativas, manteniendo los costes de explotación y el 50% de los costes de retribución de la inversión calculados según los anexos III y IV de la propuesta de O.M. Si bien, parece razonable prolongar la retribución de estas instalaciones, la O.M. no justifica el valor propuesto, que tras un conveniente análisis podría determinarse en un valor distinto.

El sistema  $IPC*f$  (con  $f \leq 0,85$ ), presenta la ventaja de que lamina el flujo de ingresos de las empresas, que cada año cobran una anualidad multiplicada por  $IPH*f$ . Esto puede facilitar la gestión empresarial, pero también proporciona menos ingresos al inicio de la puesta en marcha de la instalación, momento en el que se tiene que hacer frente al coste de las inversiones. Además, dificulta la definición de la TIR interna de los proyectos, consideración que se extiende en el apartado siguiente.

Esta laminación en la retribución del transporte presenta una ventaja adicional, ya que permite dotar al sistema de una mayor estabilidad y la fijación en las tarifas y peajes no se verá tan afectada para hacer frente a la retribución de las nuevas inversiones.

#### 4.4.1. La retribución de la inversión mediante el modelo $IPC*f$ (con $f \leq 0,85$ ) propuesto

Nótese que la tasa de rentabilidad interna (en adelante TIR) de estas inversiones no se corresponderá con los valores de rentabilidad empleados

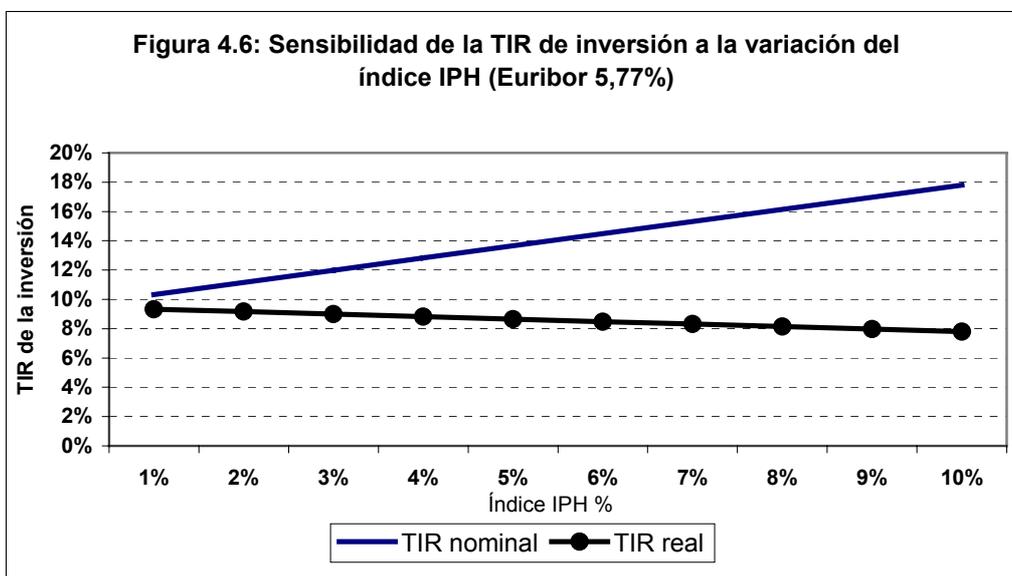
para el cálculo de los costes acreditados, ya que la TIR se calcula sobre los flujos de caja que generan los costes anuales de la inversión del modelo IPC\*f, y sólo coincidirá con la tasa de retribución (6,77% ó Euribor + 1%) si ésta se aplica sobre el valor neto de amortizaciones de las inversiones. Esto es, la TIR para estas inversiones será siempre superior a la tasa de retribución, 6,77% ó Euribor +1%, empleada por el modelo.

En la memoria justificativa de la propuesta se indica que la TIR para las inversiones existentes, al valor estimado de reposición, será igual a la tasa del bono a 10 años más cuatro puntos de prima, lo que supone en promedio una TIR de 9,27% antes de impuestos. No obstante, en el informe Arthur Andersen y Cia.,S. Com. se indica que *“nuestro trabajo se ha limitado a la comprobación de la inclusión de la Tr (6,77%) en los cálculos del modelo como dato de entrada para obtener una TIR de 9,27%”*. Por parte de esta Comisión sólo ha sido posible constatar que el valor 6,77% es un valor derivado de la necesidad de alcanzar una TIR de 9,27%.

Tampoco la TIR de las inversiones por asignación directa se corresponderá con la tasa de rentabilidad aplicada, el EURIBOR a tres meses más el 1%, sino que será superior, por los motivos ya expuestos. En este caso, la memoria no especifica cuál será la retribución financiera de los proyectos, que al no tener datos para calcularse no puede compararse con las rentabilidades de mercado.

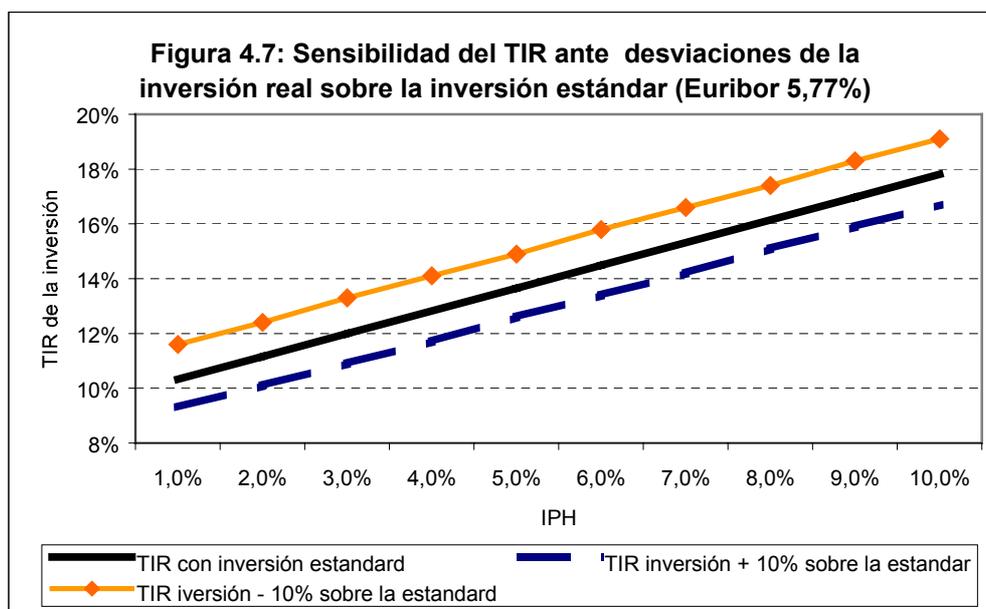
De lo indicado en los párrafos anteriores se puede concluir que los diferentes tratamientos retributivos para las inversiones antiguas y nuevas ha de dar lugar a distintas TIR para ambos tipos de inversiones.

No obstante, sí ha sido posible para esta Comisión el establecimiento de un modelo para el cálculo de la TIR para las nuevas inversiones, en aplicación del Anexo III de la propuesta, dando este como resultado una TIR real considerablemente estable para distintos escenarios de IPH, que puede observarse a partir de la figura 4.6.



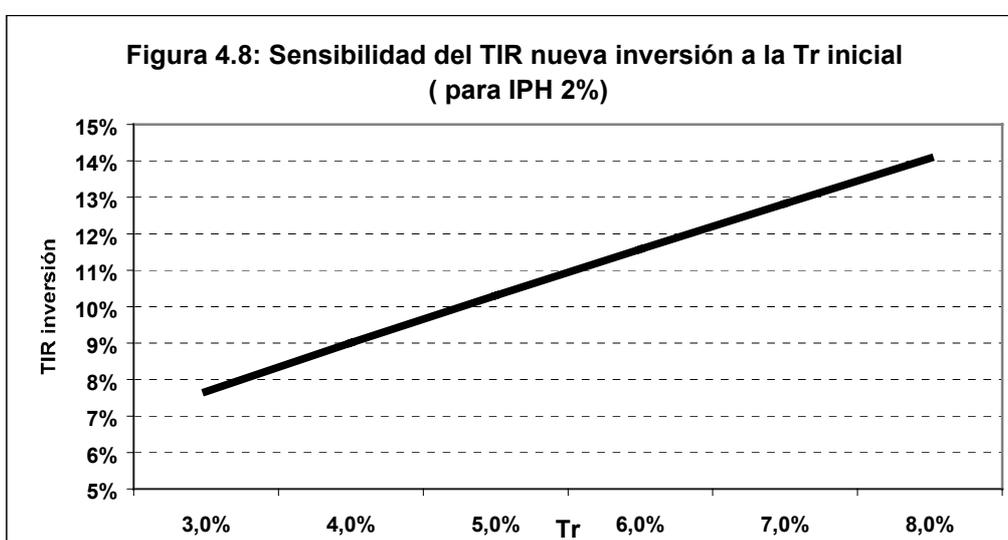
Fuente: CNE

La figura 4.7 muestra la sensibilidad de la TIR ante variaciones en los costes iniciales de las inversiones, esto es, ante cambios en los costes estándar.



Fuente: CNE

Así mismo, queda recogida en la figura 4.8 la sensibilidad de la TIR de la inversión al valor de la Tasa de rentabilidad en el momento del coste reconocido inicial, por lo que se pone de manifiesto que la TIR de las inversiones en los nuevos proyectos dependerá, en cada caso, de la tasa de rentabilidad aplicada en cada momento.



Fuente: CNE

#### 4.4.2. Elección de la tasa interna de rentabilidad para las actividades reguladas

El procedimiento más empleado para la elección de la tasa de retribución financiera de los costes del capital propio de las actividades reguladas se establece con relación a las rentabilidades que ofrece el mercado en función del riesgo incurrido<sup>5</sup>. También puede calcularse en comparación con

---

<sup>5</sup> Este modelo se conoce como *capital asset pricing model* (CAPM), que consiste en determinar el coste de capital a partir de unos coeficientes (las  $\beta$  de cada empresa) que representan los

actividades de carácter similar, en el caso del sector gasista, con las del sector eléctrico, agua, etc.,

Ni la propuesta de Orden, ni los documentos que la acompañan incluyen información justificativa con relación a la TIR considerada (9,27% para las inversiones actuales y no se especifica para las nuevas inversiones). Para lograr un sistema de retribución más claro es fundamental que la TIR de la inversión esté basada en las observadas en el mercado para este tipo de actividades.

Esta Comisión considera que la TIR de las inversiones existentes y de las inversiones nuevas por asignación directa debe ser homogénea. Asimismo estima que hubiera sido deseable la aplicación de las retribuciones financieras conforme a un modelo de *benchmarking* de la TIR obtenida en sectores equivalentes al analizado.

## **5. RETRIBUCIÓN A LOS TRANSPORTISTAS POR LA ACTIVIDAD DE GESTIÓN DE COMPRA-VENTA DE GAS CON DESTINO AL MERCADO A TARIFAS**

El modelo de retribución propuesto para la actividad de gestión de compra – venta de gas destinado al mercado a tarifa, consiste en un sistema de reconocimiento de los costes anuales en los que incurren las empresas transportista en el desarrollo de dicha actividad ( $R_{GCV_n}$ ), los cuales se actualizan anualmente.

El modelo reconoce tres tipos de costes relacionados con la actividad: el coste específico por la gestión de compra – venta de gas ( $R_{CV_n}$ ), el coste de las

---

riesgos que el mercado identifica en esa empresa (cfr. M.A. Lasheras *La regulación económica de los servicios públicos*. Ed. Ariel Economía. Año 1999.)

mermas de gas en la regasificación, almacenamiento y transporte ( $RMT_n$ ), y el coste específico por financiación de las existencias de gas ( $RFE_n$ ).

$$RGCV_n = RCV_n + RMT_n + RFE_n$$

Los tres tipos de costes se valoran a partir del coste medio previsto de la materia prima destinada al mercado a tarifa y de la demanda prevista para dicho mercado, por lo que cada año se modificarán directamente a través de las variaciones de estas dos variables.

La propuesta de Orden no tiene en cuenta las revisiones de la retribución final cuando existan desvíos entre el precio previsto y el real observado a final de año. Atendiendo a la volatilidad de los precios del petróleo y su traslado al coste de la materia prima, estas revisiones deberían estar consideradas para evitar posibles desvíos en la retribución final de la actividad en relación con sus costes reales.

### **5.1. Coste específico por compra-venta de gas y su relación con el coste de la materia prima.**

El coste específico por compra – venta de gas, según la propuesta de O. M., se expresa como un 0,005 del coste total del gas destinado a aprovisionamientos del mercado regulado valorados al coste de materia prima.

En general, los costes de gestión de los aprovisionamientos están asociados a una unidad de negocio del transportista y se corresponden con gastos tales como los costes de personal, edificios, programas informáticos etc., que no dependen directamente de la cantidad de gas gestionada, ni de las variaciones del coste de la materia prima. Como consecuencia de ello, esta Comisión considera más oportuno establecer la retribución del coste específico de la gestión como un coste fijo a actualizar anualmente independiente de las oscilaciones en el coste de la cantidad de gas gestionada.

Con relación a la imputación de los costes específicos de la actividad de gestión de la compra-venta, no se dispone de información suficiente que

permita constatar que el criterio de asignación de costes propuesto sea el más adecuado.

Esta situación debería corregirse en años posteriores llevando a cabo la debida separación contable de las actividades, porque la actividad de los aprovisionamientos de gas es una de las que entran en competencia tras la liberalización, y debe evitarse que se produzca un trasvase de sus costes a alguna de las actividades reguladas.

## **5.2. Coste de las mermas de gas destinadas al mercado a tarifa**

La retribución por el coste de las mermas en la regasificación, transporte y almacenamiento de gas destinadas al mercado a tarifa, tiene por objeto sufragar los costes por pérdidas de gas con motivo de los autoconsumos, fugas o venteos de gas en las infraestructuras. Las mermas se valoran con el coste medio previsto de la materia prima.

Puesto que las mermas son distintas según el tipo de instalación, el coste se divide proporcionalmente a las cantidades previstas de gas vehiculadas a través de cada instalación: plantas de regasificación, transporte por gasoducto y gas inyectado en los almacenamientos.

Para cada tipo de actividad se ha determinado un porcentaje estándar de mermas sobre el volumen de gas utilizado, basándose en estimaciones y en el informe de Gas Natural SDG, de 31 de diciembre de 2001, sobre mermas y autoconsumos en las instalaciones de transporte que acompaña a la memoria.

Para determinar el porcentaje de mermas en transporte por gasoducto de un 0,43%, el informe justificativo se basa en los datos medidos de pérdidas y autoconsumos en diferentes instalaciones, que se producen principalmente por los autoconsumos producidos en las ERM's en sus calderas, los autoconsumos en las turbinas de las estaciones de compresión y las fugas y venteos de los gasoductos.

En el caso de las mermas de regasificación y de almacenamiento, los valores propuestos de 0,5% y 2,11%, respectivamente, son estimaciones sin soporte documental.

Además, esta Comisión considera que estas mermas deben ser las mismas que se ha de introducir en las O.M. por la que se aprueben los peajes y cánones como gas retenido a los comercializadores y consumidores cualificados.

En aras de incentivar la mejora de eficiencia en las actividades de transporte, se recomienda que todos los porcentajes de mermas se realicen sobre la base de mediciones reales y sean revisados periódicamente para recoger las mejoras tecnológicas del sector, introduciendo factores que primen a los transportistas más eficientes, y que deberían explicitarse en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

En este sentido, en relación con el carácter indicativo de eficiencia que suponen las mermas del sistema, se advierte que las mermas consideradas en el modelo de retribución son mayores que las que se introducen en la O.M. de 28 de julio, y anteriores, sobre peajes y cánones de acceso al sistema gasista.

### **5.3. Coste específico por financiación de existencias de gas destinadas al mercado a tarifa**

Este coste retribuye las existencias de gas natural inmovilizadas en el sistema gasista a fin de que el mercado a tarifa cumpla con las exigencias regulatorias y las necesidades operativas del sistema. Éste se establece a partir del coste medio previsto de la materia prima, la demanda del año prevista para el mercado regulado y el coste del dinero.

El coeficiente que afecta a las tres variables anteriores representa el porcentaje de los días equivalentes al volumen de gas inmovilizado en el sistema, y dicho coeficiente establecido por la propuesta de O. M. es igual a 0,218, esto es 79,6 días.

Este número de días es el resultado de la suma de los días equivalentes de gas destinados a existencias estratégicas, al gas de llenado de los gasoductos, las existencias inmovilizadas en los almacenamientos de GNL (gas talón) y el stock operativo para cubrir las fluctuaciones estacionales del mercado, imputables al mercado regulado, que atiende muy especialmente al mercado doméstico y comercial.

En la figura 5.1 se muestra la forma de cálculo de los días equivalentes a partir de las variables indicadas según los datos recogidos de la información aportada para el estudio de la propuesta de O.M..

<b>Figura 5.1. : Cálculo de los días equivalentes de existencias inmovilizadas de gas para retribuir la Actividad de Gestión de Compra – Venta de Gas</b>					
<b>Concepto</b>	<b>Datos técnicos</b>	<b>Estimaciones demanda Mdo. Regulado</b>	<b>Existencias inmovilizadas</b>	<b>Exist. inmov. s/ Dda Mdo. Regulado <sup>(2)</sup></b>	<b>Días equivalentes</b>
<b>Reservas Estratégicas</b>	35 días del Consumo en Firme	Consumo Firme: 60.829 GWh	5.833 GWh	6,38%	23,3
<b>Gas de llenado de gasoductos</b>	1,5 días de la Demanda Total	91.425 GWh	37.572 GWh	0,41 %	1,5
<b>Gas Talón <sup>(1)</sup></b>	10% de Capacidad Tanques GNL (455.000 m3)	Demanda Origen GNL 43.031 GWh	93,6 GWh	0,10%	0,4
<b>Stock Operativo</b>					
<b>Red &lt; 4bar</b>	100 días demanda de la red de < 4 bar	48.207 GWh	13.207 GWh	14,4 %	52,5
<b>Red &gt; 4 bar</b>	4 días demanda de la red de > 4 bar	43.218 GWh	473,6 GWh	0,51%	1,9
			<b>TOTAL</b>	<b>21,8%</b>	<b>79,6</b>

(1) El gas talón se retribuye proporcionalmente por el uso de las instalaciones de GNL, entre el mercado regulado y el liberalizado. Se estima que 43.031 GWh serán para el mercado regulado, y 102.802 GWh por el mercado liberalizado (Este último dato estimado sobre la facturación esperada en concepto de peajes de regasificación)

(2) La demanda total estimada del Mercado Regulado es de 91.425 GWh

Fuente: Datos recopilados de la información adjunta a la propuesta de O. Ministerial

## 6. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

El modelo de retribución propuesto para la distribución se establece a partir de los costes reconocidos para el año 2002 ( $RD_n$ ) de las Sociedades Distribuidoras. Los costes reconocidos se actualizan anualmente por el IPH y un factor de eficiencia igual a 0,85, así como por los incrementos en el número de clientes en redes de presión inferior a 4 bar ( $\Delta A_{cl<4}$ ) y por las variaciones en la demanda en las redes con presión de servicio inferior y superior a 4 bar ( $\Delta A_{D<4}$  y  $\Delta A_{D>4}$ ).

Los factores de ponderación y eficiencia de captación de clientes y de la demanda según la presión de diseño,  $\Delta F_{cl<4}$ ,  $\Delta F_{D<4}$  y  $\Delta F_{D>4}$ , se revisarán anualmente. Para el año 2003 se establecen en 0,426, 0,142 y 0,142, respectivamente.

$$RD_n = RD_{n-1} \times (IPH \times 0,85) \times (1 + (\Delta A_{cl<4} \times \Delta F_{cl<4} + \Delta A_{D<4} \times \Delta F_{D<4} + \Delta A_{D>4} \times \Delta F_{D>4}))$$

Por otra parte, dentro del sistema de retribución de la distribución, el Ministerio de Economía podrá dotar de una retribución específica a instalaciones para el acceso de gas a nuevas zonas. Esta propuesta, dado lo difícil de establecer un régimen económico estandarizado para las redes de distribución de gas, parece la más adecuada para conseguir este propósito.

La retribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora excluidas las acometidas.

El procedimiento para establecer la retribución de las distribuidoras exige una primera valoración de los activos en distribución y de sus costes de explotación para determinar los costes acreditados, a partir de los que se actualizará con el modelo paramétrico indicando la retribución en años venideros.

### **6.1. Valoración de los activos de distribución: Coste de reposición sin descontar subvenciones.**

Dentro de los activos de distribución se integran las siguientes instalaciones: total red, construcción ERM, instalaciones gasométricas y compresoras, instalaciones auxiliares de explotación, acometidas, plantas, maquinaria, utillaje, elementos de transporte, resto inversión material, gastos de I+D, concesiones administrativas, propiedad industrial, inmovilizado en usufructo, provisión depreciación instalaciones técnicas, instalaciones comunitarias,

Las siguientes otras instalaciones se compartirán con la actividad de suministro a tarifa: terrenos, edificios, instalación interior de edificios y mobiliario.

Quedan excluidas las siguientes partidas: contadores, instalaciones de servicio a clientes, transporte secundario y anticipos e inmovilizado material en curso.

Con relación a las subvenciones, su tratamiento no queda suficientemente aclarado a partir de los datos que acompañan a la propuesta. Si bien, en la memoria se indica que se descontarán todas las subvenciones, en los informes de las compañías auditoras Arthur Andersen y Cia.,S. Com. y PricewaterhouseCoopers, no se trata dicho descuento, y para todas las operaciones relacionadas con la valoración de activos, se emplea el valor bruto en libros.

En consecuencia, esta Comisión no puede verificar que tales descuentos han sido realizados y que los valores brutos son netos de subvenciones.

El método de valoración de activos propuesto es el de una estimación del valor, calculada a partir de los valores brutos contables de balance y actualizados a fecha del 2002 a partir del IPH multiplicados por un factor de eficiencia.

En primer lugar, se calcula el coste actualizado al año 2000 a partir de los datos de balance del inmovilizado bruto contable, que fue actualizado en 1996. Para repartir las inversiones que han ido entrando en funcionamiento a lo largo del mismo año, el modelo de valoración de activos hace una media del

inmovilizado bruto (IB) al principio y al final del año, actualizado con el IPH. Este método resulta en una complicada fórmula:

$$IB_{2000} = IB_{96} \times IPH_{96-00} + (\Delta IB_{97-96}) \times IPH_{97-00} + (\Delta IB_{98-99}) \times IPH_{98-00} + (\Delta IB_{99-00}) \times IPH_{99-00}$$

Por tanto, el método de valoración de activos propuesto es similar al que se consideró para el caso de la actividad de transporte.

En la información de que se dispone no se especifica si se han descontado o no posibles subvenciones. Sería deseable que este aspecto quedara explícito.

## **6.2. Retribución de la inversión de la distribución.**

Según el modelo expuesto en el Informe relativo a la retribución realizado por la empresa auditora Arthur Andersen y Cia., S. Com., los conceptos a retribuir son tres: las amortizaciones, la retribución financiera de las inversiones y los costes de explotación.

La retribución de la inversión del año 2000 se establece sumando las amortizaciones -calculadas a partir del valor del inmovilizado bruto para el año 2000 dividido entre la vida útil- y la retribución financiera aplicando una tasa del 6,77% sobre el inmovilizado bruto. La retribución del año 2002 resulta de actualizar la calculada en el año 2000, con el factor IPH por el factor de eficiencia igual al 0,85, corregida por el incremento de demanda habido (16.2%) y por un nuevo coeficiente de eficiencia de 0,7103.

Como en el caso del transporte, nótese que la rentabilidad interna del proyecto será superior al 6,77%, ya que la TIR sólo coincidirá con la tasa de retribución si ésta se aplica sobre el valor neto de amortizaciones de las inversiones, resultado que no se obtiene cuando se aplica sobre el valor bruto de las mismas. Esto es, la TIR para estas inversiones será siempre superior a la tasa

de retribución (Tr) empleada por el modelo. Además, podría ser superior si efectivamente no se descuentan las subvenciones.

La Memoria no aclara cuál será la retribución financiera interna de las inversiones de distribución (TIR), y el informe Arthur Andersen y Cia.,S. Com. indica concretamente con relación a la Tr aplicada de 6,77% que: *“nuestro trabajo no ha contemplado la revisión del cálculo de dicha tasa de retribución ni su razonabilidad”* (página 8). Sin datos disponibles para calcular la TIR de las inversiones en distribución, no pueden compararse con las rentabilidades de mercado, restando objetividad y transparencia al régimen retributivo.

### **6.3. Costes acreditados y su reparto entre redes de presión inferior o igual a 4 bar y superior a 4 bar.**

Para tener en cuenta en la retribución futura las diferencias de costes de los suministros según la presión de conexión de los clientes, el modelo reparte los costes de retribución de la inversión, gastos de explotación, gastos corporativos y retribución en calidad de suministro, entre segmentos de presión inferior a 4 bar y superior a 4 bar. Este reparto se aplicará a la fórmula paramétrica que más tarde se empleará para actualizar la retribución de los distribuidores, que tras aplicar el factor de eficiencia del 0,72<sup>6</sup>, resultan en los valores que indica el cuadro 6.1.

---

<sup>6</sup>Se ha aplicado un factor de eficiencia de 1 a las inversiones y de 0,3 a los gastos de explotación. Este factor surge de:

Costes		Coefficiente	Factor
Inversión	60%	1	0,6
G. Explotación	40%	0,3	0,12
Total			0,72

Cuadro 6.1: Reparto de costes entre nivel de presión y cálculo de los factores de ponderación del modelo paramétrico.				
Nivel de presión	% sobre el total de costes	Factor de eficiencia aplicada	Peso de los factores de ponderación	
< 4 bar	60%	0,72	$\Delta F_{cl<4}$	0,426
	20%	0,72	$\Delta F_{D<4}$	0,142
> 4 bar	20%	0,72	$\Delta F_{D>4}$	0,142

Fuente: Propuesta O.M. e informe de Arthur Andersen y Cia.,S. Com.

1. Reparto de la retribución de la inversión: Se consideran tres tipos de redes de media y baja presión (MBP), alta presión A (APA) y alta presión B (APB) a partir de los porcentajes obtenidos de los costes de reposición.

Toda la red MBP está compuesta por suministros de menos de 4 bar, y toda la red APB se compone de suministros a más de 4 bar. La red APA tiene que repartirse entre presiones menores y superiores a 4 bar, lo que se realiza con la relación a los volúmenes de gas suministrados en uno y otro grupo de presión. Esto es, se asigna:

MBP a < 4 bar  
 APA a > 4 bar  
 APB a   ▪       19% a < 4 bar  
           ▪       81% a > 4 bar

2. Reparto de los gastos de explotación: Para su cálculo se restan todos los ingresos obtenidos por actividades relacionadas. Sin especificar los criterios de reparto entre grupo de presión, el informe de Arthur Andersen y Cia.,S. Com. establece:

< 4 bar...   91%  
 > 4 bar...   9%

3. Gastos de corporación: son los gastos de estructura, gastos de personal, tributos, servicios exteriores etc. El informe de Arthur Andersen y Cia.,S. Com. establece:

< 4 bar...	91%
> 4 bar...	9%

4. Gastos de calidad de suministro: Sin especificar ni su origen, la propuesta de O.M. incluye 4.476 Mpta en inversiones destinadas a calidad, que se retribuyen con amortización a 18 años y retribución anual al 6,77%.

#### **6.4. Reparto de la retribución de la inversión entre Distribución y Venta a Tarifa: Criterios y necesidad de separación contable**

El informe de Arthur Andersen y Cia.,S. Com. indica que las siguientes instalaciones se comparten entre la actividad de venta a tarifa y la distribución: terrenos, edificios, instalación interior de edificios y mobiliario, y reparte las partidas de gastos de explotación de las Sociedades Gasistas entre ambas actividades. Sin especificar los criterios asignan un 78,1% de ambos tipos de coste a la actividad de distribución y el resto al suministro a tarifa (Tabla E) con el mismo reparto entre niveles de presión.

Parece razonable exigir que los criterios de reparto de los costes de las actividades reguladas no absorban costes de la comercialización, que con el proceso de liberalización, junto con el de aprovisionamientos, es la actividad que entra en competencia. Ello puede lograrse estableciendo una contabilidad separada de las actividades con criterios objetivos y transparentes, de forma que pueda verificarse y hacerse un seguimiento de si efectivamente está habiendo un trasvase de costes entre actividades.

#### **6.5. Actualización de la propuesta de retribución de la distribución: Valoración del modelo paramétrico**

La fórmula de actualización de los activos, además de corregirse por el IPH y el Índice de eficiencia 0,85, introduce tres factores de variación en la retribución de las sociedades distribuidoras: la captación de clientes en redes de presión

de diseño inferior a 4 bar ( $\Delta A_{cl<4}$ ), la variación de la demanda en redes con presión a menos de 4 bar ( $\Delta A_{D<4}$ ) y la variación de la demanda en redes con presión a más de 4 bar ( $\Delta A_{D>4}$ ). Cada una de estas variables está multiplicada por un factor de ponderación: 0,426 ( $\Delta F_{cl<4}$ ), 0,142 ( $\Delta F_{D<4}$ ) y 0,142 ( $\Delta F_{D>4}$ ) respectivamente.

$$RD_n = RD_{n-1} \times (IPH * 0,85) \times (1 + (\Delta A_{cl<4} \times \Delta F_{cl<4} + \Delta A_{D<4} \times \Delta F_{D<4} + \Delta A_{D>4} \times \Delta F_{D>4}))$$

La ponderación de las variables que influyen positivamente en la retribución, muestran que la propuesta está dirigida a incentivar la captación de nuevos clientes y, por tanto, a extender las redes a nuevas áreas, ya que el incremento del consumo beneficiará en menor grado a los distribuidores que el aumento de su cartera de clientes. En este sentido, para que este concepto esté más de acuerdo con la liberalización, debería denominarse incremento en los puntos de suministro, ya que en el futuro, los clientes de los distribuidores serán los comercializadores o consumidores cualificados y no los clientes a tarifa.

El cuadro 6.2 muestra la sensibilidad del modelo de retribución de distribución a las variaciones del número de clientes y a aumentos en la demanda.

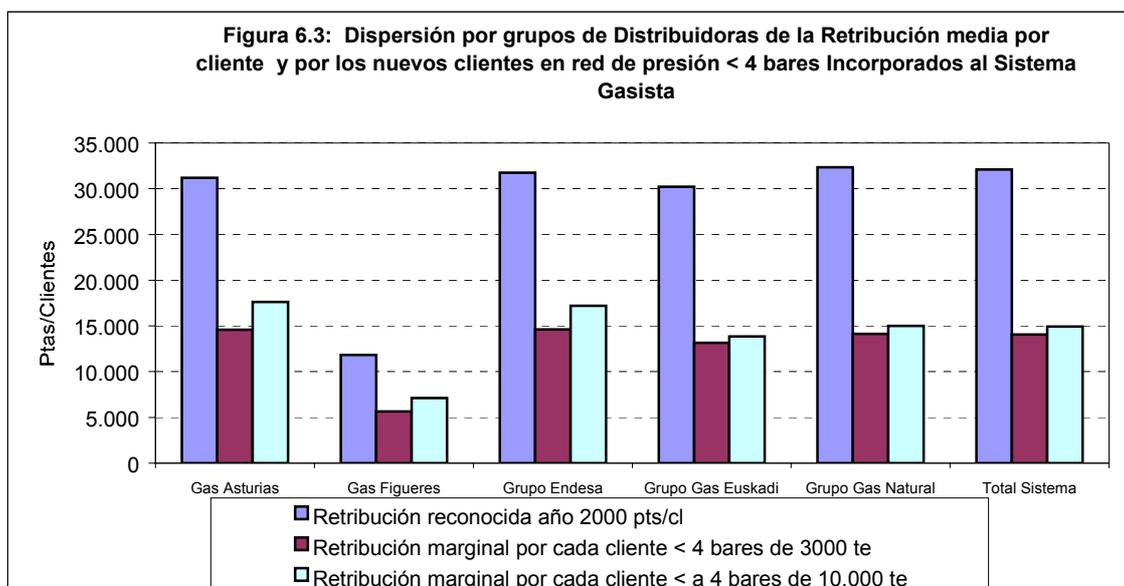
<b>Cuadro 6.2: Variación de la Retribución a los grupos de Sociedades Distribuidoras ante cambio en el nº de clientes y demanda</b>						
	<b>Gas Asturias</b>	<b>Gas Figueres</b>	<b>Grupo Endesa</b>	<b>Grupo Euskadi</b>	<b>Gas Grupo Natural</b>	<b>Gas Total</b>
Retribución Reconocida 2000 (MPTA)	3.935	114	6.490	8.789	115.413	134.790
Nº Clientes	126.161	9.611	204.448	290.790	3.566.850	4.197.860
Mte Vendidas	1.287	77	2.501	12.663	136.162	152.690
<b>Ratios Medios</b>						
Retrib./cliente (pts/cl)	31.193	11.826	31.746	30.224	32.357	32.109
Retrib./te vendida (pts/te)	3,0577	1,4761	2,5951	0,6941	0,8476	0,8828
<b>Ratios Marginales</b>						
<b>Caso A:</b> Las distribuidoras aumentan en 1.000 su cartera de clientes de <4bar, con consumo medio de 3000te/cl						
Retrib. por nuevo cliente (pts/cl)	14.591	5.667	14.629	13.171	14.145	14.055
Retrib. por nueva te. vendida (pts/te)	4,9	1,9	4,9	4,4	4,7	4,7
<b>Caso B:</b> Las distribuidoras aumentan en 1.000 su cartera de clientes de <4bar, con consumo medio de 10.000 te/cl						
Retrib. por nuevo cliente (pts/cl)	17.630	7.134	17.209	13.861	14.988	14.932
Retrib. por nueva te. vendida (pts/te)	1,8	0,7	1,7	1,4	1,5	1,5
<b>Caso C:</b> Las distribuidoras aumentan en 10 su cartera de clientes de >4bar, con consumo medio de 10.000.000 te/cl						
Retrib. por nuevo cliente (pts/cl)	4.342	2.096	3.685	0.985	1.204	1.254
Retrib. por nueva te. vendida (pts/te)	0,4	0,2	0,4	0,1	0,1	0,1
<b>Caso D:</b> Las distribuidoras aumentan en 10 su cartera de clientes de >4bar, con consumo medio de 50.000.000 te/cl						
Retrib. por nuevo cliente (pts/cl)	21.710	10.480	18.425	4.927	6.018	6.268
Retrib. por nueva te. vendida (pts/te)	0,4	0,2	0,4	0,1	0,1	0,1

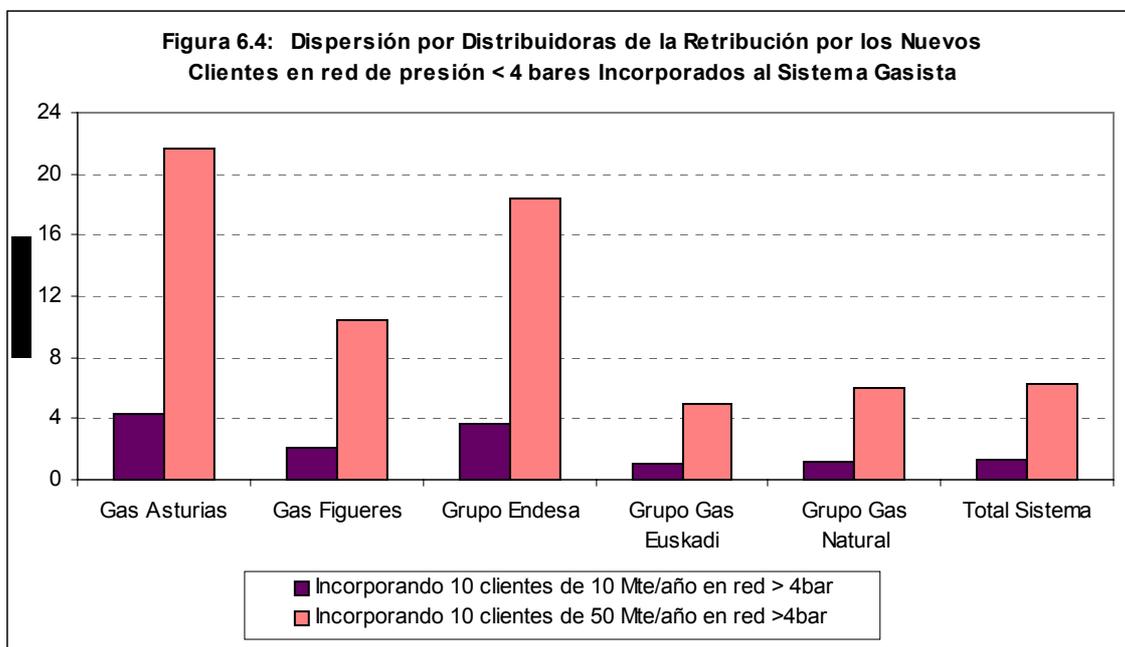
No se incluye a la Sociedad Distribuidora de Gas Directo  
Fuente: Propuesta de O.M. y memoria justificativa. CNE

Los casos A y B, muestran los ingresos obtenidos por cada nuevo pequeño cliente captado en la red de presión inferior a 4 bar, con consumo de 3000 te/año ó de 10.000 te/año. Se observa que el modelo favorece particularmente al incremento en el número de clientes, que, además, presentan una prima adicional según su volumen de consumo, de manera que los clientes con mayor consumo aumentan más la retribución. Así, en el caso A, la fórmula paramétrica retribuye por cada nuevo cliente de esas características con 14.055 pts/año (84,47€) y en el caso B con 14.932 pts/año (89,74€).

En relación a los clientes conectados a redes de más de 4 bar, la retribución por cliente que permite el modelo de retribución está mucho más vinculada a su nivel de consumo. Así, mientras que para un nuevo consumidor de 10 Mte el sistema retribuye a la distribuidora con 1,253 Mpts/año, la retribución de un nuevo consumidor de 50 Mte será de 6,267 Mpts/año.

Por otra parte, a la luz de los resultados anteriores, hay una manifiesta dispersión entre la retribución percibida por cada grupo de empresas para las nuevas inversiones ante las variaciones del número de clientes y de la demanda, que surge de la retribución inicial reconocida. Esta Comisión estima que no parecen razonables las diferencias entre la retribución para las redes existentes y las nuevas, y considera que la retribución marginal de cada nuevo cliente debería ser la misma entre distintas Sociedades Distribuidoras para que se incentive la captación de clientes por igual entre todas. Las figuras 6.3 y 6.4 muestran gráficamente la dispersión señalada.





Uno de los inconvenientes que se observa como resultado de la aplicación de la fórmula paramétrica es que sólo tendrá en cuenta las subidas de la retribución en el mercado final de los distribuidores, esto es, la demanda y el número de clientes. Obsérvese que los distribuidores intermedios sólo verán retribuidos sus activos al inicio de la puesta en marcha del sistema de retribución, y las nuevas inversiones de refuerzo para redes que no sirvan para su mercado no tendrán un incentivo económico. Por ello, los distribuidores serán reacios a permitir el enganche a sus redes de otras compañías, pues sólo les generaría más gastos de gas vehiculado pero ningún beneficio económico.

Este sistema retributivo para la distribución no incentiva las inversiones en nuevas instalaciones que redunden en el mantenimiento o mejora de la seguridad en el suministro y en la calidad del servicio, tales como, mallado de redes, desdoblamiento de líneas, ampliación de ERM, cierres de anillos de distribución, alimentación de redes de distribución desde distintas ERM, etc..

Esto esta motivado al depender la retribución del incremento de clientes y del incremento del consumo.

## **7. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE SUMINISTRO A TARIFA**

El modelo de retribución propuesto para la actividad de suministro a tarifas reconoce tres conceptos de cobro a los distribuidores por el suministro de gas a tarifa: el coste total específico por la actividad de atención a los clientes a tarifa de gas ( $RAS_n$ ), el coste de las mermas de gas en las redes de distribución para atender los suministros a tarifa ( $RMD_n$ ) y, el coste del capital circulante ( $RCI_n$ ), que proviene de la necesidad de financiar el capital circulante por el desfase entre el pago y el cobro de la materia prima.

$\text{Retribución actividad de suministro de gas a tarifa}_{\text{año } n} = RAS_n + RMD_n + RCI_n$
--

Los costes reconocidos de la actividad de suministro a tarifa se establecen, sin justificar los criterios, a partir del reparto de algunos de los epígrafes de la inversión en distribución tales como los terrenos, los edificios, mobiliario, equipos y aplicaciones informáticas, etc., y del reparto de los costes de explotación de las sociedades distribuidoras. El informe realizado por Arthur Andersen y Cia.,S. Com. (tabla E) asigna un 21,9% de los costes de estos activos y de los costes de explotación a la actividad de suministro a tarifa, y el resto, un 78,1% a la actividad de distribución.

La importancia de estos costes es muy relevante para el éxito del proceso de liberalización, ya que, junto con la compra de gas es el segmento del negocio abierto a la competencia. Para evitar transferencias de costes del negocio liberalizado al regulado es imprescindible que la separación contable se lleve a cabo bajo unos criterios objetivos y transparentes y el reparto de costes se realice sobre la base de las contabilidades debidamente separadas.

Por otra parte, se advierte que la retribución de esta actividad se hace depender fundamentalmente de la variable kWh suministrados al mercado a tarifa, no entrando la variable número de clientes a formar parte de las fórmulas de cálculo, consideración que se discutirá en los siguientes apartados.

A los efectos de aplicación del régimen retributivo de la actividad de suministro a tarifa, se excluyen de dicho reconocimiento los costes propios de los equipos de medida, de las acometidas, de las inspecciones y, cualquier otro coste que no se considere necesario para llevar a cabo el suministro a tarifa.

### **7.1. Coste total específico por la actividad de atención a los clientes (RAS): Consumo vs. Número de clientes a tarifa.**

El modelo retribuye la actividad en función de la presión de la red a la que se realice el consumo. Si éste se suministra desde redes a una presión inferior a 4 bar se les aplica un coeficiente igual a 0,001933 € / kWh, mientras que si se realiza desde redes a una presión superior a 4 bar, el parámetro aplicado es de 0,000274 € / kWh.

La actualización de estos coeficientes se lleva a cabo anualmente, en función del IPH y del índice de eficiencia de 0,85.

La aplicación de los parámetros del modelo da los resultados que aparecen en el cuadro 7.1:

<b>Cuadro 7.1: Ingresos resultantes de la aplicación de la fórmula para el cálculo de costes específicos.</b>	
<b>Redes ≤ 4 bar</b>	
<b>Consumo por cliente kWh/año</b>	<b>Coste unitario de la atención al cliente €/Cliente y año</b>
2.000	4
6.000	12
10.000	19
14.000	27
18.000	35
22.000	43
26.000	50
30.000	58
<b>Redes &gt; 4 bar</b>	
<b>Consumo por cliente GWh/año</b>	<b>Coste unitario de la atención al cliente €/Cliente y año</b>
0,1	27
1	274
10	2.740
100	27.400

Fuente: CNE

Se observa que los ingresos obtenidos por la aplicación del coeficiente crecen con el tamaño del consumidor, esto es, el modelo supone que un consumidor de 1 GWh incurre en un coste específico de un 1% del que le correspondería a un consumidor de 100 GWh, lo que puede poner de manifiesto que el modelo de retribución propuesto en función de los kWh consumidos no se corresponde con los costes de la actividad, que más bien se relacionarán con un coste unitario determinado por tipo de cliente.

Es manifiesto que existe una diferencia de coste de la actividad en función del nivel de consumo del cliente y que esto a su vez está relacionado con el tipo de red y presión de suministro, por lo que parece razonable que el modelo de retribución haga esta distinción, ya que según el tamaño y tipo de cliente varían para la compañía los costes de la actividad. Por ejemplo, los consumidores – conectados con redes a presión de diseño superior a 4 bar – son unos cuatro mil quinientos, mientras que el grupo de consumidores conectados a redes con

presión de diseño igual o inferior a 4 bar - asciende a unos cuatro millones y medio de clientes, lo que sienta la necesidad de configurar diferentes redes comerciales, sistemas de facturación, atención telefónica, etc. Ambos sistemas requieren significadas inversiones y gastos operativos con el objeto de poder realizar la actividad de atención a los clientes.

No obstante, el coste incurrido por consumidor de las mismas características es independiente de su consumo, puesto que los costes derivados de los servicios generales, red comercial, servicios de facturación o por los de atención al cliente, serán similares independientemente de la posible diferencia en las termias consumidas.

Como consecuencia de ello, esta Comisión considera más oportuno establecer la retribución de la actividad de atención a los clientes en función de una retribución por las características del cliente, en vez de hacerlo sobre la base de los kWh consumidos.

Sobre la actualización de los parámetros, esta Comisión mantiene la necesidad, en aras de proceder a la actualización, de realizar una previsión al principio del año pero con una regularización al final de dicho año con los datos reales, bien de clientes o de kWh, este criterio es extensible al resto de conceptos que forman parte de la retribución de la actividad.

### **7.2. Mermas de gas en las redes de distribución: Cálculo y valoración.**

El modelo de retribución calcula las mermas en la red de distribución según la presión de suministro del consumo, estimando en un 2% las mermas para las redes cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar y en un 0,39% para las redes cuya presión de diseño sea superior a 4 bar. Estas mermas se valoran al coste de la materia prima.

En el “Informe de Mermas y Autoconsumos en las Instalaciones de Transporte y Distribución de Gas Natural” aportado a esta Comisión, se determinan las mermas correspondientes a los sistemas de transporte y distribución. Sin embargo, mientras que las mermas con relación al transporte se establecen

sobre la base de una serie histórica de las mermas medidas, en el caso de las mermas de distribución, éstas tienen como fundamento una investigación llevada a cabo por British Gas.

Esta Comisión considera conveniente que el cálculo de las mermas de gas en el sistema de distribución se basen en una serie histórica realizada con las mermas reales que el sistema ha venido teniendo en la red española, dado que se han generado unas ventas y compras medidas en términos de energía que permitirían conocer, red a red, los valores de esas mermas. Por esta razón, no procedería la extrapolación al caso español del estudio realizado por British Gas.

En cualquier caso las mermas de distribución deberán figurar en las Normas de Gestión Técnica del Sistema

Por otra parte, en relación con la valoración de las mermas, esta Comisión estima que parece más adecuado emplear el precio de cesión, que es aquel pagado por los distribuidores a los transportistas, en vez del coste medio previsto de la materia prima destinada al mercado a tarifa.

### **7.3. Coste del capital circulante.**

Por último, la retribución de la actividad de suministro a tarifa incluye el coste del capital circulante. Esto es, el coste de las necesidades financieras para hacer frente a la diferencia entre el pago al transportista de la materia prima a precio de cesión y el cobro a los clientes a tarifa en el período temporal en el que nos encontremos.

El modelo hace depender el antedicho coste de capital circulante de los siguientes parámetros. En primer lugar, de un coeficiente representativo del lapso de tiempo entre el cobro y el pago del gas a tarifa suministrado por el distribuidor. Dicho coeficiente se fija en 0,04, equivalente a que transcurra un periodo de quince días entre el momento de pago del gas por el distribuidor y,

el correspondiente al cobro a los clientes. En segundo lugar, depende del coste del dinero, que se fijará anualmente en función del Euribor del año anterior más 0,5 puntos. Igualmente, el coste del capital circulante aparece en función del coste medio previsto de la materia prima destinado al mercado a tarifa. Por último, el coste de las necesidades financieras depende de la demanda prevista de gas en términos de kWh.

Esta Comisión estima que el período de decalaje al que hace referencia el modelo, es decir, los quince días transcurridos entre el pago y el cobro del gas, deberían justificarse para su aplicación a partir de los períodos de facturación a clientes y pagos a los transportistas del gas a tarifa, datos que son verificables y aclaratorios de los costes analizados.

En el mismo sentido, para poder calcular el coste de financiación es necesario que se establezca el plazo al cual se referencia el tipo de interés del Euribor, motivo por el cual esta Comisión considera igualmente pertinente solicitar que se indique dicho plazo.

Por otra parte, con base a las razones expuestas en el apartado anterior, la valoración de estas existencias en trámite de cobro debería estar realizada al precio de cesión y no al coste de la materia prima, como propone la Orden.

## **8. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA**

La propuesta no justifica la retribución del Gestor Técnico del Sistema. Además, establece que deberá determinarse antes del 31 de enero, con base a la previsión de cierre del ejercicio anterior y a la previsión del año siguiente a partir de los costes de operación, comunicación y control, así como otros costes necesarios para el desarrollo de su actividad incluyendo los datos técnicos económicos.

Al ser esta una actividad compartida con el transporte, en el Informe Arthur Andersen y Cia.,S. Com. se indica que el 50% de los costes del Centro Principal de Control se asignan a la retribución del transporte y se valoran en el año 2000 en 839 Mpta.

En todo caso, la evaluación de los costes de esta actividad, según se indica en la Propuesta de Orden, se informará por esta Comisión cuando corresponda.

Por otra parte, la redacción dada al apartado segundo del punto decimotercero “El Gestor Técnico del sistema propondrá al (...) Ministerio de Economía su retribución (...)” puesto en relación con el primer apartado, parece implicar que el Gestor Técnico del Sistema propone y el Ministerio de Economía aprueba la retribución. De esta forma, parecería más adecuado utilizar la redacción dada por el artículo 24.3 del Real Decreto 949/2001 que señala que el Gestor Técnico del sistema comunicará al Ministerio de Economía los datos técnicos y económicos relativos al año anterior, imputables a la actividad de gestión técnica del sistema, así como la previsión de los mismos para el año en curso, datos que permitirán al Ministerio de Economía, de conformidad con el artículo 23 del mismo Real Decreto, determinar la retribución que corresponde al Gestor Técnico del sistema.

Consecuentemente se propone la modificación del artículo decimotercero en los siguientes términos:

*“1. El Ministro de Economía, previo Informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará antes del 31 de enero de cada año, la retribución que corresponde percibir al Gestor Técnico del Sistema, por el ejercicio de esta actividad. Este coste se incluirá como un coste a retribuir de las actividades reguladas y estará sometido al procedimiento de liquidaciones.*

*2. A estos efectos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará, antes del 1 de diciembre de cada año, al Ministro de Economía, los costes de operación, comunicación y control, así como otros costes que, a su criterio, estime*

*necesarios para el desarrollo de su actividad, en los términos del artículo 24.3 del Real Decreto 949/2001, de 3 de diciembre.”*

## **9. OTRAS CONSIDERACIONES**

9.1. La propuesta establece en sus anexos I y V los volúmenes de retribución por grupos empresariales. Estos grupos están constituidos por diversas empresas, que a su vez, están participadas por distintos accionistas, lo que obliga a establecer un reparto de la retribución dentro del grupo, por lo que a juicio de esta Comisión es necesario que la retribución se establezca por empresas.

9.2. El sistema retributivo propuesto se determina a través de variables cuyo valor a principio del año son previsiones, coste de la materia prima, demanda, IPC, IPRI, etc., y no contempla la posibilidad de su posterior revisión en el momento que se conozca el valor real, lo que podría derivar en desvíos entre los costes reconocidos a las empresas y los efectivamente liquidados. Esta Comisión considera que, en la medida de lo posible, se tengan en cuenta los valores reales de estas variables, y se incorporen las desviaciones en las retribuciones del año siguiente para lo que será necesario modificar las fórmulas propuestas para conseguir la necesaria estabilidad retributiva .

9.3. En el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en su artículo 20, contempla la seguridad y calidad en el servicio, como uno de los criterios a tener en cuenta en el establecimiento de la retribución de la actividad de distribución. Los distribuidores deben prestar el servicio con unos estándares de calidad adecuados como contraprestación por la retribución obtenida y, cualquier incumplimiento debe estar tenido en cuenta en la retribución. Por tanto, esta Comisión considera que es necesario que el sistema de retribución a la actividad de distribución introduzca el cumplimiento, o incumplimiento de los estándares de

calidad como uno de los elementos que determinen la retribución de la actividad de distribución.

9.4. En el mismo sentido, las indisponibilidades en las instalaciones de transporte no están contempladas en su régimen retributivo. De acuerdo con el Real Decreto 949/2001, artículo 16, la disponibilidad de las instalaciones debe ser un criterio a la hora de establecer su retribución, por lo que también esta Comisión considera necesario que las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento han de introducir la disponibilidad como uno de los factores que determinen la retribución de la actividad.

9.5. Por otra parte, para completar el sistema retributivo se debería dar un impulso al desarrollo reglamentario de los derechos de acometidas que, tal y como se establecían en la Ley 34/98, artículo 91.2.

9.6. Por último, se recomienda que se tengan en cuenta las siguientes modificaciones en el texto de la Propuesta de Orden:

- *Apartado 2.4 (se añadiría un nuevo párrafo del siguiente tenor):  
“Mientras no se apruebe con carácter definitivo la planificación en materia de hidrocarburos, conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y la disposición adicional segunda del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, el Ministerio de Economía a propuesta del Gestor Técnico del Sistema y previo informe Comisión Nacional de Energía podrá autorizar las instalaciones incluidas en la red básica de gas natural”*
- *Apartado 5.1: “La retribución correspondiente a cada instalación de regasificación, almacenamiento o transporte autorizada de forma directa será fijada de acuerdo con los valores unitarios de inversión, valores unitarios de operación y mantenimiento y otros costes necesarios para desarrollar la actividad de regasificación, almacenamiento o transporte y fórmulas y parámetros fijados por el Ministerio de Economía, previo*

*informe de la Comisión Nacional de Energía, con criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios.”*

- *Apartado 10.1: “...Asimismo, se establecerá por el Ministerio de Economía previo informe de la Comisión Nacional de Energía, un mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro y la consecución de reducciones adicionales de pérdidas de gas respecto a las que sean predeterminadas, tomando en consideración las cantidades que a estos efectos se determinen en la norma por la que se aprueben las tarifas de gas de cada año.”*

## **10. CONCLUSIONES**

### **Sobre la información disponible**

Primero: Esta Comisión constata, la falta de información sobre los estados contables con separación por actividades dispuesto en los artículos 62 y 63 de la Ley 34/1998 necesarios para el análisis de la propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas. Sin esta información no ha sido posible verificar la adecuación del reparto de costes entre las distintas actividades reguladas, y entre estas, y las actividades no reguladas y las que se realicen en sectores económicos distintos del gas natural.

Segundo: Es de significar que los informes de 19 de diciembre de 2001 y de 21 de enero de 2002, de las compañías PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L., y Arthur Andersen y Cia., S. Com., incorporan la salvedad de no poder dar una opinión de auditoría sobre la información de tipo técnico que contiene sus informes.

- Tercero: Se ha comprobado que los datos aportados se corresponden con los considerados en la propuesta de O.M., y se han puesto de manifiesto algunas discrepancias no significativas.
- Cuarto: Sobre las empresas: Gas de Asturias, Gas Figueres, Gas Directo, Grupo Endesa (incluye Gesa), y Grupo Gas de Euskadi, no hay suficiente información disponible para el seguimiento del proceso de cálculo de las partidas objeto de análisis para la retribución de las distintas actividades reguladas, por lo esta Comisión no conoce los valores considerados por la O.M.

**Sobre la valoración y la retribución de los activos de transporte, regasificación, almacenamiento y de distribución.**

- Primero: A juicio de esta Comisión, la retribución de las inversiones realizadas en activos de regasificación, transporte almacenamiento y distribución debe ser homogénea, cualquiera que sea su fecha de puesta en marcha, anterior o posterior al 31 de diciembre de 2001.
- Segundo: Todos los gasoductos, ERM, estaciones de compresión e instalaciones de regasificación que entraron en funcionamiento en el año 2001 han sido valorados a coste estándar de reposición, en lugar de emplear el valor bruto contable que aparecería en la previsión de los balances. Excepcionalmente esta Comisión recomienda que los valores de estos activos se revisen cuando se produzca su inclusión en la contabilidad de las empresas.
- Tercero: La prestación del servicio de suministro de gas en las adecuadas condiciones de seguridad y calidad, exige que el conjunto de actividades necesarias para su ejercicio, tenga la remuneración adecuada. Para el cálculo de dicha remuneración se han de

establecer tanto el valor inicial de los activos, como la tasa de remuneración que permita una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos (artículo 15 - RD 949/2001).

Cuarto: Según resulta de la Memoria que acompaña a la propuesta de O.M., para el cálculo de la remuneración de los activos anteriores al 31 de diciembre de 2001, se ha utilizado el valor bruto contable actualizado. Otras alternativas de valoración podrían ser el resultado de aplicar el valor bruto contable neto de amortizaciones o el valor de reposición de los activos. Todas las alternativas de valoración de los activos podrían ser válidas, siempre y cuando se apliquen las tasas internas de rentabilidad que permitan obtener una remuneración adecuada.

Quinto: Para la distribución, la propuesta de O.M. y los documentos que la acompañan no indican el valor de la tasa interna de rentabilidad que resulta de aplicar el método de retribución elegido. Para el transporte, la Memoria indica que se aplica una TIR igual al valor de los bonos a 10 años, más un 4%.

Sexto: La retribución total propuesta en la O.M. para el año 2002 asciende a una cantidad similar a la obtenida por el sector en los años 1999 y 2000, pese a haber existido un incremento sensible de la actividad. Todo ello según las estimaciones realizadas por esta Comisión en base a los datos disponibles en las O.M. y resoluciones relativas a precios y tarifas.

### **Sobre la actividad de transporte, regasificación y almacenamiento**

Primero: Esta Comisión considera correctos los métodos retributivos de las actividades reguladas, según el modelo  $IPC \cdot f$  (con  $f \leq 0,85$ ), ya que proporcionan una laminación y estabilidad a la retribución de las

actividades, así como, una mayor estabilidad a los valores de las tarifas y peajes. La aplicación del modelo  $IPC^*f$  (con  $f \leq 0,85$ ) es compatible con la utilización de la retribución de la inversión mediante la tasa TIR.

Segundo: Esta Comisión no puede valorar el procedimiento seguido para el cálculo de los valores unitarios de referencia para las nuevas inversiones autorizadas de forma directa (Anexo II), ya que no viene expresado ni en el texto de la Orden Ministerial ni en los informes justificativos que la acompañan.

Tercero: Se pone de manifiesto la significativa dispersión que se puede dar entre los costes de inversión estándares (anexo II) y reales (ver figura 4.2), de las instalaciones de transporte y regasificación, por lo que esta Comisión recomienda que en la medida de lo posible y con las salvedades que por razones de urgencia se exponen en el Informe Marco, las nuevas inversiones se adjudiquen a través del procedimiento de concurrencia, ya que asegura la transparencia y eficiencia de costes en las inversiones.

Cuarto: Asimismo se recomienda que las inversiones por adjudicación directa tengan un procedimiento de valoración que este basado inicialmente en los costes estándar del Anexo II, y que se revisen con una liquidación final del proyecto, que valide la inversión realizada, y que sean estos últimos datos los que determinen la remuneración de la instalación. A estos efectos se propone la introducción de factores que valoren la dificultad o facilidad en la construcción de las instalaciones de transporte, tales como la orografía, los terrenos etc. modificando los valores del Anexo II.

Quinto: Dados los dilatados plazos de construcción de las instalaciones de almacenamiento, transporte y regasificación hasta su puesta en marcha, se recomienda que se indique si han sido incluidos los

intereses intercalarios en el cálculo de los valores unitarios de referencia del anexo II, y si no es así, que se tengan en cuenta.

Sexto: Esta Comisión constata que la retribución variable de regasificación propuesta excede los costes variables que se puedan acreditar, lo cual podría penalizar, y por tanto desincentivar, a las nuevas instalaciones de regasificación que, en su caso, se aprueben y que han de proporcionar al sistema gasista la nueva y necesaria capacidad de entrada de gas.

El coeficiente previsto aplicar en el artículo 5, apartado 6, de la propuesta de O.M., supone que una planta de regasificación ha de alcanzar una utilización de la misma al 85% para poder conseguir el 100% de la retribución reconocida. Sin embargo, la utilización no depende del propietario de la planta sino de las necesidades del mercado y no debe de ser penalizado por ello, especialmente desde el momento en que han sido incluidas en la planificación obligatoria.

Séptimo: A los efectos de los dos párrafos anteriores esta Comisión propone:

- Reducir la proporción de la retribución variable (RV) asignada a la regasificación.
- Disminuir el coeficiente 0,85, incluido en el apartado 6, del artículo 5, modulando dicho coeficiente en consideración a la fecha de puesta en marcha de las instalaciones.

Octavo: El reconocimiento de la remuneración para las instalaciones puestas en operación a lo largo de un año, no tiene efectividad hasta el año siguiente. Esto perjudica a los inversores, por lo que tenderán a que las instalaciones se pongan en operación a finales del año, retrasando inversiones.

Esta Comisión propone que el inicio de la remuneración de los gasoductos, plantas de regasificación y almacenamientos se realice el mes siguiente a la fecha de puesta en servicio de la instalación, tal y como es posible interpretar a partir del artículo 17.2 del Real Decreto 949/2001, dado que en la actualidad, los retrasos en la puesta en marcha de las instalaciones de la Red Básica no son convenientes para el sistema gasista.

#### **Sobre la actividad de gestión de compra-venta de gas para el suministro a tarifa:**

- Primero: Esta Comisión considera más oportuno establecer la retribución del coste específico de la gestión ( $RCV_n$ ), como un coste fijo a actualizar anualmente independiente de las oscilaciones en el coste unitario y en la cantidad de gas gestionada.
- Segundo: Esta Comisión considera que estas mermas deben ser las mismas que se ha de introducir en las O.M. por la que se aprueben los peajes y cánones como gas retenido a los comercializadores y consumidores cualificados.
- Tercero: Esta Comisión considera que la retribución de esta actividad se distribuya, según los gastos y costes incurridos, entre todos los transportistas que dispongan de gas para el mercado a tarifa.

#### **Sobre la actividad de distribución**

- Primero: En la retribución de la actividad de distribución, no se puede constatar que el valor las inversiones, consideradas para la retribución de los activos puestos en servicio con anterioridad al 31 de diciembre de 2001, están netos de las subvenciones recibidas.

Por tanto, se propone que se acredite la consideración de las subvenciones para el correcto cálculo de la inversión inicial.

Segundo: La falta de información sobre los estados contables con separación de actividades de las compañías, no permite apreciar suficientemente lo adecuado de la cuantificación y reparto de inversiones y costes de explotación aplicados entre las actividades de distribución y suministro a tarifa.

Tercero: Del análisis realizado sobre la evolución en el futuro del modelo de retribución de la actividad de distribución aplicando la fórmula paramétrica, se ha observado que presenta resultados con una dispersión no suficientemente justificada entre las distintas Sociedades Distribuidoras a la hora de retribuir la captación de nuevos clientes para el sistema gasista. Esta Comisión considera conveniente introducir algunos factores en el modelo retributivo para al actividad de distribución, a fin de que su aplicación no tenga una incidencia negativa en los actuales ritmos de crecimiento del sector.

Cuarto: El modelo paramétrico de retribución de la distribución no retribuye el gas conducido para terceros distribuidores y además no explicita qué parte de la retribución remunera la mejora de la calidad y de la seguridad del servicio.

### **Sobre la actividad de suministro a tarifa**

Primero: Esta Comisión propone que se utilicen en la fórmula de cálculo la retribución por atención a los clientes (RAS) unos valores unitarios por cliente, distinguiendo entre las redes de presión superior o inferior a 4 bar, que se habrán de multiplicar por el número de clientes en cada caso. En este sentido, del análisis de la retribución de la actividad de suministro a tarifa se observa que los costes de la

actividad, relativos a la atención a los clientes (RAS), no dependen, en una primera aproximación, del volumen de consumo del usuario. Los costes reales se aproximan más al resultado de aplicar una retribución unitaria por cliente, distinguiendo entre los clientes conectados a redes de presión menor o igual a 4 bar y los de más de 4 bar.

Segundo: Esta Comisión considera conveniente que el cálculo del porcentaje de las mermas de gas en el sistema de distribución se base en una serie histórica realizada con las mermas reales que el sistema ha venido teniendo en la red española, dado que se han generado unas ventas y compras medidas en términos de energía que permitirían conocer, red a red, los valores de esas mermas.

Tercero: Esta Comisión propone que el precio del gas se valore al correspondiente precio de cesión. Según la Propuesta de O.M., la retribución por las mermas de gas en distribución destinadas al mercado a tarifa (RMD) y la retribución de las necesidades financieras (RCI) en la actividad de suministro a tarifas se calculará en función del coste medio de la materia prima para el mercado a tarifa, mientras que el gas que reciben los distribuidores se paga al precio de cesión.

Cuarto: Para poder calcular el coste de financiación del capital circulante (CRI) es necesario que se establezca el plazo al cual se referencia el tipo de interés del Euribor, motivo por el cual esta Comisión considera pertinente solicitar que se indique dicho plazo.

### **Sobre otras consideraciones**

Primero: Esta Comisión considera que es necesario que la retribución se establezca por empresas. La propuesta establece los volúmenes de

retribución por grupos empresariales. Estos grupos están constituidos por diversas empresas, que a su vez, están participadas por distintos accionistas, lo que obliga a establecer un reparto de la retribución dentro del grupo.

Segundo: Esta Comisión considera que, en la medida de lo posible, se tengan en cuenta los valores reales de estas variables, y se incorporen las desviaciones en las retribuciones del año siguiente, para lo que será necesario modificar las fórmulas propuestas para conseguir la necesaria estabilidad retributiva. El sistema retributivo propuesto se determina a través de variables cuyo valor a principio del año son previsiones, coste de la materia prima, demanda, IPC, IPRI, etc., y no contempla la posibilidad de su posterior revisión en el momento que se conozca el valor real, lo que podría derivar en desvíos entre los costes reconocidos a las empresas y los efectivamente liquidados.

Tercero: Los distribuidores deben prestar el servicio de suministro de gas con unos estándares de calidad adecuados, como contraprestación por la retribución obtenida y, cualquier incumplimiento debe estar tenido en cuenta en la retribución. Esta Comisión considera que es necesario que el sistema de retribución a la actividad de distribución, introduzca el cumplimiento de los estándares de calidad como uno de los elementos que determinen la retribución final de la actividad de distribución.

Cuarto: Asimismo, esta Comisión considera necesario que las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento han de introducir la disponibilidad como uno de los factores que determinen la retribución de la actividad.

Quinto: Por otra parte, esta Comisión recomienda que para completar el sistema retributivo se debería dar un impulso al desarrollo

reglamentario de los derechos de acometidas que, tal y como se establecen en la Ley 34/98, artículo 91.2.

Sexto: El artículo 10.3 establece que se podrá fijar una retribución específica para el acceso a las nuevas zonas por gasificar, sin especificarse su desarrollo normativo. Esta Comisión recomienda que se desarrolle el procedimiento para solicitar esta retribución específica introduciendo criterios objetivos.

Séptimo: Finalmente, que se tengan en cuenta las propuestas de redacción alternativa incluidas en el apartado 8 y 9 del cuerpo del presente informe.