



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 35/2009 DE LA CNE SOBRE  
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA  
QUE SE PUBLICA LA RETRIBUCIÓN  
DE ACTIVIDADES REGULADAS DEL  
SECTOR GAS NATURAL PARA EL  
AÑO 2010**

17 de diciembre de 2009

## ÍNDICE

1	OBJETO .....	1
2	ANTECEDENTES.....	1
3	NORMATIVA APLICABLE .....	2
4	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN .....	4
5	CONSIDERACIONES SOBRE LOS PARÁMETROS NECESARIOS EN LAS METODOLOGÍAS VIGENTES DE CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN .....	6
6	CONSIDERACIONES SOBRE LOS VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA DE INVERSIÓN Y DE O&M DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS.....	7
7	CONSIDERACIONES SOBRE LAS RETRIBUCIONES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS CONSIDERADAS EN LA PROPUESTA DE ORDEN.....	15
7.1	Retribución de la Actividad de Transporte .....	17
7.2	Retribución de la Actividad de Regasificación.....	22
7.3	Retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo .....	24
7.4	Retribución de la Actividad de Distribución.....	25
7.5	Retribución Específica de Distribución .....	29
8	CONCLUSIONES .....	31
9	ANEXOS: ALEGACIONES PRESENTADAS POR ESCRITO POR LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS .....	32

## **INFORME 35/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE PUBLICA LA RETRIBUCIÓN DE ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GAS NATURAL PARA EL AÑO 2010**

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 17 de diciembre de 2009, ha acordado emitir el siguiente

### **INFORME**

#### **1 OBJETO**

El presente documento tiene por objeto informar sobre la propuesta de Orden por la que se publica la retribución de actividades reguladas, para el año 2010 remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (en adelante MITyC) a esta Comisión Nacional de Energía el día 7 de diciembre de 2009.

#### **2 ANTECEDENTES**

De acuerdo con la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008, en la que se establece como mandato a la Comisión Nacional de Energía la remisión, antes del 15 de noviembre de cada año al MITyC de las retribuciones del año siguiente, correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución, desglosadas por compañía y concepto retributivo, a efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso, esta Comisión remitió el informe sobre "Propuesta de retribuciones para 2010

correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución a efectos de su consideración en la elaboración de los peajes y cánones de acceso”, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión del 3 de diciembre de 2009.

El día 7 de diciembre de 2009 esta Comisión Nacional de Energía recibió la propuesta de Orden del MITyC por la que se publican la retribución de actividades reguladas, los derechos de acometida y las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teledistancia para el año 2010, para que realizase su informe preceptivo.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió el día 14 de diciembre de 2009, para discutir la indicada propuesta de Orden. Se adjuntan, como Anexo, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

### **3   NORMATIVA APLICABLE**

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, *del Sector de Hidrocarburos*, configura el marco jurídico del sector de hidrocarburos, estableciendo las bases de funcionamiento del sistema gasista y de los distintos sujetos que actúan en el mismo.

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, *de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios*, estableció que el Gobierno mediante Real Decreto aprobaría un sistema económico integrado del sector del gas natural, que incluyera 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.

En lo relativo al régimen de retribución de las actividades reguladas, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones

gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, sienta las bases para el nuevo sistema, identificando las actividades reguladas incluidas en el régimen económico con derechos de cobro por el desarrollo de su actividad, que garanticen la adecuada rentabilidad y recuperación de las inversiones, así como la adecuada retribución de los costes de explotación. En particular, los artículos 16.6, 19.2, 20.5, 22.3, y 23 del citado Real Decreto 949/2001 hacen referencia a que el Ministerio de Economía, previo informe de la CNE, establecerá antes del 31 de enero de cada año, la retribución respectiva de: los costes fijos de la actividad de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución para cada empresa o grupo de empresas para ese año, así como los valores concretos de los parámetros para el cálculo de la parte variable que les corresponda; los costes de la actividad de gestión de compraventa por los transportistas; los costes de la actividad de distribución que corresponda a cada empresa o grupo de empresas; la actividad de suministro de gas a tarifa a las empresas distribuidoras, y la actividad del Gestor Técnico del Sistema.

El desarrollo del Régimen Retributivo planteado en el Real Decreto 949/2001 se inicia con la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. Las Órdenes Ministeriales<sup>1</sup> posteriores mantienen, en líneas generales, la filosofía de la primera, y establecen la retribución anual de las empresas transportistas y distribuidoras para los años 2003, 2004, 2005, 2006, además, de actualizar los parámetros y coeficientes necesarios para el cálculo de la retribución de las actividades reguladas para cada año.

El modelo retributivo de la Orden ECO/301/2002 fue modificado parcialmente cuando, el 29 de diciembre de 2006, se publicaron, para su aplicación en 2007, tres Órdenes Ministeriales independientes, una para las actividades de transporte, distribución y otras *actividades reguladas* (Orden ITC/3993/2006), otra para regasificación (Orden

---

<sup>1</sup> La Orden ECO/30/2003, de 16 de enero, la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, la Orden ITC/102/2005, de 28 de enero y la Orden ITC/4099/2005, de 27 de diciembre

ITC/3994/2006), y la última para almacenamiento subterráneo (Orden ITC/3995/2006) por la Orden ITC/3995/2006, de, para su aplicación al año 2007. Posteriormente, la publicación del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, terminaría por definir el actual marco retributivo del sector gasista.

La Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, la Orden ITC 3802/2008, de 26 de diciembre, y la Resolución de la DGPEyM de 31 de diciembre de 2008, establecieron la retribución anual de las empresas transportistas y distribuidoras para los años 2008 y 2009, además, de actualizar los parámetros y coeficientes necesarios para el cálculo de la retribución de las actividades reguladas para cada año.

#### **4 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN**

En primer lugar, señalar que el título de la Propuesta no se corresponde con el contenido de la misma, ya que los aspectos relativos a los derechos de acometidas y las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida han sido incluidos en la Propuesta que ha remitido el MITyC a la CNE, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, por ello se propone eliminar de esta Propuesta las citadas referencias a los derechos de acometidas y las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida.

En segundo lugar, señalar que de acuerdo con la nomenclatura establecida en por el artículo 25.f) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, de Organización, Competencia y Funcionamiento del Gobierno en exclusiva para las disposiciones y resoluciones de los Ministros, no correspondería a esta Propuesta la denominación de Orden, si no de Resolución del Director General de Política Energética y Minas, y ello en virtud de la correspondiente delegación.

En tercera lugar, señalar que la Propuesta de esta Comisión de Retribución para el año 2010 de las actividades reguladas se realizó con los valores publicados en octubre (valores a septiembre de 2009) de los parámetros IPC, IPRI, IPRI<sub>Bienes de Equipo</sub> y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, mientras que la Propuesta de Orden se debe realizar con los últimos valores disponibles en el momento de cálculo, en este caso los valores publicados en noviembre (valores a octubre de 2009).

Se ha observado que dentro de la Propuesta del MITyC, en algunas ocasiones, se recogen directamente valores de retribución propuestos por la CNE sin haberlos actualizado al nuevo escenario de parámetros, como por ejemplo los valores de retribución definitiva correspondientes a activos de transporte puestos en marcha antes del 1 de enero 2008.

Con objeto de homogenizar al nuevo escenario de parámetros ambas Propuestas, del Ministerio y de la CNE, se ha actualizado con el nuevo escenario de parámetros la Propuesta contenida en el informe que realizó esta Comisión.

En los siguientes epígrafes se va a realizar, en primer lugar, un análisis de los parámetros necesarios para aplicar la metodología de cálculo de los regímenes retributivos vigentes; en segundo lugar, un análisis de los Valores Unitarios de Referencia de Inversión y de Operación y Mantenimiento aplicables a las actividades reguladas; en tercer lugar, un análisis de las diferencias entre la Retribución considerada en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en la Propuesta de esta Comisión, incluyendo las actualizaciones comentadas; y en cuarto lugar, aquellas consideraciones adicionales sobre el régimen y la metodología de cálculo de la retribución de las actividades reguladas que se desprenden de este análisis.

## **5 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PARÁMETROS NECESARIOS EN LAS METODOLOGÍAS VIGENTES DE CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN**

La retribución de las actividades reguladas depende de una serie de parámetros que han sido determinados previamente en las fórmulas de cálculo de sus respectivos regímenes retributivos.

Como se ha indicado en las consideraciones generales, entre el momento de cálculo de la Propuesta de Retribución de la CNE y el cálculo de la Propuesta de la Orden Ministerial, se han publicado nuevos valores de IPC, IPRI, IPRI<sub>Bienes de Equipo</sub> y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, los correspondientes a octubre de 2009, que condicionan el valor final a considerar en el cálculo de la retribución del IPH, de los Factores de Actualización de la Retribución de la Actividad de Distribución y de los Activos de Transporte puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008, de la Tasa de Retribución Financiera (Tr) y de los Índices de Actualización de los Valores Unitarios de Referencia.

En el siguiente cuadro, se recoge los valores IPC, IPRI, IPRI<sub>Bienes de Equipo</sub> y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, Factores de Actualización y Tr considerados en la Propuesta de la CNE y los que deben considerarse en Propuesta de la Orden Ministerial:

	Propuesta CNE Datos Sept09	Datos Oct09 (A)	Prop OM (B)	Diferencias (B) s/ (A)	
				abs	%
<b>Valores a utilizar para cálculo Retribución 2010</b>					
IPC <sub>2010</sub> = Objetivo IPC del BCE para 2010	2,00%	2,00%	2,00%	0,00%	0,00%
Valor IPC	-1,00%	-0,66%	-0,66%	0,00%	0,00%
Valor IPRI	-5,40%	-4,17%	-4,17%	0,00%	0,00%
IPRI <sub>2010</sub> = IPC <sub>BCE</sub> x (IPRI <sub>Oct09</sub> / IPC <sub>Oct09</sub> )	10,80%	12,64%	12,64%	0,00%	0,00%
IPH <sub>2010</sub>	6,40%	7,32%	7,32%	0,00%	0,00%
IPRI Bienes de equipo	0,36%	0,18%	0,18%	0,00%	0,00%
ICE <sup>(1)</sup>	16,97%	16,97%	16,97%	0,00%	0,00%
Factor f <sub>i</sub>	0,85	0,85	0,85	0,00%	0,00%
<b>Obligaciones del Estado a 10 años</b>					
Media Ultimos 12 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas <sup>(2)</sup>	4,06%	4,05%	4,05%	0,00%	0,00%
Media Ultimos 24 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas <sup>(3)</sup>	4,24%	4,22%	4,22%	0,00%	0,00%
<b>Índices de Actualización para 2010</b>					
Actividades reguladas (1+0,85*IPH)	1,022440	1,062220	1,022440	-0,04	-3,74%
Valores Unitarios Inversión <sup>(4)</sup>	0,998600	0,996800	0,996800	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Transporte <sup>(5)</sup>	0,983480	0,986080	0,986080	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Fijos Reg/AASS <sup>(6)</sup>	0,983480	0,986080	0,986080	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Variables Reg/AASS <sup>(7)</sup>	1,131480	1,131120	1,131120	0,00	0,00%
<b>Tr a Aplicar a los Activos de</b>					
Transporte <sup>(8)</sup>	7,81%	7,80%	7,80%	0,00%	0,00%
Regasificación <sup>(9)</sup>	7,84%	7,72%	7,72%	0,00%	0,00%
AASS <sup>(10)</sup>	7,84%	7,72%	7,72%	0,00%	0,00%
<b>Actualización de valores utilizados en O. ITC3863/2007</b>					
IPC <sub>2008</sub>	1,43%	1,43%	1,43%	0,00%	0,00%
IPRI <sub>2008</sub>	-0,24%	-0,24%	-0,24%	0,00%	0,00%
IPH <sub>2008</sub>	0,60%	0,60%	0,60%	0,00%	0,00%
Actividades reguladas (1+0,85*IPH) <sub>2008</sub>	1,005100	1,005100	1,005100	0,00%	0,00%

(1) Incrementos anuales en 2006 y 2007. Para el 2008 y 2009, incremento del primer semestre

(2) El dato de Obligaciones del Estado a 10 años en 2009 es la media últimos 12 meses (Nov-Oct) de las Operaciones no segregadas. El dato de 2010 no será conocido hasta noviembre 2010 ya que, de acuerdo con el Art. 3 del RD 326/2008, se determina con el promedio de los últimos 12 meses anteriores al 1 de noviembre del año de p.e.m. Se estima igual al del año 2009

(3) Dato orientativo puesto que el cambio de metodología de cálculo de Retribución de las O. ITC 3994/2006 y 3995/2006, señala que la Tr se calcula con los 24 datos mensuales disponibles en el momento de obtención del acta de p.e.m

(4) Calculado como  $(1+0,75*IPH)$  en el periodo 2002-2006, y como  $(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,5)$  a partir de 2007

(5) Calculado como  $(1+0,85*IPH)$  en el periodo 2002-2006, y como  $(0,2*(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,5) + 0,8*(IPC-1))$ , a partir de 2007

(6) Calculado como  $(1+0,85*IPH)$  en el periodo 2002-2006, y como  $(0,2*(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,5) + 0,8*(IPC-1))$ , a partir de 2007

(7) Calculado como  $(1+0,85*IPH)$  en el periodo 2002-2006, y como  $(0,8*(ICE - 0,5) + 0,2*(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,5))$ , a partir de 2007

(8) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2007, y de 375 pbb a partir de 2008

(9) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2006, y de 350 pbb a partir de 2007. No obstante, con el cambio de metodología de cálculo de la retribución con la O. ITC 3994/2006, se estableció para los activos con puesta en marcha ante del 1 de enero de 2007, una Tr del 7,21%

(10) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2006, y de 350 pbb a partir de 2007. No obstante, con el cambio de metodología de cálculo de la retribución con la O. ITC 3995/2006, se estableció para los activos con puesta en marcha ante del 1 de enero de 2007, una Tr del 7,21%

## Cuadro 1 – Comparación de parámetros utilizados en la Propuesta de la CNE y los que se deben considerar en la Propuesta de Orden Ministerial

### 6 CONSIDERACIONES SOBRE LOS VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA DE INVERSIÓN Y DE O&M DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

Los valores unitarios de referencia de inversión y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento (también llamados de explotación) son necesarios para determinar la retribución de las actividades reguladas de regasificación y transporte, ya que permiten calcular el valor reconocido de la inversión y los costes de O&M asociados a

cada una de las instalaciones autorizadas de forma directa, a partir de los cuales se determina la retribución anual.

En relación con los Valores Unitarios de Referencia recogidos en la Propuesta de Orden, señalar que no se han observado diferencias con los valores obtenidos por esta Comisión una vez aplicados los índices de actualización definitivos, salvo en los Valores de Referencia de Inversión para Centros de Mantenimiento (CMOCS) de los años 2009 y 2010, y para ERMs y Estaciones de Compresión del año 2010. En el cuadro siguiente se recogen las diferencias observadas.

Centros de Mantenimiento					ERM Simultanea en Gasoductos de Transporte Primario p.e.m. en 2010				
Precio Máximo Auditado en € para Centros de Mantenimiento	CNE	Prop OM	dif		Tipo	CNE	Prop OM	dif	
			abs	%				€ / Unidad	%
p.e.m. en 2009	1.945.771	1.915.129	-30.642	-1,57%	G	€ / Unidad	€ / Unidad	€ / Unidad	%
p.e.m. en 2010	1.939.544	1.915.129	-24.415,31	-1,26%	65	260.580	260.633	53,00	0,02%
Estaciones de Compresión en Gasoductos de Transporte Primario p.e.m. en 2010					100	263.826	263.879	53,00	0,02%
Potencia Instalada ≤ 37.284 kW					160	269.481	269.535	54,00	0,02%
	CNE	Prop OM	abs	%	250	278.180	278.236	56,00	0,02%
Término Fijo (€ / E.C.)	8.000.107	8.001.713	1.606,00	0,02%	400	293.254	293.312	58,00	0,02%
Término Variable (€/kW)	1.119,90	1.120,13	0,23	0,02%	650	319.975	320.039	64,00	0,02%
Potencia Instalada > 37.284 kW					1.000	360.744	360.816	72,00	0,02%
	CNE	Prop OM	abs	%	1.600	439.755	439.843	88,00	0,02%
Término Fijo (€ / E.C.)	28.038.891	28.044.516	5.625,00	0,02%	2.500	569.889	570.004	115,00	0,02%
Término Variable (€/kW)	582,44	582,56	0,12	0,02%	4.000	717.914	718.058	144,00	0,02%
					6.500	865.937	866.111	174,00	0,02%

**Cuadro 2 – Diferencias observadas en los Valores Unitarios de Referencia recogidas la Propuesta de Orden Ministerial respecto a los valores resultantes de aplicar los índices de actualización**

Por último, se propone una serie de matizaciones en el texto de la Propuesta de Orden que acompaña a las diferentes tablas de Valores Unitarios de Referencia de actividades al objeto de delimitar claramente el alcance de los mismos. Con estas matizaciones, en el caso particular de la Actividad de Transporte, se recogería el conjunto de consideraciones recogidas la “*Propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento aplicables a las instalaciones de transporte puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008*” aprobada por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 15 de octubre de 2009, con el objeto de dar cumplimiento al Mandato recogido en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008.

En particular en el Anexo III de la Propuesta sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte se proponen los siguientes cambios o aclaraciones:

- Modificar el título y el contenido del anexo III para incluir las fórmulas de revisión de los citados valores unitarios
- Indicar que los valores unitarios de referencia de inversión se refieren a los valores aplicables en el año de puesta en marcha de las instalación
- Indicar que los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento se refieren a los valores aplicables al año de retribución de la instalación.
- Actualizar los valores en algunos casos
- Aclarar que los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento aplicables a los gasoductos de transporte primario y secundario incluyen los costes de operación y mantenimiento de las posiciones que incluya cada gasoducto de transporte.
- Introducir dos nuevos puntos para definir las fórmulas de actualización de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte.

De acuerdo con los cambios propuestos, el anexo III quedaría redactado de la siguiente manera:

### ANEXO III

**Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento en instalaciones de transporte.**

**Primero.- Valores Unitarios de Referencia de Inversión en Instalaciones de transporte**

Gasoductos de Transporte Primario y Secundario

- *Obra lineal en gasoducto de transporte primario*

	Año de Puesta en Servicio		
	2008	2009	2010
	€/ (m*pulgada)	€/ (m*pulgada)	€/ (m*pulgada)
<b>Obra Lineal</b>	24,26	24,65	24,57

- *Obra lineal en gasoducto de transporte secundario*

<b>Coeficiente Corrector</b>	0,62
------------------------------	------

Posición de seccionamiento (tipo S) simultánea en gasoducto de transporte primario (1)

Diametro Obra Lineal	Año de Puesta en Servicio		
	2008	2009	2010
	€/ Unidad	€/ Unidad	€/ Unidad
pulgadas			
6	72.688	73.851	73.615
8	135.964	138.139	137.697
10	198.700	201.879	201.233
12	261.706	265.893	265.042
14	324.712	329.907	328.851
16	387.718	393.921	392.660
18	450.724	457.936	456.471
20	513.730	521.950	520.280
22	576.736	585.964	584.089
24	639.742	649.978	647.898
26	702.748	713.992	711.707
28	765.754	778.006	775.516
30	828.760	842.020	839.326
32	891.766	906.034	903.135
36	1.017.778	1.034.062	1.030.753
40	1.143.790	1.162.091	1.158.372
42	1.206.796	1.226.105	1.222.181
44	1.269.802	1.290.119	1.285.991
48	1.395.814	1.418.147	1.413.609
52	1.521.826	1.546.175	1.541.227

<b>Coeficientes Correctores</b>	
Posición Derivación (Tipo D)	1,52
Posición Trampa de Rascadores (Tipo T) (2)	2,82
Posiciones Posteriores Obra Lineal	1,15
Elemento de Transporte Secundario	0,62

- (1) Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el proyecto inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor o transportista al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea.
- (2) Una posición con trampas de lanzamiento y recepción se considera formada por dos posiciones de trampa de rascadores.

### Estaciones de Compresión en Gasoductos de Transporte Primario

	Año de Puesta en Servicio		
	2008	2009	2010
<b>Potencia Instalada ≤ 37.284 kW</b>			
Término Fijo (€ / E.C.)	7.899.400	8.025.790	8.000.107
Término Variable (€/kW)	1.105,81	1.123,50	1.119,90
<b>Potencia Instalada &gt; 37.284 kW</b>			
Término Fijo (€ / E.C.)	27.685.928	28.128.903	28.038.891
Término Variable (€/kW)	575,11	584,31	582,44

### Estaciones de Regulación y Medida (ERM) en un gasoducto de transporte primario

Tipo	Año de Puesta en Servicio		
	2008	2009	2010
<b>G</b>	<b>€ / Unidad</b>	<b>€ / Unidad</b>	<b>€ / Unidad</b>
65	257.300	261.417	260.580
100	260.505	264.673	263.826
160	266.089	270.346	269.481
250	274.678	279.073	278.180
400	289.562	294.195	293.254
650	315.947	321.002	319.975
1.000	356.203	361.902	360.744
1.600	434.219	441.167	439.755
2.500	562.716	571.719	569.889
4.000	708.877	720.219	717.914
6.500	855.036	868.717	865.937
<b>Coefficientes Correctores</b>			
<b>Estación de Medida</b>			0,86
<b>EM de Ultrasonido (1)</b>			1,32
<b>ERM/EM Posteriores (2)</b>			1,15
<b>Líneas Adicionales en ERM/EM (3)</b>			0,31
<b>Elementos de Transporte Secundario</b>			0,97

- (1) Aplicable a EM equivalentes a un tamaño de G-1000 o superior
- (2) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (tipo D), o se transforme una posición de seccionamiento (tipo S) existente en posición de derivación (tipo D)
- (3) Aplicable a nuevas líneas construidas sobre ERM/EM existentes y puesta en marcha después de 5 años.

### Centros de Mantenimiento

	Año de Puesta en Servicio		
	2008	2009	2010
Precio Máximo (en €)	1.915.129	1.945.771	1.939.544

El valor reconocido de la inversión por cada centro de mantenimiento será el valor auditado, hasta el máximo del precio indicado.

**Segundo.- Fórmula de actualización de los valores unitarios de referencia de Inversión en Instalaciones de transporte**

Los valores unitarios para el año “n” se actualizarán anualmente aplicando según el siguiente índice de actualización:

$$IA_n = 1 + (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - x)$$

Donde:

$IA_n$  : Índice de Actualización para el año n (se redondeara a 6 decimales)

$IPRI_{\text{bienes de equipo}}$ : es la variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del Índice de Precios Industriales, correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

“x”: coeficiente cuyo valor es igual a 0,005

**Tercero.- Valores unitarios de referencia de costes de operación y mantenimiento (COM) de Instalaciones de Transporte**

Gasoductos de Transporte Primario, Secundario y Posiciones

Gasoducto de transporte primario

	Año de retribución		
	Año 2008	Año 2009	Año 2010
€/ (m *pulgada)	0,4584	0,4693	0,4628

Gasoducto de transporte secundario

<b>Coefficiente Corrector</b>	0,52
-------------------------------	------

Posiciones:

Los costes de operación y mantenimiento de las posiciones están incluidos en los valores unitarios de operación y mantenimiento de los gasoductos de cada año.

Estaciones de Compresión en gasoductos de transporte primario

	Año de retribución		
	2008	2009	2010
Término Fijo (€ / E.C.)	147.600	151.095	148.992
Término Variable (€/kW)	59,20	60,60	59,76

ERM en gasoductos de Transporte Primario

Tipo	Año de retribución		
	Año 2008	Año 2009	Año 2010
G	€/ Unidad	€/ Unidad	€/ Unidad
65	37.862	38.759	38.219
100	41.198	42.174	41.587
160	45.533	46.611	45.962
250	47.507	48.632	47.955
400	50.829	52.033	51.309
650	54.146	55.428	54.656
1.000	64.782	66.316	65.393
1.600	73.417	75.156	74.110
2.500	83.058	85.025	83.841
4.000	104.650	107.128	105.637
6.500	126.247	129.237	127.438
<b>Coefficientes Correctores para</b>			
Estación de Medida			0,75
Elemento Transporte Secundario			0,76

**Cuarto.- Fórmula de actualización de los valores unitarios de referencia de costes de operación y mantenimiento (COM) de Instalaciones de Transporte**

Los valores unitarios para el año "n" se actualizarán anualmente según el siguiente índice de actualización:

$$IA_n = 1 + (0,20 * (IPRI_{bienes\ de\ equipo} - x) + 0,80 * (IPC - y))$$

Donde:

$IA_n$  : Índice de Actualización para el año n (se redondeara a 6 decimales)

*IPC es la variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de precios al consumo.*

*IPRI <sub>bienes de equipo</sub> es la variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.*

*“x”, “y”: coeficientes cuyos valores serán iguales a 0,005 y 0,01 respectivamente.*

Adicionalmente indicar que en el Anexo II sobre Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de plantas de regasificación, en su punto Tercero donde dice *“para instalaciones puestas en servicio en el año 2008”* debe de decir *“para instalaciones puestas en servicio en el año 2010”*

## **7 CONSIDERACIONES SOBRE LAS RETRIBUCIONES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS CONSIDERADAS EN LA PROPUESTA DE ORDEN**

En el siguiente cuadro se comparan las necesidades de económicas indicadas en la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial y las contenidas en la Propuesta de Retribución realizada por esta Comisión, que como ya se ha señalado se ha actualizado con los últimos datos disponibles del IPC, IPRI, IPRI<sub>Bienes de Equipo</sub> y Bonos del Estado a 10 años, es decir, los datos a octubre de 2009.

En relación con los datos contenidos en la Memoria cabe señalar que se han observado leves diferencias entre las cantidades indicadas en los diferentes capítulos que desarrollan las necesidades financieras de las actividades reguladas y las cantidades expresadas en el resumen de la página 50 de la Memoria. Por tanto, a los efectos de este análisis, cuando existe disparidad, se ha tomado el valor contenido en la Memoria al ser más concreto y estar más justificado, entendiendo que los valores del resumen estaban sin actualizar.

CONCEPTO	Propuesta CNE		Propuesta CNE Actualizada		Propuesta OM		Variaciones Propuesta OM s/ Propuesta CNE	
	€	%	€	%	€	%	(en €)	%
<b>Total Retribución Fija (transporte, regasificación y AASS)</b>	<b>1.137.505.543</b>	<b>39%</b>	<b>1.160.100.250</b>	<b>40%</b>	<b>1.158.697.099</b>	<b>41%</b>	<b>1.403.151</b>	<b>0,1%</b>
Transporte	740.398.265	25,6%	746.621.768	25,7%	737.387.472	26,0%	9.234.297	1,3%
Regasificación	362.362.872	12,5%	378.521.117	13,1%	387.243.980	13,6%	-8.722.863	-2,3%
Almacenamientos subterráneos	34.744.406	1,2%	34.770.974	1,2%	34.065.647	1,2%	705.327	2,1%
<b>Variable regasificación y AA.SS.</b>	<b>62.373.497</b>	<b>2,2%</b>	<b>62.373.497</b>	<b>2,2%</b>	<b>62.350.254</b>	<b>2,2%</b>	<b>23.243</b>	<b>0,0%</b>
Regasificación	50.013.832	1,7%	50.013.832	1,7%	49.994.070	1,8%	19.762	0,0%
Almacenamientos subterráneos	12.359.665	0,4%	12.359.665	0,4%	12.356.184	0,4%	3.481	0,0%
<b>Distribución</b>	<b>1.333.601.503</b>	<b>46,1%</b>	<b>1.344.741.583</b>	<b>46,4%</b>	<b>1.324.130.208</b>	<b>46,6%</b>	<b>20.611.375</b>	<b>1,6%</b>
Devengo Año "n"	1.438.870.081	49,8%	1.449.656.573	50,0%	1.440.210.186	50,7%	9.446.387	0,7%
Desvíos en Años "n-1" y "n-2" (1)	-105.268.578	-3,6%	-104.914.990	-3,6%	-116.079.978	-4,1%	11.164.988	-9,6%
<b>Retribución Específica Distribución</b>	<b>17.325.041</b>	<b>0,6%</b>	<b>17.325.041</b>	<b>0,6%</b>	<b>10.601.187</b>	<b>0,4%</b>	<b>6.723.854</b>	<b>63,4%</b>
<b>Retribución Financiera del Gas talón</b>	<b>3.970.314</b>	<b>0,1%</b>	<b>3.984.060</b>	<b>0,1%</b>	<b>3.827.052</b>	<b>0,1%</b>	<b>157.008</b>	<b>4,1%</b>
Transporte	2.091.737	0,1%	2.091.737	0,1%	1.973.638	0,1%	118.099	6,0%
Regasificación	1.878.577	0,1%	1.892.323	0,1%	1.853.414	0,1%	38.909	2,1%
<b>Gas de operación</b>	<b>18.447.762</b>	<b>0,6%</b>	<b>18.447.762</b>	<b>0,6%</b>	<b>27.600.000</b>	<b>1,0%</b>	<b>-9.152.238</b>	<b>-33,2%</b>
Transporte	12.278.425	0,4%	12.278.425	0,4%	-	-	-	-
Regasificación	1.354.393	0,0%	1.354.393	0,0%	-	-	-	-
Almacenamientos subterráneos	4.814.944	0,2%	4.814.944	0,2%	-	-	-	-
<b>Gestor Técnico del Sistema</b>	<b>11.430.373</b>	<b>0,4%</b>	<b>11.430.373</b>	<b>0,4%</b>	<b>11.312.000</b>	<b>0,4%</b>	<b>118.373</b>	<b>1,0%</b>
<b>Retribución Pendiente de Inclusión Definitiva en el Régimen Retributivo</b>	<b>183.450.269</b>	<b>6%</b>	<b>159.166.032</b>	<b>5,5%</b>	<b>119.252.431</b>	<b>4,2%</b>	<b>39.913.601</b>	<b>33,5%</b>
Correspondientes a Instalaciones	183.450.269	6%	159.166.032	5,5%	118.783.231	4,2%	40.382.801	34,0%
Devengos 2010	33.840.708	1%	31.295.432	1,1%	76.192.905	2,7%	-44.897.472	-58,9%
Instalaciones Estandar	32.649.584	1,1%	31.295.432	1,1%	43.967.292			
Instalaciones Singulares	1.191.124	0,0%	0	0,0%	32.225.613			
Devengos 2002-2009	149.609.561	5%	127.870.600	4,4%	42.590.327	1,5%	85.280.273	200,2%
Instalaciones Estandar	149.378.513	5,2%	127.639.552	4,4%	16.497.896			
Instalaciones Singulares	231.048	0,0%	231.048	0,0%	26.092.431			
Correspondiente a Retribución Financiera del Gas Talón					469.200			
<b>Desvíos liquidaciones años anteriores</b>	<b>60.925.134</b>	<b>2,1%</b>	<b>60.925.134</b>	<b>2,1%</b>	<b>60.925.134</b>	<b>2,1%</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
<b>CNE</b>	<b>4.415.625</b>	<b>0,2%</b>	<b>4.430.105</b>	<b>0,2%</b>	<b>4.822.500</b>	<b>0,2%</b>	<b>-392.395</b>	<b>-8,1%</b>
<b>Total Presupuesto Activ. Reguladas</b>	<b>2.833.445.060</b>	<b>98,0%</b>	<b>2.842.923.838</b>	<b>98,0%</b>	<b>2.783.517.865</b>	<b>98,0%</b>	<b>59.405.973</b>	<b>2,1%</b>
<b>Otros conceptos</b>	<b>57.000.000</b>	<b>2,0%</b>	<b>57.000.000</b>	<b>2,0%</b>	<b>57.000.000</b>	<b>2,0%</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
Ahorro y eficiencia energética	57.000.000	2,0%	57.000.000	2,0%	57.000.000	2,0%	-	0,0%
<b>TOTAL NECESIDADES ECONÓMICAS</b>	<b>2.890.445.060</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.899.923.838</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.840.517.865</b>	<b>100,0%</b>	<b>59.405.973</b>	<b>2,1%</b>

**Cuadro 3 – Comparación Presupuesto de Necesidades Económicas de 2010 previstas por el MITyC y la CNE**

De acuerdo con el cuadro anterior, las diferencias entre las propuestas de retribución del MITyC y la CNE se concentran principalmente en la Retribución Fija de Transporte, AA.SS. y Regasificación (1,4 Millones de Euros), la Retribución de la Actividad de Distribución (20,6 Millones de Euros), la Retribución Específica de Distribución (6,7 Millones de Euros), la Retribución Pendiente de Reconocer de activos de Transporte, AA.SS. y Regasificación (39,9 Millones de Euros) y coste de gas de operación (9,2 Millones de Euros).

En los siguientes subapartados se analiza pormenorizadamente cada una de las partidas de las necesidades financieras del sector gasista donde existen diferencias entre la propuesta realizada por la CNE y la propuesta del MITyC.

### **7.1 *Retribución de la Actividad de Transporte***

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2009 expone las necesidades económicas de la actividad de transporte en el epígrafe 4.

En los siguientes cuadros se realiza un análisis desglosado por empresas de las diferencias observadas.

En el Cuadro 4, se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE diferenciando entre retribución fija reconocida y retribución a cuenta.

En el Cuadro 5, se compara la retribución fija reconocida contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y en el Informe realizado por la CNE, diferenciando entre Retribución Fija y Retribución Provisional.

En el Cuadro 6 y en el Cuadro 7, se compara la retribución a cuenta contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y en el Informe realizado por la CNE, diferenciando entre la correspondiente a instalaciones incluidas en el Régimen Retributivo por la Resolución de 31 de diciembre de 2009 y la pendientes de incluir en el mismo.

	Propuesta CNE (A)			Propuesta OM (B)			Diferencia (B) s/ (A)					
	Retribución Fija(1)	Retribución a Cuenta (2)	Total	Retribución Fija (1)	Retribución a Cuenta (2)	Total	Retribución Fija (1)		Retribución a Cuenta (2)		Total	
							ABS	%	ABS	%	ABS	%
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	2.450.517,69	<b>2.450.517,69</b>	0,00	4.328.888,71	<b>4.328.888,71</b>	0,00		1.878.371,02	77%	1.878.371,02	77%
CEGAS	1.219.664,66	0,00	<b>1.219.664,66</b>	1.194.725,87	0,00	<b>1.194.725,87</b>	-24.938,79	-2%	0,00		-24.938,79	-2%
ENAGAS, S.A.	486.117.598,06	174.079.022,38	<b>660.196.620,44</b>	482.427.619,78	163.766.419,76	<b>646.194.039,54</b>	-3.689.978,28	-1%	-10.312.602,62	-6%	-14.002.580,90	-2%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.847.901,64	5.418.251,90	<b>8.266.153,54</b>	2.826.936,18	4.614.313,38	<b>7.441.249,56</b>	-20.965,46	-1%	-803.938,52	-15%	-824.903,98	-10%
Gas Aragón, S.A.	3.803.218,09	0,00	<b>3.803.218,09</b>	3.775.220,10	0,00	<b>3.775.220,10</b>	-27.997,99	-1%	0,00		-27.997,99	-1%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.539.167,10	424.534,63	<b>2.963.701,73</b>	2.520.474,88	632.958,82	<b>3.153.433,70</b>	-18.692,22	-1%	208.424,19	49%	189.731,97	6%
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	103.062,00	5.791.563,21	<b>5.894.625,21</b>	100.799,59	7.249.473,80	<b>7.350.273,39</b>	-2.262,41	-2%	1.457.910,59	25%	1.455.648,18	25%
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.709.343,62	0,00	<b>1.709.343,62</b>	1.696.759,57	0,00	<b>1.696.759,57</b>	-12.584,05	-1%	0,00		-12.584,05	-1%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.489.905,23	2.091.492,43	<b>23.581.397,66</b>	21.331.702,79	2.623.152,92	<b>23.954.855,71</b>	-158.202,44	-1%	531.660,49	25%	373.458,05	2%
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	48.210,34	0,00	<b>48.210,34</b>	47.855,39	0,00	<b>47.855,39</b>	-354,95	-1%	0,00		-354,95	-1%
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	756.714,03	0,00	<b>756.714,03</b>	751.143,55	0,00	<b>751.143,55</b>	-5.570,48	-1%	0,00		-5.570,48	-1%
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00		0,00		0,00	
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	13.734.527,38	4.330.392,49	<b>18.064.919,87</b>	13.542.078,42	5.083.669,81	<b>18.625.748,23</b>	-192.448,96	-1%	753.277,32	17%	560.828,36	3%
Planta de Regasificación de Sagunto,	537.959,38	0,00	<b>537.959,38</b>	533.998,58	0,00	<b>533.998,58</b>	-3.960,80	-1%	0,00		-3.960,80	-1%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.680.722,98	1.957.044,45	<b>7.637.767,43</b>	5.638.904,34	2.684.817,34	<b>8.323.721,68</b>	-41.818,64	-1%	727.772,89	37%	685.954,25	9%
Septentrional del Gas, S.A.	4.236.302,52	0,00	<b>4.236.302,52</b>	4.205.115,05	0,00	<b>4.205.115,05</b>	-31.187,47	-1%	0,00		-31.187,47	-1%
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.915.994,04	901.963,51	<b>4.817.957,55</b>	3.887.165,59	1.352.236,03	<b>5.239.401,62</b>	-28.828,45	-1%	450.272,52	50%	421.444,07	9%
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	436.681,47	<b>436.681,47</b>	0,00	571.041,56	<b>571.041,56</b>	0,00		134.360,09	31%	134.360,09	31%
<b>Total Sector</b>	<b>548.740.291,07</b>	<b>197.881.464,16</b>	<b>746.621.755,23</b>	<b>544.480.499,68</b>	<b>192.906.972,13</b>	<b>737.387.471,81</b>	<b>-4.259.791,39</b>	<b>-1%</b>	<b>-4.974.492,03</b>	<b>-1%</b>	<b>-9.234.283,42</b>	<b>-1%</b>

(1) Retribución Definitiva y Provisional de activos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008

(2) Retribución a Cuenta de activos puestos en marcha desde el 1 de enero de 2008

**Cuadro 4 – Comparación de la Retribución Fija Reconocida y Retribución a Cuenta previstas por el MITYC y la CNE**

	Propuesta CNE			Propuesta OM			Diferencia					
	Definitiva	Provisional	Total	Definitiva	Provisional	Total	Definitiva		Provisional		Total	
							ABS	%	ABS	%	ABS	%
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00		0,00		0,00	
CEGAS	406.401,66	813.263,00	<b>1.219.664,66</b>	399.312,87	795.413,00	<b>1.194.725,87</b>	-7.088,79	-2%	-17.850,00	-2%	-24.938,79	-2%
ENAGAS, S.A.	447.800.046,06	38.317.552,00	<b>486.117.598,06</b>	444.951.051,06	37.476.568,72	<b>482.427.619,78</b>	-2.848.995,00	-1%	-840.983,28	-2%	-3.689.978,28	-1%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.847.901,64	0,00	<b>2.847.901,64</b>	2.826.936,18	0,00	<b>2.826.936,18</b>	-20.965,46	-1%	0,00		-20.965,46	-1%
Gas Aragón, S.A.	3.803.218,09	0,00	<b>3.803.218,09</b>	3.775.220,10	0,00	<b>3.775.220,10</b>	-27.997,99	-1%	0,00		-27.997,99	-1%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.539.167,10	0,00	<b>2.539.167,10</b>	2.520.474,88	0,00	<b>2.520.474,88</b>	-18.692,22	-1%	0,00		-18.692,22	-1%
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00	103.062,00	<b>103.062,00</b>	0,00	100.799,59	<b>100.799,59</b>	0,00		-2.262,41	-2%	-2.262,41	-2%
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.709.343,62	0,00	<b>1.709.343,62</b>	1.696.759,57	0,00	<b>1.696.759,57</b>	-12.584,05	-1%	0,00		-12.584,05	-1%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.489.905,23	0,00	<b>21.489.905,23</b>	21.331.702,79	0,00	<b>21.331.702,79</b>	-158.202,44	-1%	0,00		-158.202,44	-1%
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	48.210,34	0,00	<b>48.210,34</b>	47.855,39	0,00	<b>47.855,39</b>	-354,95	-1%	0,00		-354,95	-1%
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	756.714,03	0,00	<b>756.714,03</b>	751.143,55	0,00	<b>751.143,55</b>	-5.570,48	-1%	0,00		-5.570,48	-1%
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00		0,00		0,00	
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	13.734.527,38	0,00	<b>13.734.527,38</b>	13.542.078,42	0,00	<b>13.542.078,42</b>	-192.448,96	-1%	0,00		-192.448,96	-1%
Planta de Regasificación de Sagunto,	537.959,38	0,00	<b>537.959,38</b>	533.998,58	0,00	<b>533.998,58</b>	-3.960,80	-1%	0,00		-3.960,80	-1%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.680.722,98	0,00	<b>5.680.722,98</b>	5.638.904,34	0,00	<b>5.638.904,34</b>	-41.818,64	-1%	0,00		-41.818,64	-1%
Septentrional del Gas, S.A.	4.236.302,52	0,00	<b>4.236.302,52</b>	4.205.115,05	0,00	<b>4.205.115,05</b>	-31.187,47	-1%	0,00		-31.187,47	-1%
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.915.994,04	0,00	<b>3.915.994,04</b>	3.887.165,59	0,00	<b>3.887.165,59</b>	-28.828,45	-1%	0,00		-28.828,45	-1%
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00		0,00		0,00	
<b>Total Sector</b>	<b>509.506.414,07</b>	<b>39.233.877,00</b>	<b>548.740.291,07</b>	<b>506.107.718,37</b>	<b>38.372.781,31</b>	<b>544.480.499,68</b>	<b>-3.398.695,70</b>	<b>-1%</b>	<b>-861.095,69</b>	<b>0%</b>	<b>-4.259.791,39</b>	<b>-1%</b>

Cuadro 5. Comparativo MITYC-CNE de Retribución Fija para el año 2009 por empresa

	Instalaciones Incluidas en Resolución de 31-dic-2008							
	Propuesta CNE (A)			Propuesta OM (B)			Diferencias (B) s/ (A)	
	Retribución Devengada en 2010	Actualización Retribuciones Reconocidas para 2008 y 2009	Total	Retribución Devengada en 2010	Actualización Retribuciones Reconocidas para 2008 y 2009	Total	abs	%
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
CEGAS	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
ENAGAS, S.A.	53.082.516,00		<b>53.082.516,00</b>	53.152.656,19	2.510.532,05	<b>55.663.188,24</b>	2.580.672,24	5%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	319.645,33		<b>319.645,33</b>	389.616,16	85.018,12	<b>474.634,28</b>	154.988,95	48%
Gas Aragón, S.A.	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	424.534,63		<b>424.534,63</b>	518.315,91	114.642,91	<b>632.958,82</b>	208.424,19	49%
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	568.654,65		<b>568.654,65</b>	695.001,23	155.579,48	<b>850.580,71</b>	281.926,06	50%
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
Naturgas Energía Distribución	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	2.122.984,83		<b>2.122.984,83</b>	2.599.885,15	351.452,90	<b>2.951.338,05</b>	828.353,22	39%
Planta de Regasificación de Sagunto,	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	1.957.044,45		<b>1.957.044,45</b>	2.417.146,89	267.670,45	<b>2.684.817,34</b>	727.772,89	37%
Septentrional del Gas, S.A.	0,00		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>	0,00	
Transportista Regional del Gas, S.L.	901.963,51		<b>901.963,51</b>	1.088.418,98	263.817,05	<b>1.352.236,03</b>	450.272,52	50%
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	210.647,48		<b>210.647,48</b>	264.424,20	41.964,82	<b>306.389,02</b>	95.741,54	45%
<b>Total Sector</b>	<b>59.587.990,88</b>	<b>0,00</b>	<b>59.587.990,88</b>	<b>61.125.464,71</b>	<b>3.790.677,78</b>	<b>64.916.142,49</b>	<b>5.328.151,61</b>	<b>9%</b>

Cuadro 6. Comparativo MITYC-CNE por Retribución a Cuenta de las instalaciones incluidas en el Régimen Retributivo por la Resolución de 31 de diciembre de 2008

	Propuesta de Instalaciones a Incluir en Reg Retributivo									
	Propuesta CNE (A)				Propuesta OM (B)				Diferencias (B) s/ (A)	
	Devengada en Año 2008	Devengada en Año 2009	Devengada en Año 2010	Total	Devengada en Año 2008	Devengada en Año 2009	Devengada en Año 2010	Total	abs	%
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	147.368,65	2.303.149,04	<b>2.450.517,69</b>		324.588,09	4.004.300,62	<b>4.328.888,71</b>	1.878.371,02	77%
CEGAS	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
ENAGAS, S.A.	46.475,69	16.356.013,79	104.594.016,90	<b>120.996.506,38</b>	39.730,83	13.755.538,51	94.307.962,18	<b>108.103.231,52</b>	-12.893.274,86	-11%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0,00	253.796,68	4.844.809,89	<b>5.098.606,57</b>		213.652,19	3.926.026,91	<b>4.139.679,10</b>	-958.927,47	-19%
Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	35.434,88	2.091.135,91	3.664.992,42	<b>5.791.563,21</b>	35.703,04	2.286.421,69	4.927.349,07	<b>7.249.473,80</b>	1.457.910,59	25%
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	208.048,75	1.314.789,03	<b>1.522.837,78</b>		199.681,10	1.572.891,11	<b>1.772.572,21</b>	249.734,43	16%
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	0,00	181.102,37	2.026.305,29	<b>2.207.407,66</b>		180.715,03	1.951.616,73	<b>2.132.331,76</b>	-75.075,90	-3%
Planta de Regasificación de Sagunto,	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Transportista Regional del Gas, S.L.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>				<b>0,00</b>	0,00	
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	5.383,56	110.768,81	109.881,62	<b>226.033,99</b>	5.806,72	129.897,28	128.948,54	<b>264.652,54</b>	38.618,55	17%
<b>Total Sector</b>	<b>87.294,13</b>	<b>19.348.234,96</b>	<b>118.857.944,19</b>	<b>138.293.473,28</b>	<b>81.240,59</b>	<b>17.090.493,89</b>	<b>110.819.095,16</b>	<b>127.990.829,64</b>	<b>-10.302.643,64</b>	<b>-7%</b>

**Cuadro 7. Comparativo MITYC-CNE por Retribución a Cuenta de las instalaciones pendientes de Incluir en el Régimen Retributivo**

## 7.2 Retribución de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2009 expone las necesidades financieras de la actividad de regasificación en el Epígrafe 7. En el siguiente cuadro se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE:

	Retribución Total			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
<b>ENAGAS, S.A.</b>	214.990.595,00	218.715.293,00	3.724.698,00	2%
<b>Bahía Bizkaia Gaz</b>	51.006.387,89	50.941.156,00	-65.231,89	0%
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.</b>	63.726.726,57	68.860.259,00	5.133.532,43	8%
<b>Regasificadora del Noroeste, S.A.</b>	48.797.407,49	48.727.272,00	-70.135,49	0%
<b>Total Sector</b>	<b>378.521.116,95</b>	<b>387.243.980,00</b>	<b>8.722.863,05</b>	<b>2%</b>

**Cuadro 8. Comparativo MITYC-CNE por Retribución en la Actividad de Regasificación**

Las diferencias existentes se encuentran principalmente en la retribución provisional reconocida en el año 2009 y son consecuencia de la metodología empleada para actualizar las retribuciones provisionales reconocidas. Mientras en el Informe de la CNE se aplicó el criterio que venía adoptando el MITYC en los últimos años de mantener las retribuciones anuales provisionales determinadas por primera vez (criterio que mantiene el MITYC con instalaciones con retribuciones provisionales reconocidas antes de 2009), el MITYC ha aplicado la propuesta metodológica realizada por esta Comisión el año pasado consistente en actualizar las retribuciones provisionales de acuerdo con la metodología recogida en la Orden ITC 3995/2006.

En los siguientes cuadros se comparan las retribuciones contenidas en la Propuesta de Orden Ministerial y las contenidas en el Informe realizado por la CNE diferenciando entre retribución fija reconocida, retribución provisional y por ajustes de la retribución de 2009:

	Retribución Definitiva			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
<b>ENAGAS, S.A.</b>	75.979.567,00	77.035.734,00	1.056.167,00	1,4%
<b>Bahía Bizkaia Gaz</b>	51.006.387,89	50.941.156,00	-65.231,89	-0,1%
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.</b>	50.946.093,57	50.946.094,00	0,43	0,0%
<b>Regasificadora del Noroeste, S.A.</b>	48.879.225,59	48.727.272,00	-151.953,59	-0,3%
<b>Total Sector</b>	<b>226.811.274,05</b>	<b>227.650.256,00</b>	<b>838.981,95</b>	<b>0,4%</b>

**Cuadro 9. Comparativo MITYC-CNE por Retribución Definitiva en la Actividad de Regasificación**

	Retribución Provisional			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
<b>ENAGAS, S.A.</b>	139.011.028,00	141.679.559,00	2.668.531,00	2%
<b>Bahía Bizkaia Gaz</b>	0,00		0,00	
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.</b>	12.780.633,00	17.914.165,00	5.133.532,00	40%
<b>Regasificadora del Noroeste, S.A.</b>	0,00		0,00	
<b>Total Sector</b>	<b>151.791.661,00</b>	<b>159.593.724,00</b>	<b>7.802.063,00</b>	<b>5%</b>

**Cuadro 10. Comparativo MITYC-CNE por Retribución Provisional en la Actividad de Regasificación**

	Ajustes por Errores en la Actualización de la Retribución 2009			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
<b>ENAGAS, S.A.</b>	0,00		0,00	
<b>Bahía Bizkaia Gaz</b>	0,00		0,00	
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.</b>	0,00		0,00	
<b>Regasificadora del Noroeste, S.A.</b>	-81.818,10		81.818,10	-100%
<b>Total Sector</b>	<b>-81.818,10</b>	<b>0,00</b>	<b>81.818,10</b>	<b>-100%</b>

**Cuadro 11. Comparativo MITYC-CNE de ajustes de la retribución de 2009 de la Actividad de Regasificación**

Vista la diferencia metodológica en el cálculo de la retribución provisional, esta Comisión ha recalculado su propuesta de retribución provisional aplicando la metodología de la Orden ITC 3995/2006 obteniendo unos valores de retribución idénticos a los del MITyC, aunque con dos precisiones:

1. La retribución provisional reconocida en la Resolución de la DGPEyM para el tercer tanque de la Planta de Regasificación de Sagunto indicaba las retribuciones correspondientes a los años 2009 y 2010, y no las correspondientes a los años 2008 y 2009 como señala la Memoria de la Propuesta de Orden. Por tanto, para este activo no es necesario calcular la retribución provisional correspondiente al año 2010, al estar ya definida.
2. Existe una errata en la retribución provisional para 2010 de la capacidad de vaporización instalada en la Planta de Regasificación de Sagunto, ya que en ningún caso puede ser superior a la correspondiente en 2009 al ser la metodología retributiva de pagos decrecientes.

En el siguiente cuadro se recogen los valores calculados por la CNE y las diferencias correspondientes.

	(A): Valores MITyC en Propuesta de O.M. retribución 2010			(B): Valores CNE: Resoluciones retribución provisional y cálculos 2010			(C) = (A) - (B): DIFERENCIAS (**)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010 (*)	2008	2009	2010
<b>RETRIBUCIÓN PROVISIONAL REGASIFICACIÓN</b>									
<b>ENAGAS</b>									
Ampliación 150.000 Nm <sup>3</sup> /h Cartagena	1.899.107	3.608.688	3.470.879	1.899.106	3.608.688	3.470.879	0	0	0
Cuarto tanque Cartagena (150.000 m <sup>3</sup> )	3.922.755	14.208.882	13.833.582	3.922.754	14.208.882	13.833.582	0	0	0
Ampliación 150.000 Nm <sup>3</sup> /h Barcelona	0	2.027.202	3.618.022	0	2.027.202	3.618.022	0	0	0
Ampliación 150.000 Nm <sup>3</sup> /h Barcelona	0	2.027.202	3.618.022	0	2.027.202	3.618.022	0	0	0
<b>Total ENAGAS</b>	<b>5.821.861</b>	<b>21.871.974</b>	<b>24.540.505</b>	<b>5.821.861</b>	<b>21.871.974</b>	<b>24.540.505</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>SAGGAS</b>									
Ampliación 200.000 Nm <sup>3</sup> /h	437.893	4.699.224	4.727.751	437.893	4.699.224	4.550.381	0	0	177.370
Tercer tanque (150.000 m <sup>3</sup> )	8.081.409	13.416.415	13.186.415	0	8.081.409	13.416.415	8.081.409	5.335.006	-230.000
<b>Total SAGGAS</b>	<b>8.519.302</b>	<b>18.115.639</b>	<b>17.914.166</b>	<b>437.893</b>	<b>12.780.633</b>	<b>17.966.796</b>	<b>8.081.409</b>	<b>5.335.006</b>	<b>-52.630</b>
<b>TOTALES</b>	<b>14.341.163</b>	<b>39.987.613</b>	<b>42.454.671</b>	<b>6.259.754</b>	<b>34.652.607</b>	<b>42.507.300</b>	<b>8.081.409</b>	<b>5.335.006</b>	<b>-52.629</b>
<p>(*) Se realizan los cálculos de la retribución provisional 2010 teniendo en cuenta, para el cálculo de los costes de operación y mantenimiento fijos, los valores unitarios propuestos en el Anexo II de la Propuesta de O.M. de retribución 2010. Se exceptúa de este cálculo el tercer tanque de SAGGAS puesto que la Resolución de 27 de julio de 2009 ya fija una retribución provisional para el 2010 de 13.416.415 €.</p> <p>(**) Se observa que las diferencias provienen de las dos instalaciones de SAGGAS. En la ampliación en 200.000 Nm<sup>3</sup>/h se observa que el valor que figura en la Propuesta de O.M. 2010 para 2010 4.727.751 € es superior al del 2009 (fijado por la Resolución de 27 de julio de 2009 en 4.699.224 €), el hecho de que este valor haya aumentado es incoherente con la propia metodología retributiva que va reconociendo cada año natural pagos decrecientes. En cuanto al tercer tanque existe una errata de transcripción a la Propuesta de los valores publicados en la Resolución de 27 de julio de 2009 pues el valor que la Propuesta asigna al año 2008 8.081.409 € corresponde realmente al año 2009, y el valor asignado en 2009 13.416.415 € es realmente la retribución provisional para 2010.</p>									

**Cuadro 12. Comparativo MITyC-CNE de ajustes de la retribución de 2009 de la Actividad de Regasificación**

### 7.3 Retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

El punto 6 de la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial, expone, entre otros, la retribución definitiva a percibir por las diferentes empresas titulares de almacenamientos subterráneos por concepto de costes de inversión para los años 2007, 2008 y 2009 y 2010.

En relación con el cálculo de la retribución de los costes de inversión, se debe señalar que esta Comisión ha sido capaz de replicar los cálculos realizados por el MITyC para determinar la retribución anual definitiva de los citados años 2007, 2008 y 2009, y determinar la retribución correspondiente a 2010. No obstante, también se debe indicar que esta Comisión no ha podido identificar el origen y criterios aplicados por el MITyC para determinar los valores inversión neta reconocida a 31 de diciembre de 2006 que se utilizan para determinar las citadas retribuciones.

En el siguiente cuadro se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE:

	Retribución Total			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
ENAGAS, S.A.	14.889.241,70	14.183.914,70	-705.327,00	-5%
RIPSA, S.A.	16.303.021,13	16.303.021,13	0,00	0%
MURPHY SPANISH OIL	3.578.711,66	3.578.711,66	0,00	0%
<b>Total Sector</b>	<b>34.770.974,50</b>	<b>34.065.647,50</b>	<b>-705.327,00</b>	<b>-2%</b>

**Cuadro 13. Comparativo MITYC-CNE por Retribución en la Actividad de AASS**

La diferencia existente se motiva porque la Propuesta de Orden incluye las devoluciones que tiene que hacer ENAGÁS, de acuerdo con la Disposición Adicional Séptima de la Orden ITC/3802/2008, por la diferencia entre la retribución provisional percibida por Enagás, S.A. durante los años 2007 y 2008, y la retribución definitiva que le correspondía<sup>2</sup>, mientras que la Propuesta de la CNE asumía que estas devoluciones se realizarían por medio del Sistema de Liquidaciones del Sector Gasista.

#### 7.4 Retribución de la Actividad de Distribución

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2009 expone las necesidades financieras de la actividad de regasificación en el Epígrafe 8. En el siguiente cuadro se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE diferenciando entre la retribución del año 2010 y los desvíos que se generan en las retribuciones de 2008 y 2009.

	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%
Retribución 2010	1.449.656.573	1.440.210.186	-9.446.387,00	-0,65%
Desvíos 2008	-28.716.415	-86.344.144	-57.627.728,68	200,68%
Desvíos 2009	-76.198.575	-28.750.065	47.448.510,00	-62,27%
<b>Total BOE</b>	<b>1.344.741.583</b>	<b>1.325.115.977</b>	<b>-19.625.605,68</b>	<b>-1,46%</b>

**Cuadro 14. Comparativo MITYC-CNE por Retribución en la Actividad de Distribución**

<sup>2</sup> En las liquidaciones de los años 2007 y 2008 se incluyeron unas retribuciones (amortización, retribución financiera, amortización y costes de operación) para AASS estimadas por la CNE.

**Año 2007:** 45.937.577€ (36.246.656 € de ret. financiera y de amortización) por Serrablo y Gaviota

**Año 2008:** 23.985.000€ (22.224.020 € de ret. financiera y de amortización) por Serrablo y el gas colchón de Gaviota.

En el momento de aprobación la Orden ITC/3802/2008, la retribución percibida por Enagás por la retribución estimada del año 2008 ascendía a **20.341.657,65 €**.

En la Resolución de 31 de diciembre de 2007, se establece la retribución definitiva en concepto de amortización y retribución financiera de los AASS para los ejercicios 2007 y 2008.

**Año 2007:** 30.963.592€ (21.272.671€ de ret. financiera y de amortización)

**Año 2008:** 15.916.762€ (14.155.782€ de ret. financiera y de amortización)

Por tanto, las diferencias entre las retribuciones definitivas y estimadas son:

Año 2007: **-14.973.985€**

Año 2008: **-6.185.875,65€**

En las tablas siguientes se muestran de forma unificada las diferencias entre los valores calculados por el MITyC para cada año y los valores que incluía el Informe CNE, actualizados con la mejor información disponible :

Empresa Distribuidora	Retribución 2008				Retribución 2009				Retribución 2010			
	Propuesta CNE	Propuesta OM (1)	Diferencias		Propuesta CNE	Propuesta OM (1)	Diferencias		Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%			ABS	%			ABS	%
Gas Directo, S.A.	1.152.567	1.152.567	0,00	0,00%	1.341.135	1.311.359	-29.776,00	-2,22%	1.521.982	1.522.705	723,00	0,05%
Distribuidora Regional del Gas, S.A. (D)	6.196.040	6.196.040	0,00	0,00%	8.082.856	7.903.690	-179.166,00	-2,22%	8.685.915	8.682.851	-3.064,00	-0,04%
Endesa Gas Distribución, S.A.U.	5.732.712	5.732.670	-42,00	0,00%	6.473.138	6.329.607	-143.531,00	-2,22%	7.860.391	7.877.708	17.317,00	0,22%
DC Gas Extremadura, S.A.	8.679.336	8.679.294	-42,00	0,00%	9.217.086	9.012.738	-204.348,00	-2,22%	10.032.681	10.024.551	-8.130,00	-0,08%
Gas Aragón, S.A.	28.266.819	28.255.123	-11.696,00	-0,04%	30.608.319	29.910.520	-697.799,00	-2,28%	33.130.508	33.096.612	-33.896,00	-0,10%
Gesa Gas, S.A.U.	27.884.954	27.884.912	-42,00	0,00%	20.870.785	19.915.593	-955.192,00	-4,58%	17.051.618	16.559.207	-492.411,00	-2,89%
Gas Tolosa, S.A.U.	1.230.446	1.230.446	0,00	0,00%	1.291.276	1.262.610	-28.666,00	-2,22%	1.353.085	1.353.072	-13,00	0,00%
Gas Andalucía, S.A.	62.107.957	62.107.916	-41,00	0,00%	72.935.944	69.895.293	-3.040.651,00	-4,17%	78.249.815	76.679.323	-1.570.492,00	-2,01%
Gas Cantabria, S.A.	19.592.249	19.592.208	-41,00	0,00%	21.393.554	20.919.270	-474.284,00	-2,22%	23.192.941	23.177.499	-15.442,00	-0,07%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	29.068.394	29.068.394	0,00	0,00%	31.928.639	31.109.606	-819.033,00	-2,57%	34.368.689	34.231.920	-136.769,00	-0,40%
Gas Castilla y León, S.A.	61.501.971	61.501.971	0,00	0,00%	65.631.627	64.176.759	-1.454.868,00	-2,22%	70.163.383	70.132.198	-31.185,00	-0,04%
Cegas, S.A.	89.675.989	89.675.990	1,00	0,00%	108.562.619	103.411.053	-5.151.566,00	-4,75%	116.276.439	113.276.450	-2.999.989,00	-2,58%
Gas Galicia SDG, S.A.	26.945.722	26.945.722	0,00	0,00%	29.195.267	28.548.046	-647.221,00	-2,22%	31.420.183	31.402.842	-17.341,00	-0,06%
Gas Murcia, S.A.	12.854.177	12.854.135	-42,00	0,00%	15.495.880	14.884.912	-610.968,00	-3,94%	17.178.962	16.886.872	-292.090,00	-1,70%
Gas Navarra, S.A.	22.538.943	22.538.943	0,00	0,00%	23.842.789	23.274.501	-568.288,00	-2,38%	25.543.493	25.488.504	-54.989,00	-0,22%
Gas Rioja, S.A.	11.372.773	11.580.906	208.133,00	1,83%	12.119.437	12.063.550	-55.887,00	-0,46%	12.945.363	13.167.623	222.260,00	1,72%
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	130.133.362	129.925.229	-208.133,00	-0,16%	137.124.393	133.840.444	-3.283.949,00	-2,39%	147.707.795	147.600.169	-107.626,00	-0,07%
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	760.910.149	760.910.148	-1,00	0,00%	767.480.721	744.295.172	-23.185.549,00	-3,02%	811.215.310	806.922.553	-4.292.757,00	-0,53%
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.	30.641	8.937	-21.704,00	-70,83%	37.925	38.147	222,00	0,59%	75.657	38.969	-36.688,00	-48,49%
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	49.455	49.455	0,00	0,00%	127.756	127.296	-460,00	-0,36%	197.457	199.868	2.411,00	1,22%
<b>Total Actividad Distribución</b>	<b>1.305.924.656,00</b>	<b>1.305.891.006,00</b>	<b>-33.650,00</b>	<b>0,00%</b>	<b>1.364.042.939,00</b>	<b>1.322.505.776,00</b>	<b>-41.537.163,00</b>	<b>-3,05%</b>	<b>1.449.656.573,00</b>	<b>1.440.210.186,00</b>	<b>-9.446.387,00</b>	<b>-0,65%</b>

**Cuadro 15 – Retribución 2008, 2009 y 2010. Cálculos de la Memoria y Diferencias con cálculos CNE**

Finalmente, la diferencia en los desvíos 2008 y 2009 y en el valor final a publicar en B.O.E. sería la siguiente:

Empresa Distribuidora	TOTAL DESVÍOS 2008-2009 (€)				Retribución 2010				CIFRA FINAL BOE 2010			
	Propuesta CNE	Propuesta OM (1)	Diferencias		Propuesta CNE	Propuesta OM (1)	Diferencias		Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%			ABS	%			ABS	%
Gas Directo, S.A.	-248.079	-243.342	4.737,00	-1,91%	1.521.982	1.522.705	723,00	0,05%	1.273.903	1.279.363	5.460,00	0,43%
Distribuidora Regional del Gas, S.A. (D)	1.007.212	985.769	-21.443,00	-2,13%	8.685.915	8.682.851	-3.064,00	-0,04%	9.693.127	9.668.620	-24.507,00	-0,25%
Endesa Gas Distribución, S.A.U.	-1.277.654	-1.258.190	19.464,00	-1,52%	7.860.391	7.877.708	17.317,00	0,22%	6.582.737	6.619.518	36.781,00	0,56%
DC Gas Extremadura, S.A.	-733.255	-720.734	12.521,00	-1,71%	10.032.681	10.024.551	-8.130,00	-0,08%	9.299.426	9.303.817	4.391,00	0,05%
Gas Aragón, S.A.	-2.440.100	-2.438.064	2.036,00	-0,08%	33.130.508	33.096.612	-33.896,00	-0,10%	30.690.408	30.658.548	-31.860,00	-0,10%
Gesa Gas, S.A.U.	-18.254.880	-18.865.864	-610.984,28	3,35%	17.051.618	16.559.207	-492.411,00	-2,89%	-1.203.262	-2.306.657	-1.103.395,28	91,70%
Gas Tolosa, S.A.U.	939	857	-82,00	-8,73%	1.353.085	1.353.072	-13,00	0,00%	1.354.024	1.353.929	-95,00	-0,01%
Gas Andalucía, S.A.	-3.459.109	-4.843.255	-1.384.146,00	40,01%	78.249.815	76.679.323	-1.570.492,00	-2,01%	74.790.706	71.836.068	-2.954.638,00	-3,95%
Gas Cantabria, S.A.	-284.344	-283.083	1.261,00	-0,44%	23.192.941	23.177.499	-15.442,00	-0,07%	22.908.597	22.894.416	-14.181,00	-0,06%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	-1.985.159	-2.067.503	-82.344,00	4,15%	34.368.689	34.231.920	-136.769,00	-0,40%	32.383.530	32.164.417	-219.113,00	-0,68%
Gas Castilla y León, S.A.	-2.908.514	-2.868.460	40.054,00	-1,38%	70.163.383	70.132.198	-31.185,00	-0,04%	67.254.869	67.263.738	8.869,00	0,01%
Cegas, S.A.	-16.647.794	-19.137.649	-2.489.855,00	14,96%	116.276.439	113.276.450	-2.999.989,00	-2,58%	99.628.645	94.138.801	-5.489.844,00	-5,51%
Gas Galicia SDG, S.A.	-615.972	-608.122	7.850,00	-1,27%	31.420.183	31.402.842	-17.341,00	-0,06%	30.804.211	30.794.720	-9.491,00	-0,03%
Gas Murcia, S.A.	-1.463.796	-1.714.983	-251.187,00	17,16%	17.178.962	16.886.872	-292.090,00	-1,70%	15.715.166	15.171.889	-543.277,00	-3,46%
Gas Navarra, S.A.	-1.153.844	-1.173.756	-19.912,00	1,73%	25.543.493	25.488.504	-54.989,00	-0,22%	24.389.649	24.314.748	-74.901,00	-0,31%
Gas Rioja, S.A.	-900.338	-467.788	432.550,00	-48,04%	12.945.363	13.167.623	222.260,00	1,72%	12.045.025	12.699.835	654.810,00	5,44%
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	-3.791.896	-4.185.116	-393.220,00	10,37%	147.707.795	147.600.169	-107.626,00	-0,07%	143.915.899	143.415.053	-500.846,00	-0,35%
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	-49.974.606	-55.394.090	-5.419.484,00	10,84%	811.215.310	806.922.553	-4.292.757,00	-0,53%	761.240.704	751.528.463	-9.712.241,00	-1,28%
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.	8.681	-11.854	-20.534,94	-236,55%	75.657	38.969	-36.688,00	-48,49%	84.338	27.115	-57.222,94	-67,85%
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-74.276	-74.592	-316,46	0,43%	197.457	199.868	2.411,00	1,22%	123.181	125.276	2.094,54	1,70%
Distribuidora Sureuropea del Gas	281.793	275.610	-6.183,00	-2,19%	1.484.906	1.888.690	403.784,00	27,19%	1.766.699	2.164.300	397.601,00	22,51%
<b>Total Actividad Distribución</b>	<b>-104.914.990,32</b>	<b>-115.094.209,00</b>	<b>-10.179.218,68</b>	<b>9,70%</b>	<b>1.449.656.573,00</b>	<b>1.440.210.186,00</b>	<b>-9.446.387,00</b>	<b>-0,65%</b>	<b>1.344.741.582,68</b>	<b>1.325.115.977,00</b>	<b>-19.625.605,68</b>	<b>-1,46%</b>

**Cuadro 16 – Desvíos 2008-2009 y Cifra final B.O.E. Cálculos de la Memoria y Diferencias frente a cálculos CNE**

### **7.5 *Retribución Específica de Distribución***

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2009 expone las necesidades financieras de la retribución específica de distribución en el punto 10.

En la tabla se recogen las diferencias entre los datos de la Memoria sobre la Propuesta de O.M. 2010 y los datos de que dispone esta Comisión:

		<b>(A): DATOS MEMORIA PROPUETA O.M. 2010</b>					<b>(B): DATOS CNE (*)</b>					<b>(C)=(A)-(B):DIFERENCIAS</b>				
<b>RESOLUCIÓN</b>		Otorgada	Cobrada	Pendiente	Perdida	% cobrada/total	Otorgada	Cobrada	Pendiente	Perdida	% cobrada/total	Otorgada	Cobrada	Pendiente	Perdida	Perdida
5ª	Propuesta Resol. DGPEyM proyectos iniciados en 2008 y 2009	21.078.384	0	21.078.384	0	0,0%	21.078.384	0	21.078.384	0	0,0%	0	0	0	0	0,0%
4ª	Resol. DGPEyM proyectos iniciados en 2007 y 2008	17.746.425	87.500	17.658.925	0	0,5%	17.746.425	86.806	17.658.925	0	0,5%	0	694	0	0	0,0%
3ª	Resol. DGPEyM proyectos iniciados en 2006 y 2007	22.662.353	5.729.807	16.932.546	0	25,3%	22.662.353	5.021.040	17.641.046	0	22,2%	0	708.767	-708.500	0	3,1%
2ª	Resol. DGPEyM proyectos iniciados en 2005 y 2006	23.060.277	11.426.078	0	11.634.199	49,5%	23.060.277	11.046.955	0	11.905.199	47,9%	0	379.123	0	-271.000	1,6%
1ª	Resol. DGPEyM proyectos iniciados en 2004	21.798.663	9.629.727	12.168.936	0	44,2%	21.798.663	18.764.092	3.034.570	0	86,1%	0	-9.134.365	9.134.366	0	-41,9%

(\*): En los datos CNE, las cantidades pendientes (ó en el caso de la 2ª convocatoria, pérdidas), no siempre se corresponden con la diferencia entre las cantidades otorgadas y las cobradas como sucede en los datos de la Memoria. Esto es así por la existencia de minoraciones sobre las cantidades inicialmente asignadas, aplicadas de acuerdo con ciertos condicionantes de algunas Resoluciones; en estos casos, las cantidades reales pendientes de pagar (o pérdidas), serán las cantidades otorgadas menos las cobradas efectivamente y menos las minoraciones correspondientes en su caso, ya que estas no son cantidades efectivas pendientes de pago.

**Cuadro 17 – Desvíos 2008-2009 y Cifra final B.O.E. Cálculos de la Memoria y Diferencias frente a cálculos CNE**

## 8 CONCLUSIONES

Tras las consideraciones y cálculos realizados, a continuación se indican los aspectos más significativos de lo indicado en los epígrafes previos:

1. Los valores de la Propuesta de la retribución reconocida a las empresas por los activos de transporte puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008 se deben actualizar con los últimos valores de los parámetros IPC, IPRI, IPRI<sub>Bienes de Equipo</sub> Y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, publicados en noviembre (valores a octubre de 2009).
2. Se debe actualizar el redactado del Anexo III de la Propuesta sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte, de acuerdo con lo recogido en el punto 6 de este informe.
3. La Propuesta de retribución del MITyC presenta unas necesidades económicas de 2.840,5 millones de €, lo que supone un valor inferior a la Propuesta de la CNE en 59,4 millones de € (-2,1%). Las diferencias se localizan principalmente en la Retribución Fija de Transporte, AA.SS. y Regasificación (-1,4 Millones de Euros), la Retribución de la Actividad de Distribución (-20,6 Millones de Euros), la Retribución Específica de Distribución (-6,7 Millones de Euros), la Retribución Pendiente de Reconocer de activos de Transporte, AA.SS. y Regasificación (-39,9 Millones de Euros), y el coste del gas de operación (9,2 Millones de Euros).

## **9 ANEXOS: ALEGACIONES PRESENTADAS POR ESCRITO POR LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS**