



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL

PARTE II

MEDIDAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO- FINANCIERA DEL SISTEMA GASISTA

7 de marzo de 2012

PARTE II. MEDIDAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA DEL SISTEMA GASISTA.....	2
I. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN EXISTENTE	2
II. MEDIDAS CON IMPACTO ECONÓMICO A CORTO PLAZO SOBRE EL DÉFICIT TARIFARIO	11
II.1 MEDIDAS SOBRE LOS COSTES Y LAS ACTIVIDADES REGULADAS	11
II.2 MEDIDAS SOBRE LOS INGRESOS DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS	18
II.3 VALORACIÓN DE LAS MEDIDAS	23
III. MEDIDAS CON IMPACTO ECONÓMICO A MEDIO PLAZO Y MEJORAS DE EFICIENCIA	27
III.1 MEDIDAS RELATIVAS AL DESARROLLO DE METODOLOGÍAS DE TARIFA Y RETRIBUCIÓN.....	27
1. APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA TARIFARIA.....	27
2. ESTABLECER LA CONTABILIDAD REGULATORIA DE COSTES Y CRITERIOS PARA LA AUDITORIA DE LOS COSTES REGULADOS.....	28
3. ESTABLECIMIENTO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN DE LOS NUEVOS ACTIVOS EN BASE AL COSTE DE CAPITAL DE LA ACTIVIDAD REGULADA	29
4. REVISIÓN DE LA RETRIBUCION DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	29
5. REVISIÓN DE LOS VALORES UNITARIOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS.....	30
III.2 MEDIDAS SOBRE LA PLANIFICACIÓN (2012-2020) Y LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE GAS.....	31
III.3 OTRAS MEDIDAS SOBRE COSTES DE ACTIVIDADES REGULADAS	32
III.4 OTRAS MEDIDAS SOBRE ACTIVIDADES REGULADAS.....	35

PARTE II. MEDIDAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA DEL SISTEMA GASISTA

La Parte II de este informe da respuesta a la solicitud del Secretario de Estado de Energía de 27 de enero de 2012 en la que se requiere a la CNE para que proponga medidas de ajuste regulatorio para evitar que el actual déficit coyuntural del sistema gasista se convierta en estructural, y que se pronuncie sobre la retribución de las actividades reguladas en este sector, la justificación de las cuantías en relación con los activos declarados, la necesidad de las inversiones previstas en relación con los planes de inversión y si procede el eventual freno o desaceleración de los mismos.

Esta parte del informe se estructura en las siguientes secciones:

En el epígrafe I se describe la situación actual en relación al equilibrio económico-financiero del sistema gasista, junto con la comparación del nivel de precios de los consumidores gasistas en el entorno europeo.

En el epígrafe II se proponen las posibles medidas a aplicar que tienen un impacto económico a corto plazo sobre el déficit tarifario desglosadas en dos apartados: por un lado aquellas que tienen impacto sobre los costes de las actividades reguladas; y por otro lado, las que afectan a los ingresos de dichas actividades. A continuación, en el apartado siguiente, se realiza la valoración del impacto económico de las medidas anteriores.

Finalmente, en el epígrafe III se muestran diversas medidas adicionales con impacto económico a medio plazo y de mejora de la eficiencia del sistema económico del gas natural.

I. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN EXISTENTE

En comparación con el sector eléctrico, en el sector del gas natural el problema del déficit es un problema reciente, hasta la fecha no había existido un problema de déficit relevante, esto es, los peajes y cánones habían sido suficientes para retribuir los costes regulados, compensándose unos años con otros.

La aparición del déficit obedece a dos factores esenciales: de una parte al significativo crecimiento de los costes regulados por la puesta en servicio de un número importante de las infraestructuras previstas en las sucesivas planificaciones, y en particular, por la prevista puesta en servicio en 2012-2013 de instalaciones con un elevado volumen de inversión, tales como los Almacenes Subterráneos (AA.SS.) de Castor, Yela, Marismas y la planta de regasificación del Musel; y de otra parte, al no alcanzarse reiteradamente la demanda de gas prevista en dichas planificaciones: la demanda de gas ha caído de 458 TWh en el año 2008 a 373 TWh en el año 2011¹, cuando la Planificación 2008-2016 había previsto 526 TWh. Ello ha dado lugar a que el déficit en el sistema de liquidaciones haya pasado de 114 millones de € en el año 2010 a un valor estimado de 300² millones de € para el año 2011, lo que supone un incremento del 100% en un solo año. En definitiva, el déficit estructural surge cuando de forma continuada los costes son superiores a los ingresos por peajes, como es el caso, si no se adoptan medidas correctoras.

¹ La demanda de gas para el mercado eléctrico ha caído de un máximo de 192 TWh en 2008 a 110 TWh en 2011 y la demanda de gas para el mercado convencional se ha mantenido estable en el periodo 2006-2011 en el entorno 260-270 TWh, con una disminución en 2009 a 239 TWh

² A la vista de la liquidación provisional 12/2011, déficit para 2011 apunta hacia los 300 M€

Además, en la determinación del valor de los peajes y cánones para 2012 realizado en la Orden IET/3587/2011 no se tuvieron en cuenta todas las cantidades necesarias para alcanzar el equilibrio presupuestario en 2012. Se estima que en la determinación de los peajes³ para 2012 no se tuvieron en cuenta 396 millones de €, esta cantidad incluiría el déficit estimado para 2011, y las cantidades necesarias para retribuir tanto las nuevas instalaciones que se incorporan al sistema en el 2012 como cantidades pendientes de reconocer de años anteriores. En el cuadro siguiente se recogen las cifras comentadas.

Cuadro 1. Presupuesto de las Actividades Reguladas para 2012.

PRESUPUESTO DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA EL EJERCICIO 2012												
	Retribución con Devengo en 2012				Retribución con Devengo 2002-2011			CNE Total Devengo (1)	Presupuesto 2012		`(2)-(1)	`(3)-(2)
	Retribución Fija a Publicar OM	Retribución Variable	Pendiente de Reconocer a Instalaciones	TOTAL 2012	Pendiente de Reconocer a Instalaciones	Desvío Liquidaciones años anteriores	TOTAL Años anteriores		CNE Criterio de Caja (2)	MITyC (3)		
Actividad de Regasificación	422,9	44,0	40,7	507,6	75,3		75,3	582,8	522,2	509,9	-60,6	-12,3
Actividad de AASS	47,1	16,9	289,2	353,2	70,3		70,3	423,5	304,1	189,9	-119,4	-114,2
Actividad de Transporte	843,6	23,1	16,8	883,5	52,2		52,2	935,6	896,5	850,9	-39,2	-45,6
Actividad de Distribución	1.502,4	0,0	0,0	1.502,4	0,0		0,0	1.502,4	1.502,4	1.520,9	0,0	18,5
Retribución Específica	0,0	0,0	105,1	105,1	0,0		0,0	105,1	21,0	8,5	-84,1	-12,5
Gestión Técnica del Sistema	11,8	0,0	0,0	11,8	0,0		0,0	11,8	11,8	11,8	0,0	0,0
Comisión Nacional de Energía	0,0	0,0	5,3	5,3	0,0		0,0	5,3	5,3	4,5	0,0	-0,8
Plan de Eficiencia Energética	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Desvío Liquidaciones años anteriores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	229,5	229,5	229,5	229,5	0,0	0,0	-229,5
Retribución Total Sector Gasista	2.827,8	83,9	457,1	3.368,8	197,7	229,5	427,2	3.796,1	3.492,8	3.096,4	-303,2	-396,4

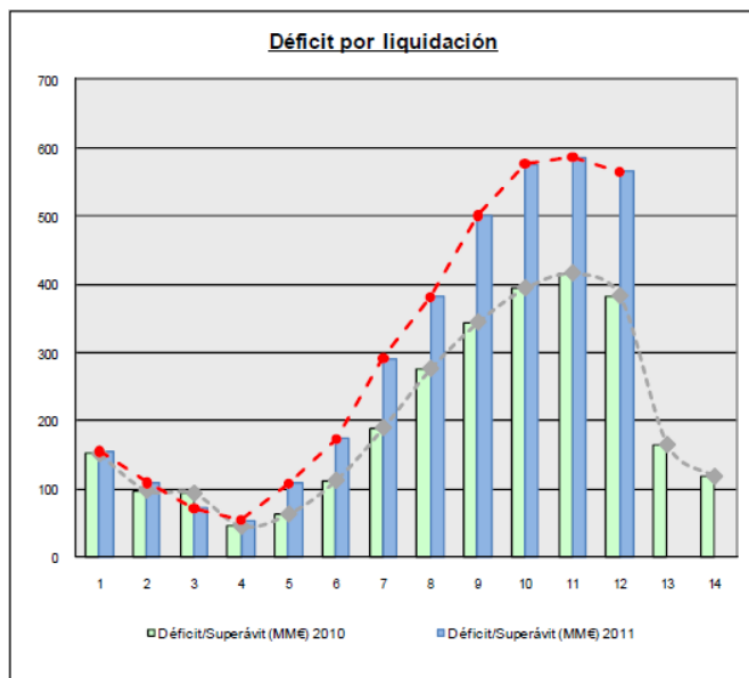
Fuente: CNE

Adicionalmente, se ha de considerar que según las estimaciones de la CNE los ingresos por peajes para 2012 con los peajes vigentes (Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre) serán unos 100 millones de € inferiores a las necesidades económicas consideradas por el Ministerio de 3.094 millones de €, por lo que sumando el déficit por menor reconocimiento de costes (396 millones de €) junto con el déficit por menores ingresos por peajes (100 millones de €), daría un déficit total estimado a finales del 2012 que alcanzaría la cifra de 500 millones de €, cantidad significativa cuando se compara con los costes regulados del orden de los 3.500 millones de €.

En la figura adjunta se muestra la situación actual de evolución del déficit 2011 y su comparación con el año 2010 según la última liquidación provisional 12/2011, donde se pone de manifiesto la evolución creciente del déficit:

³ El artículo 26 del RD 949/2001 establece que para la determinación de los peajes y cánones de cada año se tendrán en cuenta las desviaciones resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior

Gráfico 1. Evolución déficit reconocido en liquidaciones



Fuente: CNE

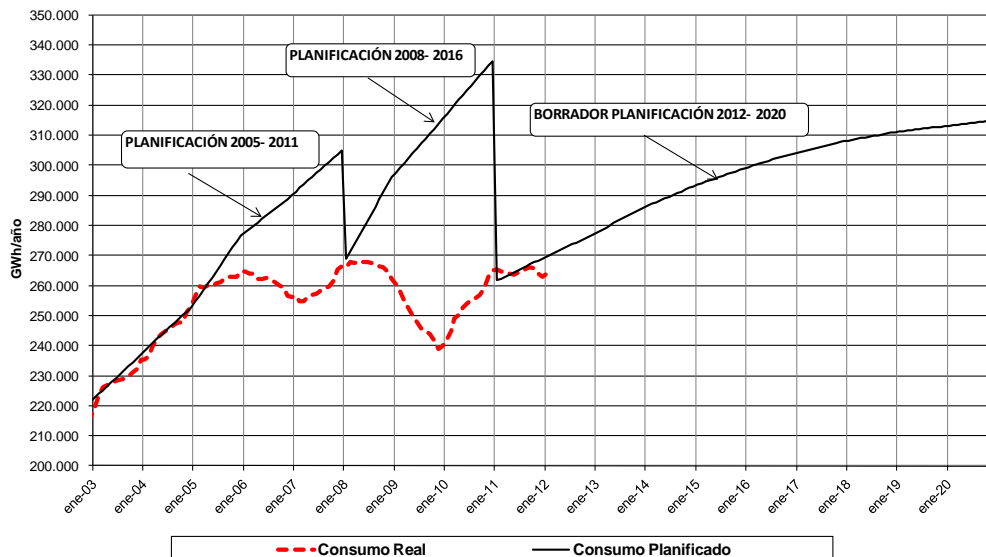
En relación con las causas del desequilibrio económico alcanzado cabe indicar el papel que ha tenido el modelo establecido por la regulación para la construcción de infraestructuras, modelo que podría denominarse Modelo Planificación-Retribución. El Modelo Planificación-Retribución se ha revelado eficiente en las fases de crecimiento del mercado a la hora del diseño técnico ordenado de las infraestructuras necesarias y del grado de construcción alcanzado, pero también se ha revelado ineficiente para resolver cómo se han de tratar las fases de decrecimiento/estabilización del mercado: se ha puesto de manifiesto la falta de sostenibilidad económica de los planes propuestos, la incapacidad del modelo de prever más acertadamente las evolución de los costes, de los ingresos por peajes y de la demanda de gas, y sobre todo, su poca flexibilidad para autocorregirse ante los cambios de escenarios.

En las figuras adjuntas se indica la evolución real de la demanda de gas y la demanda planificada, donde se puede observar cómo a pesar de que la demanda convencional de gas no crecía como se esperaba, se continuaba planificando una demanda sin tener en cuenta la realidad del mercado.

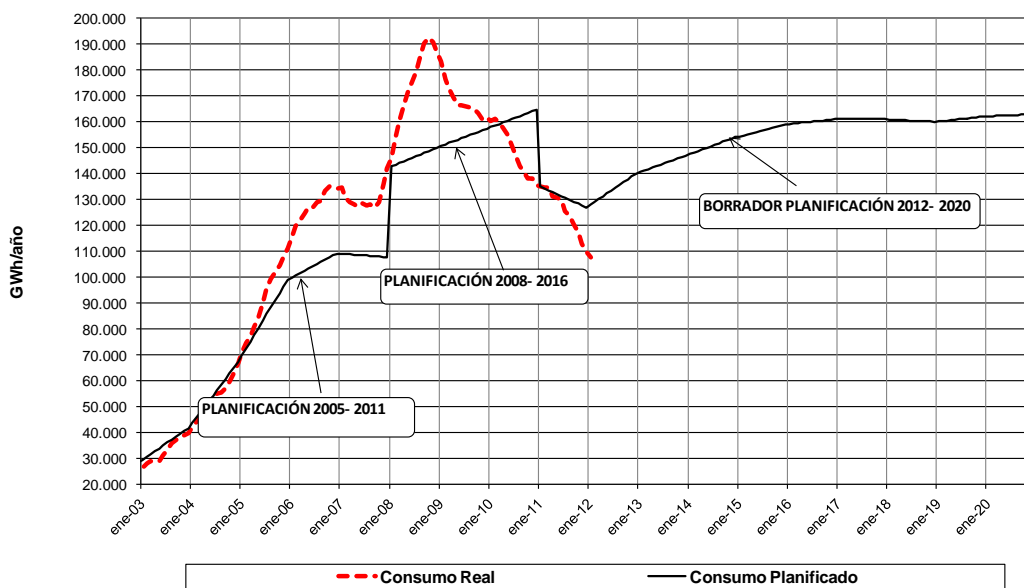
De hecho, la demanda convencional de gas apenas ha crecido desde el año 2005 hasta hoy, siendo éste uno de los motivos fundamentales que están en el fondo del problema del déficit, la falta de ingresos, por lo que para evitar incurrir en el mismo error se considera necesario analizar con el máximo detalle cuales son las causas para que en un periodo de tiempo tan dilatado 2005-2011, que incluye la actual crisis pero también periodos sin crisis, la demanda convencional de gas no haya crecido apenas, a pesar de las cuantiosas inversiones realizadas, ello permitirá hacer mejores previsiones para el futuro.

Gráfico 2 y Gráfico 3. Evolución mercados del gas natural

Mercado Convencional del Gas Natural



Mercado Gas Natural para Generación Eléctrica



Fuente: CNE

Si bien, como se ha indicado una de las causas del déficit reside en el poco crecimiento de la demanda de gas y por tanto de los ingresos asociados, la otra causa se puede encontrar en el modelo retributivo de las actividades del transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo.

Los actuales modelos retributivos de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, parten de un sistema de planificación vinculante que para aquellas instalaciones incluidas en la planificación, asegura a sus promotores la rentabilidad y la recuperación de las inversiones realizadas con independencia del uso que dichas instalaciones tengan; esto es, de un lado, generan incentivos a los promotores a construir estas instalaciones cuando la retribución es suficientemente atractiva incluso aunque no sean necesarias por errores de la planificación, y, de otro lado, se trasladan a la Administración y por ende al consumidor final los riesgos derivados de la incertidumbre en la evolución de la demanda de gas y por tanto de los

ingresos. Este no es el caso de la actividad de distribución donde la retribución de la actividad no individualiza un retorno económico para cada infraestructura.

Este efecto es particularmente significativo en los gasoductos de transporte denominados gasoductos de atención al mercado de su zona de influencia, cuya inclusión en la Planificación como instalación viable depende de la demanda de gas particular de una zona y de los ingresos que el propio promotor indica, pero que luego, el sistema retributivo les exime de las consecuencias de no cumplir sus previsiones, trasladando sus errores de sus estimaciones⁴ al resto de los consumidores mediante los déficits económicos que la retribución de la instalación genera. Por tanto, se considera necesario modificar el Real Decreto 326/2008 que establece la retribución de la actividad de transporte, para incluir en el mismo un sistema de remuneración específico para los gasoductos de atención al mercado de su zona de influencia, donde el promotor de la instalación asuma los riesgos derivados de la volatilidad de la demanda asociada a la construcción del gasoducto.

Así mismo, se debería considerar, en aras a la sostenibilidad económica, si en las actuales circunstancias, el sistema gasista debiera de mantener criterios de seguridad de suministro muy superiores a los que establece el reglamento europeo UE 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas, lo que contribuiría a minimizar las inversiones necesarias.

A la vista del desequilibrio económico detectado, se ha realizado el análisis de la previsible evolución en los próximos años de las principales magnitudes del sector del gas natural, con el objeto de determinar su sostenibilidad económica y poder simular el impacto en el déficit de las distintas medidas a tomar.

Los principales supuestos considerados en el escenario base son:

- Evolución del valor de los peajes y cánones con la inflación estimada⁵
- Demanda de gas convencional con crecimiento al 50% de la evolución prevista en el Borrador de Planificación 2012-2020 por el principio de cautela en la previsión de ingresos.
- Demanda de gas para producción de electricidad según Borrador de Planificación 2012-2020.
- Costes regulados: se mantienen los actuales sistemas retributivos y se incorporan las inversiones previstas con categoría “A Urgente” y “A” del Borrador de Planificación 2012-2020.

Como consecuencia de los supuestos anteriores, la evolución prevista en el periodo 2012-2020 de la demanda de gas sería la siguiente:

⁴ El informe de la CNE sobre la propuesta de resolución de la D.G.P.E.y M. de autorización de forma directa a CONFIDENCIAL, para la construcción del gasoducto “Jerez-el Puerto de Santa María” pone de manifiesto que la utilización de dicho gasoducto a los 5 años de su puesta en servicio apenas alcanza el 20% de su utilización potencial

⁵ La inflación estimada se ha supuesto de un 2% en el medio-largo plazo.

Cuadro 2. Demanda de gas natural prevista

En TWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda Electrica PLANIF.	102	147	156	170	177	178	177	180	182
Demanda Convencional CNE	269	278	281	284	287	289	290	291	292
Peajes Internacionales CNE	13	50	59	59	72	72	72	72	72
Gas Vehiculado Sistema Gasista	385	474	496	513	536	538	540	543	546

Fuente: CNE

Asimismo, se han considerado las inversiones previstas en el actual borrador de la Planificación 2012-2020 del sector gasista que son las siguientes:

Cuadro 3. Inversiones previstas según el Borrador de Planificación 2012-2020

Millones de €	Inversión Prevista							Total
	2012	2013	2014	2015	2016	Resto Años		
Transporte	501	436	479	183	19	29	1.647	
Instalaciones Planificadas Sin Autorización Administrativa			284	400	43	19	775	
Resto Instalaciones Previstas Construir	501	266	79	140			986	
Regasificación		388	291	214			893	
Instalaciones Planificadas Sin Autorización Administrativa				29			29	
Resto Instalaciones Previstas Construir		388	291	185			864	
AASS	2.006	31	24	21			2.082	
Instalaciones Planificadas Sin Autorización Administrativa							0	
Resto Instalaciones Previstas Construir	2.006	31	24	21			2.082	
Total	2.508	855	794	417	19	29	4.622	

Fuente: CNE

Como resultado de la simulación efectuada, la evolución prevista en el periodo 2012-2020 del déficit y de las principales magnitudes económicas del sector gasista son las siguientes

Cuadro 4. Evolución del Déficit, Ingresos y Costes regulados del sector gas natural 2012-2020.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos Regulados Sector (Millones €)	2.980	3.097	3.247	3.392	3.568	3.678	3.785	3.900	4.036
Ingresos Peajes	2.980	3.097	3.247	3.392	3.568	3.678	3.785	3.900	4.036
Ingresos por Peajes Regasificación	358	331	345	381	422	435	446	461	474
Ingresos por Peaje T&D	2.431	2.532	2.609	2.703	2.806	2.892	2.976	3.065	3.178
Ingresos por Canon Almacenamiento Subterráneo	163	171	218	232	245	254	264	273	282
Ingresos por Peaje Internacional	28	62	74	76	95	97	99	101	103
Costes Devengados en el Año (Millones €)	3.299	3.542	3.683	3.830	3.909	3.932	3.960	3.975	4.012
Retribución Fija	3.199	3.433	3.571	3.713	3.786	3.807	3.833	3.846	3.882
Regasificación	459	462	498	524	523	504	488	474	461
Transporte	903	982	1.053	1.135	1.172	1.180	1.188	1.191	1.197
AASS	296	462	454	442	430	414	398	372	359
Distribución	1.541	1.528	1.567	1.612	1.661	1.709	1.759	1.809	1.865
Retribución Variable y Otros	84	83	85	90	95	96	97	99	100
Retribución Variable Regasificación	42	41	43	48	53	54	55	57	58
Gas de Operación	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Otros Conceptos Fijos (GTS, CNE)	16	26	27	27	28	29	29	30	30
RESULTADO EJERCICIO	-319	-445	-436	-438	-341	-253	-175	-75	24
Desvio HISTORICO (2002-2011)	-499								
Liquidaciones	-300								
Retribución Devengada pendiente Inclusión Régimen Retributivo	-199								
DEFICIT ACUMULADO	-818	-1.264	-1.700	-2.138	-2.479	-2.732	-2.907	-2.982	-2.959
% Deficit Acumulado s/ Retribución Anual	25%	36%	46%	56%	63%	69%	73%	75%	74%

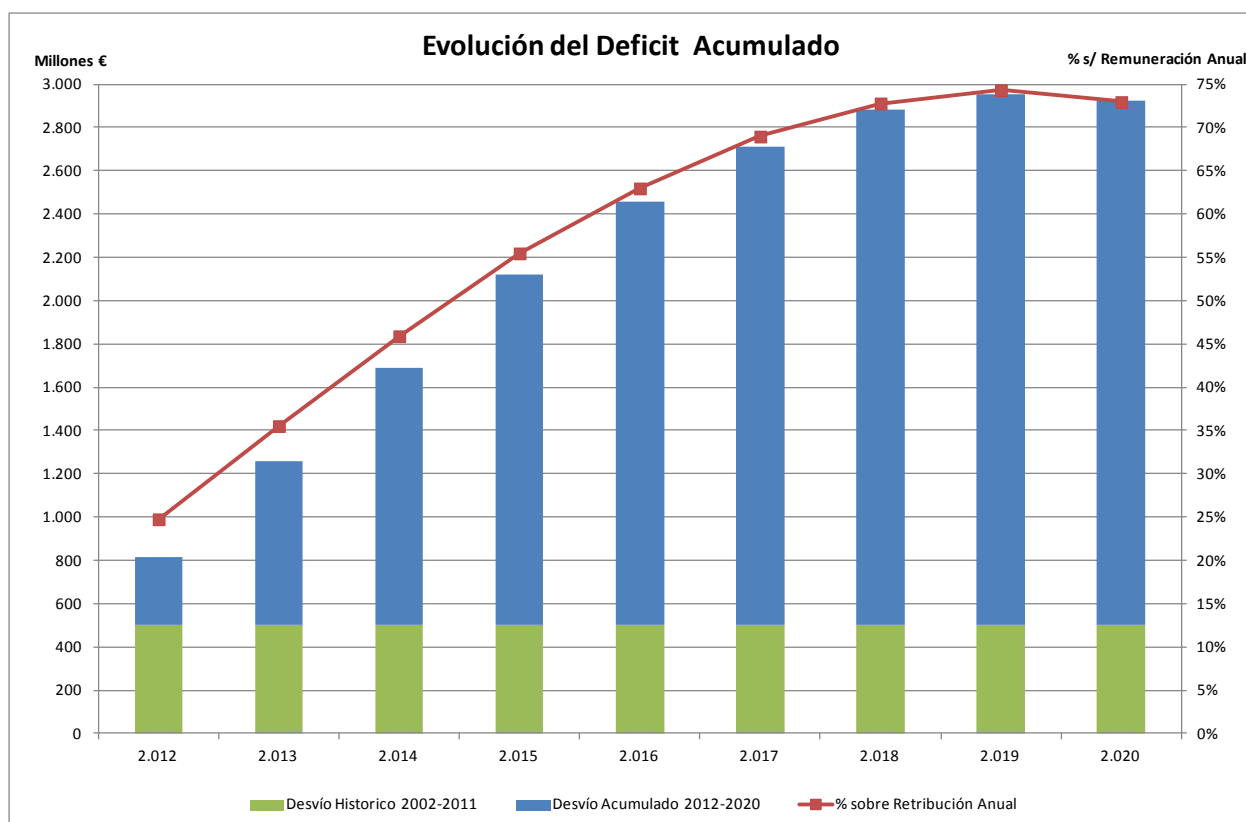
Fuente: CNE

Las conclusiones de dicho análisis son las siguientes:

Si en los próximos años únicamente se produjeran subidas de peajes y cánones en línea con la inflación, el sistema económico sería deficitario en el periodo 2012-2020.

El déficit acumulado, que sería creciente a lo largo del periodo, alcanzaría el valor de 2.959 millones de € en 2020, y supondría el 74% de los costes reconocidos en dicho año.

Gráfico 4. Evolución del Déficit del sector gas natural 2012-2020.



Fuente: CNE

Los desequilibrios se acentúan con la entrada en funcionamiento en 2012 de los nuevos AASS y el resto de inversiones previstas para 2013 y 2014.

Aunque las medidas correctoras de carácter estructural que se puedan adoptar surtirán sus efectos más significativos en el medio-largo plazo, se requieren adoptar medidas inmediatas para paliar los efectos del déficit a corto plazo, 2012-2016, mientras surten efecto las medidas correctoras de carácter estructural.

Por tanto, y dado que la evolución que se prevé del déficit en el sector del gas para los años siguientes es creciente y de una magnitud significativa, y con el objeto de alcanzar lo antes posible la sostenibilidad económica del sector del gas natural, sin que ello suponga repercutir sobre los consumidores la totalidad de los desequilibrios económicos aparecidos, se hace necesaria la adopción de medidas regulatorias a la mayor brevedad posible, con efectos tanto a corto como a largo plazo.

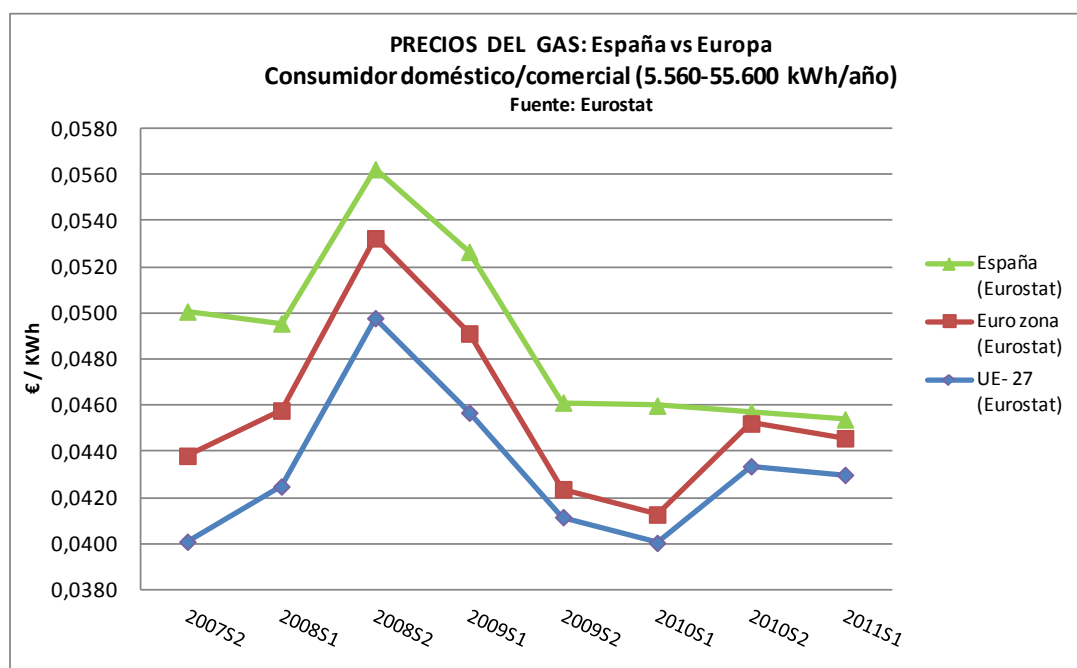
En la práctica las medidas a tomar han de resolver dos tipos diferenciados de problemas: uno inmediato de carácter más urgente: solventar el déficit creciente previsto para el periodo 2012-2016, como consecuencia de déficits pasados y de la remuneración de nuevas instalaciones a

poner en servicio, en particular los AASS de Castor, Yela, y Marismas y de la Planta del Musel; y de otro lado, resolver de manera estable y a largo plazo el desequilibrio estructural existente entre ingresos y costes regulados.

Por otro lado, en relación con la situación del precio de gas en España en comparación con el precio del gas en la Unión Europea sin impuestos, conforme a Eurostat se tiene una situación diferente respecto al tipo de consumidor analizado. Así, para el consumidor industrial, el precio del gas se encuentra habitualmente por debajo del precio de la Eurozona y de la UE-27; en particular, en el primer semestre 2011 un 14,4% por debajo del precio de la Eurozona. También este es el caso para el gran consumidor industrial; en particular, en el primer semestre 2011, el precio español fue un 3,7% por debajo del precio de la Eurozona. Sin embargo, para el consumidor doméstico-comercial español su precio se encuentra habitualmente por encima de la media de la Eurozona y de la UE-27; en particular en el primer semestre 2011 un 1,8% por encima del precio en la Eurozona.

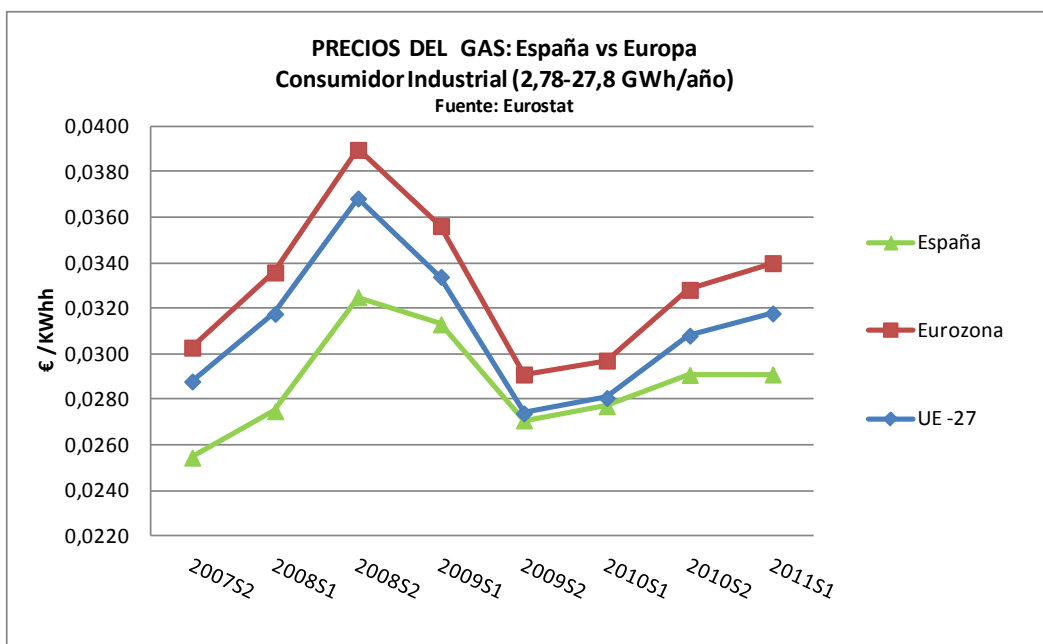
En las siguientes figuras se indica la evolución de los precios del gas, sin impuestos, en España y en la media de los países europeos.

Gráfico 5. Precios de gas natural en la U.E. Consumidor doméstico/comercial



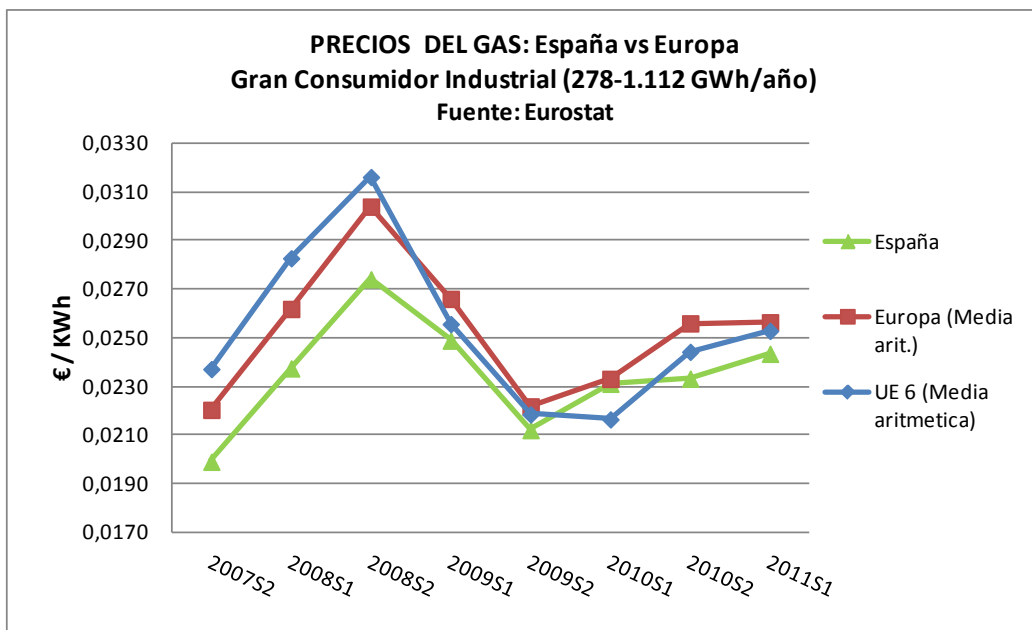
Fuente: Eurostat

Gráfico 6. Precios de gas natural en la U.E. Consumidor industrial (2,78-27,8 GWh/año)



Fuente: Eurostat

Gráfico 7. Precios de gas natural en la U.E. Consumidor industrial (278-1.112 GWh/año)



Fuente: Eurostat

Esta información sobre los precios del gas orienta sobre la posición competitiva del sistema gasista español en relación con nuestros vecinos, así como pone de manifiesto la necesidad de mantener la competitividad de la industria gasista mediante un adecuado control sobre los costes regulados.

II. MEDIDAS CON IMPACTO ECONÓMICO A CORTO PLAZO SOBRE EL DÉFICIT TARIFARIO

A continuación se relacionan las medidas que han de tomarse, a la mayor brevedad posible, para incidir de manera inmediata en la atenuación y eliminación del déficit tarifario.

II.1 MEDIDAS SOBRE LOS COSTES Y LAS ACTIVIDADES REGULADAS

1. RETRIBUCIÓN AL TRANSPORTE

En los epígrafes siguientes se propone un conjunto de medidas de resultados inmediatos sobre los costes del sistema de transporte. Son actuaciones sobre las futuras inversiones y de control de costes sobre infraestructuras actuales, que han de servir para atenuar el déficit previsto para el periodo 2012-2016, de manera que se posibilite alcanzar el equilibrio económico entre ingresos y costes.

Las actuaciones que se relacionan a continuación no necesariamente tienen por qué ser tomadas en su totalidad simultáneamente. Su diseño, en cualquier caso, se ha hecho de manera que correspondan a acciones que puedan ser tomadas individualmente o de manera conjunta en función de su necesidad para la contención del déficit.

1.1. ACTUACIÓN INMEDIATA SOBRE EL PROGRAMA DE INVERSIONES DE LA PLANIFICACIÓN

Medida regulatoria: establecer urgentemente mediante disposición eficaz y de carácter general, un nuevo aplazamiento (categoría R) de instalaciones, hasta la aprobación de la nueva Planificación 2012-2020, y de la aprobación de un nuevo sistema retributivo para gasoductos dedicados al suministro de su zona de influencia, o de las modificaciones propuestas a los actuales sistemas retributivos.

El aplazamiento afectaría a las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, que no dispongan en la actualidad de autorización administrativa, que no sean consideradas imprescindibles, o que circunstancias singulares aconsejen no incluirlas en el aplazamiento.

La siguiente figura recoge las instalaciones incluidas en el Borrador de Planificación 2012-2020 y sin Autorización Administrativa

Cuadro 5. Instalaciones incluidas en el Borrador de Planificación 2012-2020 y sin Autorización Administrativa

Instalación	Estado Administrativo	Año PEM	Características Técnicas		Inversión Prevista (M€)
			Longitud (km)	Diámetro (")	
Martorell-Figueras (Tramo Norte)	Adjudicación Directa	2013	79	36	79,6
Huercal-Overa-Baza-Guadix	Adjudicación Directa	2013	132	16	63,9
Duplicación Treto-Llanera	Planificado	2013	216	26	140,3
Duplicación Gasoducto Villapresente-Burgos	Adjudicación Directa	2014	153	26	100,5
Duplicación Castelnou-Villar de Arnedo	Planificado	2014	214	26	140,5
Nuevo Gto Tivissa-Arbós (3ª)	Planificado	2014	114	30	85,5
El Tiemblo-Cebreros-Hoyos de Pinares-Candeleda	Planificado	2014	186	18	61,0
Duplicación Gto Bermeo Lemona	Planificado	2015			21,2
Ampliación de la E.C. de Zaragoza (Incremento 4MW)	Planificado	2014			12,9
Ampliación de la E.C. de Haro (Incremento 11,5MW)	Planificado	2015			21,8
Ampliación emisión hasta 1.000.000 Nm ³ /h en Planta de Bilbao (200.000 Nm ³ /h)	Planificado	2015	-	-	28,7

Fuente: CNE y borrador planificación MINETUR

El impacto económico de la medida, bajo el supuesto que se retrase tres años la construcción de estas instalaciones se recoge a continuación.

Cuadro 6. Impacto económico del retraso en tres años la construcción de las instalaciones incluidas en el Borrador de Planificación 2012-2020 y sin Autorización Administrativa

Revisión Activos Planificación Pendientes Autorización	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto Anual (M€)	0	2	42	111	117
Impacto Acumulado (M€)	0	2	44	155	272

Fuente: CNE y borrador planificación MINETUR

En la actual situación de déficit en el sector del gas natural, la construcción de nuevas infraestructuras de gas, en líneas generales, debe atender a los siguientes criterios:

- i. Atender a los nuevos consumidores de gas, en condiciones de seguridad de suministro, sin que ello suponga costes añadidos a los actuales consumidores de gas (autofinanciación de la nueva inversión).
- ii. Mantener las actuales condiciones de seguridad de suministro, cumpliendo, sin ir más allá, con lo establecido en el Reglamento (UE) 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas.
- iii. Favorecer la sostenibilidad económica del sistema gasista.
- iv. Mantener la seguridad jurídica de los promotores, para aquellos proyectos que hayan obtenido la autorización administrativa.

La Orden ITC/2906/2010, aprobó el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural, donde se establecieron, en relación con las instalaciones consideradas en la Planificación 2008-2016, las actuaciones consideradas no prioritarias debido a que la coyuntura en noviembre de 2010 había hecho necesario reconsiderar la necesidad de disponer de algunas de las infraestructuras de gas recogidas en la Planificación en los plazos inicialmente previstos para las mismas. Como consecuencia de lo anterior, se crea una nueva categoría «R» a la que se trasladan todas aquellas infraestructuras recogidas en la Planificación cuya necesidad no se justificaba pero que

serían reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación 2012-2020 iniciado en marzo de 2010 con la publicación de la Orden ITC/734/2010.

En este sentido, actualmente se está revisando por el Ministerio la Planificación 2008-2016, cuyo borrador de Planificación 2012-2020 se encuentra disponible en el Web del MINETUR, y que en opinión de esta Comisión se debería revisar en su mayor parte, para incorporar criterios de sostenibilidad económica, que el actual Borrador puede no incluir suficientemente.

En consecuencia, y mientras se revisa el actual Borrador de Planificación 2012-2020, la coyuntura actual aconseja volver a considerar la necesidad que hay de disponer de algunas de las infraestructuras de gas recogidas en la Planificación 2008-2016 y no incluidas en la categoría «R» en la Orden ITC/2906/2010. Se aconseja que esta medida sea aplicada al mayor número posible de instalaciones, y, en particular, a los gasoductos dedicados al suministro de su zona de influencia.

1.2. AMPLIACIÓN DEL PERIODO DE AMORTIZACIÓN DEL CAPITAL DE LOS NUEVOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE CASTOR, YELA Y MARISMAS

A mediados de 2012 está previsto que termine la construcción e inicien su actividad los almacenamientos subterráneos (AA.SS.) de Castor, Yela, y Marismas, con una inversión estimada de unos 2.006 millones de €, (1.772 M€ corresponden a inversión más 234 M€ del gas colchón e intereses intercalarios). El impacto en los costes regulados para 2012 se estima en 230 millones de €, y para 2013 de 378 millones de €, cantidades que agravan la magnitud del déficit actual.

No se considera conveniente un retraso en la puesta en marcha de ninguna de los tres nuevos almacenamientos subterráneos por dos razones principales: por su impacto en la seguridad del sistema gasista y por la pérdida de ingresos por peajes y cánones que su uso generaría.

En relación con estos nuevos AASS y con objeto de dilatar en el tiempo los pagos regulados a estas instalaciones se propone alargar el plazo de amortización previsto en la Orden ITC/3995/2006, de 10 a 20 años. En todo caso, es preciso resaltar que esta medida puede ser modulada en su aplicación, considerando un menor plazo de amortización, en función del impacto económico sobre los agentes afectados.

En la siguiente figura se estima el impacto de la medida en los costes regulados:

Cuadro 7. Impacto en los costes regulados de la extensión de la amortización de 10 a 20 años

AMORTIZACION EN 10 AÑOS		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión (millones €)	-1.772,0										
Inversión neta		1.772,0	1.594,8	1.417,6	1.240,4	1.063,2	886,0	708,8	531,6	354,4	177,2
Costes financieros		144,9	130,5	116,0	101,5	87,0	72,5	58,0	43,5	29,0	14,5
Amortización		177,2	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2
Tr presupuesto 2012	8,18%										
Anualidad 10 años amortización (1)	-1.772,0	322,1	307,7	293,2	278,7	264,2	249,7	235,2	220,7	206,2	191,7
TIR	8,18%										
AMORTIZACION EN 20 AÑOS		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión	-1.772,0										
Inversión neta		1.772,0	1.683,4	1.594,8	1.506,2	1.417,6	1.329,0	1.240,4	1.151,8	1.063,2	974,6
Costes financieros		144,9	137,7	130,5	123,2	116,0	108,7	101,5	94,2	87,0	79,7
Amortización		88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
Tr presupuesto 2012	8,18%										
Anualidad 20 años amortización (2)	-1.772,0	233,5	226,3	219,1	211,8	204,6	197,3	190,1	182,8	175,6	168,3
TIR	8,18%										
Impacto en los costes regulados (2)-(1)		-88,6	-81,4	-74,1	-66,9	-59,6	-52,4	-45,1	-37,9	-30,6	-23,4
Impacto acumulado		-88,6	-170,0	-244,1	-310,9	-370,5	-422,9	-468,0	-505,9	-536,5	-559,9

Fuente: CNE

Por otro lado, sería aconsejable analizar la posibilidad de reconocer por norma los efectos que en la retribución reconocida de las infraestructuras podría tener la asignación mediante mecanismos no concursenciales de determinadas partidas de inversión. En este sentido, se pone de manifiesto los resultados que la supervisión de la CNE realizó y que ha mostrado partidas adjudicadas directamente en el AASS de Castor que pueden haber supuesto costes adicionales para el sistema.

Asimismo, en su caso, se podría incluir en la norma la afectación al coste reconocido de posibles contrataciones externas de actividades de operación y mantenimiento, que se puedan producir sin la existencia de procedimientos competitivos para su adjudicación.

1.3. RETRASO EN LA PUESTA EN SERVICIO DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL MUSEL

La planta de regasificación del Musel tiene una inversión estimada de 380 millones de €, con impacto en los costes regulados de 2013 de 67 millones de €.

Dado que operativamente la planta no es necesaria para el suministro de gas, que tampoco se tiene constancia de que la planta tenga contratado el acceso a la misma, y que la entrada en servicio de la planta del Musel aumentará los problemas por mínimos técnicos en el resto de las plantas de regasificación existentes, se propone retrasar la puesta en servicio de la planta del Musel hasta que la demanda la justifique, lo que podría suponer ahorros en parte de los costes fijos de mantenimiento la planta, por mantenerla parada en caliente.

Los costes regulados por mantenimiento de la planta son de 12,7 millones de €/año. Los ahorros estimados podrían estar entre 3 y 5 millones de €/año dadas las necesidades de mantenimiento de la planta aunque se difiera su puesta en servicio.

En todo caso, dado que el acta de puesta en servicio es un acto reglado integrante de la autorización administrativa en una instalación prácticamente construida, la aplicación de esta medida requeriría una norma con rango de ley, por lo que, finalmente, no se considera dentro de las medidas adoptadas.

1.4. PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE (CONFIDENCIAL)

Adicionalmente a las infraestructuras de regasificación, tanto nuevas como ampliaciones, que se incluyen con carácter obligatorio en la Planificación, existe un proyecto de CONFIDENCIAL para construir una planta de regasificación y dos tanques de almacenamiento de GNL. La planta de regasificación de CONFIDENCIAL ha solicitado la exención de la obligación de permitir el acceso a terceros no participantes en el proyecto de la instalación. El pasado mes de septiembre de 2011, la CNE emitió un dictamen sobre la solicitud de exención de la planta de ENERGAS para que desde el Ministerio de industria, Energía y Turismo se adopte la decisión formal. Esta decisión deberá ser posteriormente ratificada por la Comisión Europea.

Esta planta que, en todo caso, debe ser ajena al sistema económico regulado, y en consecuencia, no debe ser retribuida por el sistema gasista, puede afectar al mismo en tanto suponga una detracción de demanda futura de las otras plantas reguladas y, en consecuencia, una disminución de los ingresos regulados. En este sentido, debe tenerse en consideración su posible interrelación con las medidas que se están adoptando en las instalaciones ya planificadas.

1.5. CONVERGENCIA DE TASA INTERNA DE RENTABILIDAD DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS: REDUCCIÓN DESDE 375 A 200 PUNTOS BÁSICOS Y ELIMINACIÓN DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN DEL 2,5% AL 0%

El Real Decreto 326/2008 y las Ordenes ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006 establecen que la retribución financiera de las inversiones se determina mediante la aplicación de una tasa financiera de retribución (TR) calculada en referencia al tipo de interés de las obligaciones del Estado a 10 años más una prima, que tiene diferente valor para cada actividad regulada: en transporte es de 375 puntos básicos, en regasificación y AASS 350 puntos básicos.

Asimismo, el RD 326/2008 establece adicionalmente una tasa de actualización (TA) que aplica al valor del inmovilizado neto a considerar.

Se estima que los valores aplicados de la tasa financiera y la retribución financiera difieren de los costes financieros reales de las empresas. Así, para los proyectos de transporte que se terminen en 2012, la inversión asociada obtendría una TIR del 11,4% antes de impuestos, cuando las obligaciones del Estado a 10 años cotizan entre el 4,5% y el 5,5%.

En consecuencia, en tanto en cuanto no se disponga de los costes financieros y de capital reales del sector (WACC), que sirva de base para establecer el TIR regulado, se propone actualizar el valor de la tasa interna de rentabilidad TR con la que se calcula la retribución financiera de las actividades reguladas, así como la tasa de actualización TA.

En concreto, esta medida propone reducir a partir de 2012 el diferencial que se utiliza para el cálculo de la retribución financiera de 375 o 350 puntos básicos al valor de 200, valor considerado

más próximo al valor de mercado, para la retribución de actividades reguladas, y, adicionalmente, se propone la eliminación de la tasa de actualización del 2,5%.

Esta medida afecta a las instalaciones de regasificación y de almacenamiento subterráneo, y a las instalaciones de transporte puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

El impacto económico estimado de la medida se indica en el siguiente cuadro.

Cuadro 8. Impacto económico convergencia de la tasa de retorno y eliminación tasa de actualización

Revisión de la TR y Tasa del 2,5% del RD 326/2008 Transporte PEM>2008	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto Anual (M€)	19	47	60	75	86
Impacto Acumulado (M€)	19	66	126	201	287

Revisión de la TR de los AASS (reducción Spread a 200pbb)	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto Anual (M€)	23	30	27	25	22
Impacto Acumulado (M€)	23	53	80	105	126

Revisión de la TR de Plantas Regasificación (reducción Spread a 200pbb)	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto Anual (M€)	25	28	24	20	16
Impacto Acumulado (M€)	25	53	77	98	113

Fuente: CNE

Medida regulatoria: modificar el Real Decreto 326/2008, y las Órdenes ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006. Aplicación: desde el año 2012.

2. RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Aunque la proporción del coste reconocido a la actividad de distribución de gas natural respecto al resto de actividades reguladas ha ido disminuyendo desde el comienzo de la liberalización, aún supone cerca de la mitad de los costes regulados del sector gasista.

El marco retributivo de la distribución de gas se estableció en la Orden ECO 301/2002 y desde entonces, aunque la citada orden fue derogada por la Orden ECO/31/2004, no ha sido objeto de modificación la metodología que establece la retribución de la distribución contraviniendo de esta forma el criterio establecido en el Real Decreto 949/2001, que establecía periodos de cuatro años para la actualización del sistema retributivo.

Para mayor abundamiento, es preciso señalar que la distribución de gas es la única actividad regulada gasista cuyo marco retributivo no ha sido objeto de revisión.

Así, el cálculo inicial de la retribución tuvo en cuenta los activos en servicio y los costes de operación y mantenimiento en el año 2000. Sin embargo, desde entonces no se ha tenido en consideración, ni se ha revisado en consecuencia, cuál es el grado de amortización de dichos activos ni cuáles son los costes actuales de operación y mantenimiento (O&M). Esto es, desde 2002 se mantienen dentro de la base regulatoria de activos aquellos que puedan estar totalmente amortizados.

Con el objeto de que la actividad de distribución también contribuya a moderar la evolución de los costes regulados en función de las eficiencias y economías de escala alcanzadas, y, en aplicación de lo dispuesto en los artículos 15 y 20.5 del Real Decreto 949/2001, en lo relativo al reparto de la mejora de la productividad y su repercusión en parte a los usuarios y consumidores, a

continuación se propone una medida que ha de permitir trasladar parte de los beneficios derivados de las eficiencias obtenidas en el desempeño de la actividad al consumidor final.

Esta medida, se podrá aplicar, en tanto en cuanto, no se disponga de la revisión de la retribución de la actividad de distribución de gas natural antes mencionada.

2.1. REVISIÓN DE LOS PARÁMETROS DE EFICIENCIA DEL ÍNDICE DE ACTUALIZACIÓN ANUAL DE LA RETRIBUCIÓN

Es tradicional en el sector energético la incorporación de índices de actualización de precios que aplicados sobre la retribución reconocida incrementan los costes regulados. Así, por ejemplo, el IPH es un factor que se utiliza, o ha sido utilizado, para la actualización anual de la retribución reconocida de la actividad de distribución y la retribución reconocida de la actividad de transporte por activos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008, artículos 3 y 18 de la Orden ITC/3993/2006.

Sin embargo, las economías avanzadas tienden a desligar retribuciones con respecto a índices de precios, puesto que estos índices no tienen por qué responder a variaciones en la productividad de los procesos.

Por ello, y puesto que en contextos de crisis económica y recesión puede ser más acuciante aún el abandono de estas indexaciones entre retribuciones y precios, a continuación se propone la medida de abandonar dichas indexaciones para distribución.

La medida propone modificar del factor de actualización $(1+IPH_j \cdot f)$ asignándole a partir de 2012 el valor cero al producto $IPH_j \cdot f$.

El impacto económico estimado de la medida se indica en el siguiente cuadro.

Cuadro 9. Impacto económico revisión factor “f” actividad distribución

Revisión factor “f” Actividad Distribución (IPH=0)	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto Anual (M€)	20	66	91	122	155
Impacto Acumulado (M€)	20	86	176	298	453

Fuente: CNE

Medida regulatoria: modificar la Orden ITC 3993/2006. Aplicación: desde el año 2012.

3. REVISIÓN DE TASAS/PRECIOS PARA LA FINANCIACIÓN DE LA CNE.

Se propone la adaptación de las tasas y precios para la financiación de la CNE, de acuerdo con el remanente de ingresos previsto por la CNE.

El impacto económico de la revisión de la tasa sobre peajes de gas natural podría proporcionar 0,7 M€ de ahorro anual respecto al coste de financiación de la CNE estimado en el escenario base.

II.2 MEDIDAS SOBRE LOS INGRESOS DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

Una vez analizadas las medidas sobre los costes de las actividades, en este epígrafe se analizan las posibles actuaciones en los ingresos sobre las actividades reguladas.

Estas medidas pueden tener un impacto significativo a corto plazo en la eliminación del déficit.

1. ELIMINACIÓN DEL PEAJE TEMPORAL PARA ANTIGUOS USUARIOS DE LA TARIFA PARA MATERIA PRIMA

Una adecuada regulación es aquella que garantiza la ausencia de discriminación entre agentes así como la eliminación de subsidios cruzados entre actividades.

En consecuencia, todos los usuarios del sistema deben sufragar los costes del servicio prestado por el sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento, evitando subsidios cruzados en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente.

En este sentido, el artículo 13 del Reglamento CE/715/2009 establece lo siguiente: *“Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas, al mismo tiempo que evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red y proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte”.*

El actual peaje para antiguos usuarios de la tarifa de gas como materia prima no recoge los costes imputados en el resto de peajes, existiendo un subsidio cruzado del resto de usuarios hacia este peaje. Por consiguiente, se propone la inmediata eliminación de dicho peaje.

El impacto económico en el déficit tarifario en un año se estima en 17,4 millones de €, pudiendo ser para 2012 de unos 8,7 millones de € si se aplicara en la mitad del año.

Medida regulatoria: Eliminar el peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa de materia prima. Tipo de actuación: modificar la Orden IET/3587/2011 que ha prorrogado este peaje hasta el 1 de enero de 2013.

2. REVISIÓN DEL PEAJE APLICABLE A LOS CONTRATOS DE ACCESO DE DURACIÓN INFERIOR A UN AÑO

La regulación actual establece que a los contratos de acceso a las instalaciones de regasificación y de transporte y distribución por periodos inferiores a un año se les aplicará unos coeficientes, sobre el término fijo de caudal de los peajes correspondientes. Dichos coeficientes son superiores a la unidad para los meses de octubre a marzo (periodo de invierno) y tienen un valor inferior a uno en los meses de abril a septiembre.

En resumen, esta disposición facilita que los consumidores de gas puedan pagar un precio inferior por el uso de las instalaciones del sistema gasista al establecido para los contratos con una duración superior al año.

Sin embargo, los costes de las infraestructuras no dependen significativamente de su uso al ser sus costes fundamentalmente de inversión por dotar al sistema de capacidad adicional y tener unos costes de operación y mantenimiento relativamente pequeños. Ello ocasiona menores ingresos por peajes sin una disminución paralela de los costes. De manera adicional, hay que tener en cuenta que los contratos de corto plazo incrementan los costes de gestión de los titulares de las instalaciones.

Este peaje está pensado para consumos puntuales, sin embargo, el uso que se está haciendo actualmente de este peaje en generación eléctrica se aleja del objetivo del mismo. Esto está generando unos menores ingresos al sistema que son significativos.

Así, en 2011 los suministros de gas en contratos de duración inferior al año alcanzan los 51 TWh, un 14% del total del consumo de 373 TWh.

En los contratos de acceso de duración inferior a un año, hay que distinguir entre aquellos que se aplican a las instalaciones de regasificación o de reserva de capacidad al sistema de transporte y distribución, o cuando se aplican al término de conducción. Es en este último caso cuando mayor perjuicio económico se ocasiona al sistema debido a que: el término de conducción está individualizado para cada consumidor, que este término recupera también costes de transporte, y que la inversión realizada para llevar el gas al consumidor puede estar infrutilizada.

Por consiguiente, se propone establecer unos nuevos coeficientes específicos para aplicar al término de conducción, con un valor mínimo de 1 para el peaje mensual y de 0,04 para el peaje diario.

Con el objeto de calcular el impacto derivado de la modificación de los peajes de corto plazo sobre los ingresos del sistema, se ha procedido a aplicar los nuevos coeficientes propuestos a los contratos de corto plazo formalizados en 2010 y 2011 entre los meses de abril y septiembre, procediendo a recalcular la facturación por caudal.

Aplicando dicho procedimiento se estima que se incrementarían en 37 millones de € los ingresos al sistema en 2011 y en 23 millones de € en 2010. Tomado el dato del último año se estima un impacto económico de la medida de 37 millones de € al año.

Medida regulatoria: establecer unos nuevos coeficientes específicos para aplicar al término de conducción, con un valor mínimo de 1 para el peaje mensual y de 0,04 para el peaje diario. Adicionalmente, supervisar los incentivos de contratación a corto plazo que desvirtúan la contratación a un año y que pueden suponer una menor recaudación. Tipo de actuación: Orden Ministerial.

3. REVISIÓN DEL PEAJE INTERRUMPIBLE

Los peajes deben responder al principio general de ser reflejo de los costes por el uso de la red, de modo que si existe un peaje interrumpible menor que el equivalente firme, el descuento asociado al servicio interrumpible debe vincularse a la probabilidad de interrupción y a la duración de la misma, o en su caso, al ahorro en inversión de infraestructura.

De acuerdo con la información disponible en la CNE, desde el mes de marzo de 2005, hasta la actualidad, no ha sido necesario recurrir en ninguna ocasión a la aplicación de interrumpibilidad como medida de gestión de la demanda en el sistema gasista español.

La valoración económica muestra que los descuentos anuales derivados de los peajes interrumpibles en los últimos cuatro años oscilan entre 14 y 34 millones de euros al año.

El coste total para el sistema ha superado los 100 millones de euros desde el año 2006.

Cuadro 10. Comparación de facturación interrumpible Vs Firme

Comparación de facturación interrumpible vs firme (Millones de €)			
Periodo	Facturación Peaje Interrumpible	Simulación Facturación Peaje Firme	Diferencia (Interr. – Firme)
1/10/2006 al 30/9/2007	8,08	21,92	13,84
1/10/2007 al 30/9/2008	14,06	43,80	29,74
1/10/2008 al 30/9/2009	9,94	32,58	22,64
1/10/2009 al 30/9/2010	16,41	50,37	33,96
1/10/2010 al 28/2/2011*	11,15	20,63	9,48
TOTAL	59,64	169,29	109,66

*Nota: el periodo actual (1/10/2010 a 30/09/2011) contiene únicamente la facturación existente hasta el 28/02/2011 al ser esta la última información disponible en el momento de la elaboración del estudio. Fuente: CNE

Para los próximos años, el grado de cobertura del sistema gasista español será mejor que en años anteriores, dado el estancamiento de la demanda de gas y la puesta en marcha de varias ampliaciones y refuerzos de la red.

Al disponerse de una mayor cobertura, el riesgo de interrupción de los consumidores interrumpibles en el sistema gasista español es actualmente muy bajo, por lo que deberían reducirse los descuentos aplicados a este peaje, o bien reducir la oferta (cantidad) de peaje interrumpible.

En definitiva, teniendo en cuenta la baja probabilidad de interrupción actual en España, una de las alternativas más adecuadas para la regulación de la interrumpibilidad podría ser el establecimiento de un peaje interrumpible igual al peaje firme.

La aplicación de esta medida supondría un ahorro de costes para el sistema de alrededor 20 millones de € por año. Para 2012, se estima en la mitad dicho impacto económico.

Medida regulatoria: teniendo en cuenta la baja probabilidad de interrupción actual en España establecer un peaje interrumpible igual al peaje firme. Modificación de la orden ministerial de peajes, o alternatively suspender la asignación anual del GTS de capacidad interrumpible. En cualquier caso, su aplicación en 2012 sería a partir de octubre cuando finaliza la asignación actual del peaje interrumpible.

4. ESTABLECER COMO INGRESO LIQUIDABLE LOS INGRESOS POR VENTA DE CRUDO O CONDENSADOS PROCEDENTES DE LOS NUEVOS AASS.

El AASS de Castor se ha construido aprovechando la estructura geológica de un antiguo yacimiento de crudo abandonado. La próxima utilización de dicha estructura como almacenamiento subterráneo de gas natural abre la posibilidad de recuperar parte del crudo que pudiera estar allí ubicado.

Dadas las posibilidades económicas de su extracción, en particular en fases de precio del petróleo alto, y dado que es un almacenamiento básico dentro del sistema regulado gasista y retribuido por éste, se considera necesario analizar jurídicamente la posibilidad de modificar la concesión de explotación para el almacenamiento subterráneo de gas natural denominado «Castor»; de manera que, al menos, parte de los posibles beneficios derivados de la extracción de hidrocarburos líquidos pudieran destinarse a la retribución de las actividades reguladas del sistema gasista, esto es, en definitiva, al consumidor final.

Similar medida regulatoria sería extensible al resto de los nuevos almacenamientos subterráneos, tal como el almacenamiento de Marismas, en caso de que se tuviera constatación de producción de otros hidrocarburos.

Propuesta regulatoria: modificar el Real Decreto 855/2008, para declarar ingreso liquidable para el sistema gasista el porcentaje que se determine sobre la facturación por ventas del crudo que se pueda extraer del AASS de Castor.

5. AMPLIACIÓN DE LAS RESERVAS MÍNIMAS DE GAS EN LOS AASS

El artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, recogía unas obligaciones de existencias mínimas de gas de 35 días. El artículo 38 de la Ley 12/2007, modificó este artículo indicando que el Gobierno determinaría, en función de las disponibilidades del sistema, el número de días equivalentes de existencias mínimas. Dicha cifra se redujo puesto que no se disponía de suficiente capacidad para cumplir con los 35 días en las infraestructuras de almacenamiento, hasta los 20 días actualmente dispuestos.

En el siguiente cuadro se muestra un análisis relativo al número de días de existencias mínimas estratégicas y operativas. Se parte del Escenario CNE considerado para la demanda de gas en el horizonte 2012-2020 mostrado en los epígrafes previos, sobre el que se aplican los criterios de asignación establecidos en el artículo 4 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre. Esto da un total de capacidad requerida de los AASS. Comparando dicha capacidad con la capacidad útil de los AASS prevista en el mismo horizonte, da lugar a una capacidad restante en los AASS, que podría ser utilizada para elevar el número de días de existencias mínimas.

En concreto, y tal y como se observa en la siguiente figura, se obtendría que ya en 2013 se podrían aumentar las existencias mínimas en 6 días, aumentando luego paulatinamente este número de días hasta los 15 en 2019. En resumen, en el periodo 2013-2020, se podrían elevar las existencias mínimas en doce días adicionales como promedio, respecto a los 20 actualmente dispuestos.

Cuadro 11. Posibilidad de aumentar las existencias mínimas de gas natural.

<i>Escenario. Demanda CNE</i>		2012	2013	2014	2015	2016
DEMANDAS DE GAS (GWh)	Demanda Total	371.195	424.634	435.134	443.134	447.634
	Demanda Firme	358.836	412.275	422.775	430.775	435.275
	<i>Demanda T.U.R.</i>	39.981	42.795	45.589	46.237	47.209
	Demanda Interrumpible	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359
CAPACIDADES REQUERIDAS EN AASS SEGÚN DEMANDAS (GWh)	Capacidad 20 días <u>ventas firmes</u> Existencias Estratégicas	20.071	19.662	22.590	23.166	23.604
	Capacidad 10 días <u>ventas totales</u>	10.559	10.170	11.634	11.921	12.141
	Capacidad 30 días <u>ventas TUR</u>	3.362	3.286	3.517	3.747	3.800
	Capacidad a subastar (considerada cte)	4.122	4.122	4.122	4.122	4.122
	TOTAL	38.113	37.240	41.864	42.956	43.667
	CAPACIDAD ÚTIL DISPONIBLE EN AASS (GWh)	Gaviota	18.341	18.341	18.341	18.341
Serrablo		9.728	9.728	9.728	9.728	9.728
Yela		1.221	6.106	7.327	8.548	9.769
Cástor		7.560	7.560	15.119	15.119	15.119
Marismas		837	1.675	2.512	3.349	6.978
TOTAL		37.687	43.409	53.027	55.085	59.935
CAPACIDAD RESTANTE DISPONIBLE PARA EXISTENCIAS ESTRATÉGICAS EXTRA	Capacidad restante (GWh)	-426,21	6.168,89	11.163,37	12.129,22	16.268,13
	Nº días extra de Existencias Estratégicas sobre dispuestos actualmente	capac. Ajustada	6	10	10	14

Fuente: CNE

Esta medida incrementa el nivel de existencias mínimas con respecto a las existentes actualmente y que ya fueron objeto de análisis por parte de esta Comisión en su informe 31/2011. A pesar de que este incremento de obligaciones de existencias mínimas puede no ser preciso por razones estrictas de seguridad sí se justifican por la necesidad de retribuir económicamente la inversión realizada por los promotores de los nuevos AA.SS., garantizando así su suficiencia de ingresos.

En consecuencia se propone elevar el número de días de existencias mínimas de 20 hasta 30 días en 2014. Ello supondría el impacto económico por elevación de ingresos por canon de AASS mostrado en la siguiente figura:

Cuadro 12. Impacto económico por aumentar las existencias mínimas de gas natural.

En Millones de Euros	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Incremento Ingresos por Ampliación de las reservas estratégicas	0	0	18	36	55

Fuente: CNE

Medida regulatoria: Elevación del número de días de existencias mínimas desde los actuales 20 días hasta los 30 días en 2014.

II.3 VALORACIÓN DE LAS MEDIDAS

A continuación se analiza la valoración del impacto económico de las medidas en la retribución reconocida así como su impacto por grupo empresarial.

1. VALORACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE LAS MEDIDAS

En las figuras siguientes, se recoge el impacto económico de las medidas propuestas sobre el escenario base de ingresos y costes regulados, así como la evolución del déficit en el periodo 2012-2016.

Cuadro 13. Impacto económico de las medidas analizadas

MEDIDAS CORRECTORAS DÉFICIT M€año	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL PERIODO
Revisión factor "f" Actividad Distribución (IPH=0)	20	66	91	122	155	453
Revisión de TR y Tasa del 2,5% del RD 326/2008 (Tpte PEM>2008+Regas+AASS)	67	105	111	120	123	527
Modificación de Amortización AASS de 10 a 20 años	0	89	81	74	67	311
Revisión Activos Planificación Pendientes Autorización	0	2	42	111	117	272
Modificación Peajes Corto Plazo	19	38	38	39	40	172
Modificación Peaje Interrupible	10	20	21	21	21	93
Modificación Peajes Materia Prima	9	18	18	18	19	81
Ampliación de 20 a 30 días reservas estratégicas	0	0	18	18	19	55
TOTAL MEDIDAS CORRECTORAS Millones de €año	124	337	419	523	560	1.964
TOTAL MEDIDAS CORRECTORAS ACUMULADAS	124	461	880	1.404	1.964	

Fuente: CNE

En el cuadro siguiente se muestra el impacto económico de cada una de las medidas propuestas, agrupadas conforme a la actividad sobre la que inciden.

Cuadro 14. Impacto económico de las medidas analizadas por actividad

Impacto ANUAL (M€)	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL PERIODO MEDIDAS CORRECTORAS
TRANSPORTE	19	49	102	183	197	550
Revisión Planificación 2008-2016	0	2	42	108	110	263
Revisión de la TR y Tasa del 2,5% del RD 326/2008 (Tpte PEM>2008)	19	47	60	75	86	287
REGASIFICACIÓN	25	28	24	23	22	122
Revisión Planificación 2008-2016	0	0	0	3	6	9
Revisión de la TR	25	28	24	20	16	113
AASS	23	119	109	99	89	437
Modificación de Amortización AASS de 10 a 20 años	0	89	81	74	67	311
Revisión de la TR	23	30	27	25	22	126
DISTRIBUCIÓN	20	66	91	122	155	453
Revisión factor "f" Actividad Distribución (IPH=0)	20	66	91	122	155	453
CONSUMIDORES	37	76	94	96	98	401
Supresión Peajes Materia Prima	9	18	18	18	19	81
Supresión Peajes Corto Plazo	19	38	38	39	40	172
Supresión Peaje Interrupible	10	20	21	21	21	93
Incremento Ingresos por Ampliación de las reservas estratégicas	0	0	18	18	19	55
TOTAL	124	337	419	523	560	1.964

Fuente: CNE

Como se infiere del cuadro anterior las medidas propuestas inciden en un mayor grado en la actividad de transporte. Sin embargo, aproximadamente la mitad del impacto se debe al aplazamiento de instalaciones de transporte y regasificación que no disponen en la actualidad de autorización administrativa (y que no han de ser consideradas como imprescindibles), por lo que no se refieren a costes ya incurridos.

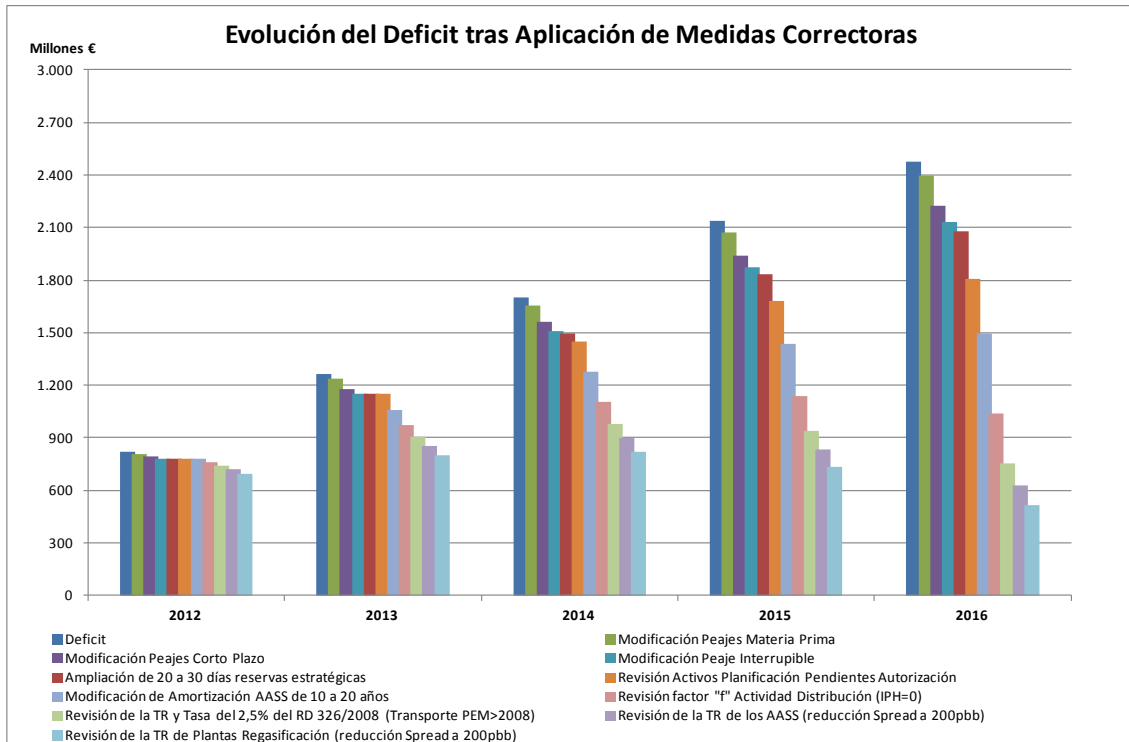
Por otro lado, en el cuadro siguiente se muestra el impacto en el déficit de la aplicación sucesiva de cada una de las medidas.

Cuadro 15. Estimación del Impacto Económico de las Medidas Correctoras en el Déficit del Caso Base

En Millones de Euros	2012	2013	2014	2015	2016
Deficit	818	1.264	1.700	2.138	2.479
% sobre Retribución Anual	25%	36%	46%	56%	63%
Deficit tras Medidas Propuestas					
Modificación Peajes Materia Prima	810	1.237	1.656	2.075	2.398
Modificación Peajes Corto Plazo	791	1.181	1.562	1.942	2.226
Modificación Peaje Interrupible	781	1.151	1.511	1.871	2.132
Ampliación de 20 a 30 días reservas estratégicas	781	1.151	1.493	1.835	2.078
Revisión Activos Planificación Pendientes Autorización	781	1.149	1.449	1.679	1.806
Modificación de Amortización AASS de 10 a 20 años	781	1.060	1.279	1.435	1.495
Revisión factor "f" Actividad Distribución (IPH=0)	761	975	1.103	1.137	1.042
Revisión de la TR y Tasa del 2,5% del RD 326/2008 (Transporte PEM>2008)	742	909	977	936	755
Revisión de la TR de los AASS (reducción Spread a 200pbb)	719	856	897	831	628
Revisión de la TR de Plantas Regasificación (reducción Spread a 200pbb)	694	802	819	734	515
% sobre Retribución Anual	21%	23%	22%	19%	13%

Fuente: CNE

Gráfico 8. Evolución del Déficit tras Aplicación de Medidas Correctoras



Fuente: CNE

A partir de los datos anteriores, se observa que, la aplicación de las medidas indicadas supondría llevar al sistema gasista a un déficit del orden del 13% de la retribución anual de 2016. Y ello, sin incremento de peajes más allá de los derivados de la inflación prevista.

Para paliar y anular el déficit anual anteriormente mostrado, se precisaría aplicar un incremento adicional de los peajes. Las variaciones porcentuales que deberían experimentar los peajes en el periodo 2012-2016 para atenuar y anular el déficit serían las mostradas en el siguiente cuadro. (A efectos aclaratorios, es preciso hacer notar que a comienzos de 2012 hubo un incremento de los peajes de un 4,4%).

Cuadro 16. Comparación de Evolución de Déficit, según Escenario sin, o con aplicación de medidas correctoras y variación de los Peajes y Cánones

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Escenario Base (EB)						
Variación de Peajes (Variación Interanual IPC _{Oct Año Anterior})		4,4%	1,5%	1,2%	2,0%	2,0%
Evolución Déficit (M€)	499	818	1.264	1.700	2.138	2.479
EB+ΔPeajes Constante para Déficit 0 en 2015						
Variación de Peajes		9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	-14,0%
Evolución Déficit (M€)	499	769	835	581	0	0
EB+ΔPeajes Constante para Déficit 0 en 2016						
Variación de Peajes		7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Evolución Déficit (M€)	499	817	997	939	652	0
EB + Aplicación Medidas						
Variación de Peajes (Variación Interanual IPC _{Oct Año Anterior})		4,4%	1,5%	1,2%	2,0%	2,0%
Evolución Déficit (M€)	499	694	802	819	734	515
EB + Aplicación Medidas+ΔPeajes Constante para Déficit 0 en 2015						
Variación de Peajes		4,4%	5,2%	5,2%	5,2%	-13,7%
Evolución Déficit (M€)	499	694	691	459	0	0
EB + Aplicación Medidas+ΔPeajes Constante para Déficit 0 en 2016						
Variación de Peajes		4,4%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
Evolución Déficit (M€)	499	694	754	660	420	0
EB + Aplicación Medidas+ΔPeajes para Equilibrio en cada Ejercicio						
Variación de Peajes		35,7%	-16,4%	-1,4%	-1,1%	-1,7%
Evolución Déficit (M€)	499	0	0	0	0	0

Fuente: CNE

Del cuadro anterior se extraen las siguientes conclusiones:

1. En el escenario base sin aplicación de ninguna medida de las señaladas en los epígrafes previos, y solo con un incremento de peajes igual al IPC previsto, se incrementaría el déficit en el periodo, alcanzando un valor de 2.479 millones de euros en 2016.
2. Sin aplicar ninguna medida, para alcanzar un déficit cero en 2015 sería preciso incrementar un 9,4% los peajes anualmente durante los cuatro primeros años.
3. Sin aplicar ninguna medida, para alcanzar un déficit cero en 2016 sería preciso subir un 7,5% los peajes durante los cinco primeros años.
4. La aplicación de las medidas consideradas en los epígrafes previos, con solo un incremento de peajes conforme a la inflación estimada, supondría un déficit de 515 M€ en 2016.
5. La aplicación de las citadas medidas con un incremento de peajes del 5,2%, anualmente desde 2013 a 2015, producirían un déficit nulo en 2015.
6. La aplicación de las citadas medidas con un incremento de peajes del 3,1%, anualmente desde 2013 a 2016, producirían un déficit nulo en 2016.
7. Para lograr una suficiencia tarifaria ya desde 2012 tras la aplicación de las medidas, se precisaría un incremento de peajes en 2012 del 35,7%; pero, por su efecto acumulativo, su aplicación produciría una significativa disminución de los peajes en los años subsiguientes.

En consecuencia, el conjunto de medidas analizado en los epígrafes previos junto con un incremento de los peajes asociado, permitirían cumplir un objetivo de déficit nulo en el periodo considerado.

Adicionalmente, es preciso analizar cuáles serían las afectaciones económicas derivadas de las medidas recomendadas en los epígrafes previos, a cada uno de los sujetos que perciben retribuciones reguladas.

2. VALORACIÓN DE LA AFECCIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS POR ACTIVIDAD REGULADA

En el cuadro siguiente se muestra el resumen de la afección económica de las medidas anteriores por actividad regulada.

Cuadro 18. Impacto de las medidas correctoras por actividad regulada

Impacto ANUAL (M€)	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL PERIODO MEDIDAS CORRECTORAS	% MEDIDAS CORRECTORAS SOPORTADO	IMPACTO MEDIO ANUAL	RETRIBUCIÓN MEDIA ANUAL 2012-2016	% S/ RETRIBUCIÓN MEDIA ANUAL 2012-2016
TRANSPORTE	19	49	102	183	197	550	28%	110	1.049	10%
Revisión Planificación 2008-2016	0	2	42	108	110	263	13%	53		5%
Revisión de la TR y Tasa del 2,5% del RD 326/2008 (Tpte PEM>2008)	19	47	60	75	86	287	15%	57		5%
REGASIFICACIÓN	25	28	24	23	22	122	6%	24	493	5%
Revisión Planificación 2008-2016	0	0	0	3	6	9	0%	2		0%
Revisión de la TR y Tasa del 2,5% del RD 326/2008 (Regas)	25	28	24	20	16	113	6%	23		5%
AASS	23	119	109	99	89	437	22%	87	417	21%
Modificación de Amortización AASS de 10 a 20 años	0	89	81	74	67	311	16%	62		15%
Revisión de la TR y Tasa del 2,5% del RD 326/2008 (AASS)	23	30	27	25	22	126	6%	25		6%
DISTRIBUCIÓN	20	66	91	122	155	453	23%	91	1.582	6%
Revisión factor "I" Actividad Distribución (IPH=0)	20	66	91	122	155	453	23%	91		6%
CONSUMIDORES	37	76	94	96	98	401	20%	80		
Supresión Peajes Materia Prima	9	18	18	18	19	81	4%	16		
Supresión Peajes Corto Plazo	19	38	38	39	40	172	9%	34		
Supresión Peaje Interrupible	10	20	21	21	21	93	5%	19		
Incremento Ingresos por Ampliación de las reservas estratégicas	0	0	18	18	19	55	3%	11		
TOTAL	124	337	419	523	560	1.964				

Fuente: CNE

Como se observa del cuadro anterior el impacto medio anual de las medidas correctoras por actividad regulada es algo mayor para el transporte con 110 M€, si bien la mitad de este impacto es debido al retraso de instalaciones planificadas, no teniendo por tanto incidencia en costes ya incurridos. El siguiente impacto es en la distribución con 91 M€, y de los almacenamientos subterráneos, con 87 M€; aunque, porcentualmente la afección económica sobre estos últimos es más significativa, de un 21% sobre su retribución regulada.

En definitiva, la aplicación de las medidas anteriormente reseñadas, junto un incremento de peajes del 3,1% en los cuatro primeros años, permitirían alcanzar un déficit nulo en 2016.

III. MEDIDAS CON IMPACTO ECONÓMICO A MEDIO PLAZO Y MEJORAS DE EFICIENCIA

A continuación se relacionan una serie de medidas que pueden tener un impacto a medio plazo en la sostenibilidad económica del sistema gasista y de mejora de su eficiencia.

Aunque no se cuantifica el impacto económico de estas medidas su utilidad y afección al sistema gasista pueden ser, asimismo, relevantes.

III.1 MEDIDAS RELATIVAS AL DESARROLLO DE METODOLOGÍAS DE TARIFA Y RETRIBUCIÓN

1. APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA TARIFARIA

Tal y como establece la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, todavía no transpuesta en España, la CNE debería establecer los peajes de acceso o al menos las metodologías que sirven para su cálculo.

Se considera necesario que los peajes de acceso sean el resultado de aplicar una metodología establecida por la CNE, objetiva, transparente y no discriminatoria, y, que proporcione señales de eficiencia tanto en los costes de las actividades reguladas como en la utilización de las infraestructuras por parte de los usuarios. En este sentido es necesario destacar la importancia de dar a los usuarios de la red gasista libertad para reservar capacidad de entrada y salida independientemente, como establece el Reglamento (CE) nº 715/2009.

Para ello se debe asignar dicha función a la CNE, así como dotarle de las herramientas necesarias para proponer la retribución de las actividades reguladas, a través, en su caso, del establecimiento de una contabilidad regulatoria de costes que permita establecer tanto la base retributiva de activos y los costes estándares como la metodología de cálculo los parámetros de eficiencia.

Adicionalmente, para que los peajes sean el resultado de la aplicación directa de una metodología asignativa de costes, éstos deben ser suficientes y cubrir de forma aditiva todos los costes de acceso.

En consecuencia, se considera fundamental que la CNE, como sucede con la mayoría de los reguladores europeos, sea la responsable de establecer una metodología integral, objetiva y transparente para el establecimiento de peajes de acceso a las redes que integre tanto la metodología de cálculo de la retribución de cada una de las actividades reguladas, como la asignación de cada componente de coste a los peajes de acceso, de forma que no existan subvenciones cruzadas ni entre actividades ni entre usuarios, y proporcionando señales de precios que induzcan comportamientos eficientes en costes y en el consumo.

Transitoriamente, se deben revisar los peajes en función de los desajustes existentes, eliminando de esta forma el déficit del sistema y proporcionando una adecuada señal de precios regulados a los consumidores. Para ello es relevante que tanto los ingresos previstos como los costes a reconocer se basen en las mejores previsiones posibles.

Por último, es necesario que los peajes de acceso establezcan de forma independiente de las variaciones previstas del coste de la energía en la tarifa de último recurso, TUR.

Medida regulatoria: Metodología para calcular los peajes de acceso. Establecer como función de la CNE implementar una metodología integral para establecer los peajes de acceso, que comprenda tanto el establecimiento de la retribución de las actividades reguladas como la asignación de la misma a los peajes. Tipo de actuación: Norma con rango de Ley o Real Decreto según alcance de metodología

2. ESTABLECER LA CONTABILIDAD REGULATORIA DE COSTES Y CRITERIOS PARA LA AUDITORIA DE LOS COSTES REGULADOS.

En la actualidad las empresas transportistas y distribuidoras informan a la Administración y a la CNE sobre sus costes e inversiones sin que haya una contabilidad regulatoria de costes que garantice: que la información remitida es coherente con los estados contables auditados de las empresas reguladas, que la información remitida sigue criterios homogéneos para todas las empresas, que los informes de auditoría de inversiones se realizan bajo unos criterios de veracidad suficientes y homogéneos para todas las empresas, que los costes comunes entre actividades reguladas y no reguladas se realizan con criterios razonables, y que las compras de los bienes y servicios necesarios para el desarrollo de las actividades reguladas se realizan a precios de mercado.

En particular, las empresas transportistas están informando sobre el valor real de las inversiones realizadas mediante informes de procedimiento acordados entre el transportista y la empresa

auditora que no garantizan suficientemente la veracidad de los valores de inversión. Con base dichos valores se establece la retribución de las inversiones y se determinan los valores unitarios de inversión y de operación y de mantenimiento.

El Real Decreto 326/2008, estableció en la disposición adicional tercera el mandato a la CNE para el desarrollo de la información regulatoria de costes y la relativa a instalaciones de transporte inventariadas.

En la actualidad la CNE está realizando los trabajos necesarios para disponer de un Sistema de Información Regulatoria de Costes y unas normas de auditoría que permita cumplimentar los citados mandatos.

3. ESTABLECIMIENTO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN DE LOS NUEVOS ACTIVOS EN BASE AL COSTE DE CAPITAL DE LA ACTIVIDAD REGULADA

El Real Decreto 326/2008 y las Ordenes ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006 establecen que la retribución financiera de las inversiones se determina mediante la aplicación de una tasa financiera de retribución (TR) calculada en referencia al tipo de interés de las obligaciones del Estado a 10 años más una prima, que tiene diferente valor para cada actividad regulada: en transporte es de 375 puntos básicos, en regasificación y AASS de 350 puntos básicos.

Asimismo, el RD 326/2008 establece adicionalmente una tasa de actualización (TA) que aplica al valor del inmovilizado neto a considerar.

Se estima que los valores aplicados de la tasa financiera y la retribución financiera difieren de los costes financieros reales de las empresas. Así, para los proyectos de transporte que se terminen en 2012, la inversión asociada obtendría una TIR del 11,4 % antes de impuestos, cuando las obligaciones del Estado a 10 años cotizan entre el 4,5% y el 5,5%.

En consecuencia, se propone analizar los costes financieros y de capital reales del sector (WACC), para actualizar el valor de la TR con la que se calcula la retribución financiera de las actividades reguladas.

Medidas regulatoria: Estudiar los costes financieros y de capital reales del sector del gas natural (WACC). Como consecuencia de dicho estudio, se modificarían el Real Decreto 326/2008 y las Ordenes ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006, para sustituir las actuales TR aplicadas en cada actividad por otros que den un TIR similar al valor del WACC aplicable, y, en su caso, modificar el modelo retributivo de las actividades.

4. REVISIÓN DE LA RETRIBUCION DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

El marco retributivo de la distribución de gas se estableció en la Orden ECO 301/2002 y desde entonces, aunque la citada orden fue derogada por la Orden ECO/31/2004, no ha sido objeto de modificación la metodología que establece la retribución de la distribución contraviniendo de esta forma el criterio establecido en el Real Decreto 949/2001, que establecía periodos de cuatro años para la actualización del sistema retributivo.

Además, es preciso señalar que la distribución de gas es la única actividad regulada gasista cuyo marco retributivo no ha sido objeto de revisión desde entonces. En consecuencia, es necesaria la actualización de la retribución de la actividad de distribución de gas natural.

4.1. REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN TENIENDO EN CUENTA LA AMORTIZACIÓN DE SUS ACTIVOS

El cálculo inicial de la retribución de la distribución de gas natural tuvo en cuenta los activos en servicio y los costes de operación y mantenimiento en el año 2000. Sin embargo, desde entonces no se ha tenido en consideración, ni se ha revisado en consecuencia, cuál es el grado de amortización de dichos activos ni cuáles son los costes actuales de operación y mantenimiento (O&M). Esto es, desde 2002 se mantienen dentro de la base regulatoria de activos aquellos que puedan estar totalmente amortizados.

Respetando que la retribución de las actividades reguladas debe permitir la recuperación de aquellos costes de inversión prudentemente incurridos, sin embargo, no es razonable seguir sufragando en su totalidad una retribución de aquellos activos que estén parcial o totalmente amortizados.

Por consiguiente, se considera necesario revisar tanto el grado de amortización de los activos dentro de la base de activos reconocida en 2000, como adecuar la retribución por amortización y la retribución financiera al grado de amortización de los mismos.

4.2. REVISIÓN DE LOS COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

De análoga forma a la revisión indicada en el epígrafe previo relativa a las inversiones realizadas, se ha de revisar los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución de gas natural, de manera que tal como indica el RD 949/2001 en su artículo 15, se incentive una gestión eficaz, y la mejora de la productividad sea repercutida en parte a los usuarios y consumidores.

En consecuencia, y en coherencia con lo indicado se propone analizar las mejoras de productividad en los costes de operación y mantenimiento en cada empresa distribuidora, desde 2002 hasta 2011, para, en su caso, repercutirlas a los consumidores y usuarios. Todo ello, amparado por la norma que establece que el sistema de actualización de la retribución ha de realizarse cada cuatro años.

Medida regulatoria: efectuar el estudio para incorporar en el sistema retributivo las ganancias derivadas de la amortización de activos, así como las mejoras por la ganancia de eficiencia en los costes de operación y mantenimiento habidas en la actividad de distribución en cada empresa distribuidora, desde 2002 hasta 2011.

5. REVISIÓN DE LOS VALORES UNITARIOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS.

Los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de la actividad de transporte han sido revisados mediante la ITC/3520/2009 donde tras los necesarios estudios y análisis el valor fue disminuido en un 33%. Dichos valores revisados se han aplicado en el periodo 2008-2012, por lo que pasados cuatro años, tal como indica la norma, puede ser necesario realizar una revisión de los mismos.

Los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de la actividad de regasificación fueron revisados mediante la ITC/3128/2011 para aplicarse el nuevo modelo en el año 2012. Los estudios y análisis realizados tomaron datos hasta el año 2008, por lo que también sería necesario realizar una revisión de los mismos para el año 2013 y siguientes.

Los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de la actividad de los AASS de Gaviota y Serrablo han sido revisados mediante la ITC/3128/2011 para aplicarse el nuevo modelo desde el año 2009. Los estudios y análisis realizados tomaron datos hasta el año 2008, por lo que, asimismo, podría ser necesario realizar una revisión de los mismos para el año 2013 y siguientes.

Dado que los valores unitarios son individualizados por cada AASS, y que a lo largo de 2012 irán entrando en servicio los nuevos AASS de Castor, Yela, y Marismas, sería adecuado que el estudio de los costes de O&M se realizara una vez inyectado el gas colchón y con al menos un año completo de funcionamiento de los almacenamientos.

Por otro lado, en los análisis de costes realizados hasta la fecha se ha observado que al estar definidos de una manera tan genérica qué costes han de ser retribuidos, las empresas incluyen costes de manera subjetiva, costes que quizá puedan ser ajenos a una correcta retribución regulada.

Medidas regulatoria: revisión de los valores unitarios de inversión y O&M de las actividades de transporte, regasificación y AASS.

III.2 MEDIDAS SOBRE LA PLANIFICACIÓN (2012-2020) Y LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE GAS

La Orden ITC/734/2010 inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de gas natural, con lo que de hecho se inicia el proceso de revisión de la Planificación aprobada 2008-2016. Actualmente, una vez finalizado el proceso de consultas con las CCAA, el borrador elaborado se encuentra en información pública, disponible en la Web del MINETUR, pendiente de los siguientes pasos: informe de la CNE y aprobación en Consejo de Ministros

La nueva planificación 2012-2020 debe replantear y, en su caso, modificar los criterios de desarrollo de la red básica de gas natural, de manera que se incorpore de manera real, y no formal, el criterio de sostenibilidad económica del sistema y equilibrio presupuestario, en igualdad con los criterios de cobertura de las demanda de gas y seguridad de suministro.

La evolución de la demanda de gas 2012-2020 debe ser revisada con criterios realistas, basándose en estudios de mercado del gas natural, elaborados de forma independiente desde la Administración y, en su caso, con la colaboración de las empresas distribuidoras y comercializadoras.

El actual modelo de Planificación-Autorización-Retribución debe ser modificado para reorientarlo al uso eficaz de recursos escasos, la sostenibilidad económica, el equilibrio presupuestario, junto con los principios de adecuada cobertura de las demanda de gas y seguridad de suministro.

La Planificación de las infraestructuras debe adaptarse a las circunstancias, tanto de crecimiento como de estancamiento de la demanda, y no convertirse en un rígido corsé que no permita una aplicación realista en cada momento.⁶

⁶ En relación con la Planificación esta Comisión ha realizado diversos informes donde ya se indicaban muchos de los aspectos que ahora se reiteran, entre los más recientes indicar: Informe de 24 de enero de 2008 sobre la "Propuesta de planificación de redes de transporte de energía eléctrica y gas natural 2008-2016"; informe de 3 de junio de 2011 sobre el anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; e informe de 18 de octubre de 2011 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural

Por todo ello, se propone el siguiente conjunto de medidas:

- Revisar el actual borrador de Planificación 2012-2020 incorporando criterios de sostenibilidad económica y equilibrio presupuestario.
- Redefinir las categorías que se asignan a las instalaciones en la Planificación (p.e.: “A”, “B”, etc.) eliminando la condición de “sin ningún tipo de condicionante”, salvo aquellas instalaciones estrictamente necesarias para cumplir con el Reglamento (UE) 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas.
- Introducir el principio de equilibrio presupuestario o déficit cero, como condición necesaria para que la instalación obtenga la autorización administrativa o informe vinculante favorable, y sea posible su construcción y su inclusión en el sistema retributivo (modificación de la Ley de Hidrocarburos).
- Eliminar de la Planificación obligatoria los gasoductos secundarios, modificando el artículo 4 de la Ley 34/1998, dejando que sea un sistema retributivo, basado en la autosuficiencia económica, el que determine las instalaciones que se hayan de construir, al igual que ocurre con la actividad de distribución.
- Asignar a esta Comisión la función de supervisar la sostenibilidad económica del sector gas natural.

III.3 OTRAS MEDIDAS SOBRE COSTES DE ACTIVIDADES REGULADAS

A continuación se aporta un conjunto de medidas de control de costes de las actividades reguladas. Esta relación de medidas no tiene por qué ser considerada como un conjunto de medidas que se pudieran aplicar de manera simultánea, sino como unas posibles medidas de interés para el regulador. De hecho, algunas de ellas pueden perder sentido, o estar subsumidas en las indicadas en los epígrafes previos relativas a la metodología tarifaria y retribución.

1. REVISIÓN DE LA AMORTIZACIÓN DE LOS ACTIVOS Y RETRIBUCIÓN DEL VALOR NETO (PARA LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE PUESTAS EN SERVICIO ANTERIORES AL 1 DE ENERO DE 2008)

El modelo retributivo vigente para los activos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008 de la actividad de transporte es el que está establecido en la Orden ITC/3993/2006, cuyos antecedentes están en la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, que establece por primera vez la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, dentro del nuevo marco económico para el sector del gas natural definido por el Real Decreto 949/2001.

En síntesis, para una nueva instalación autorizada de forma directa y puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, el modelo retributivo establece una anualidad inicial para el primer año de funcionamiento de la instalación, resultante de adicionar la retribución financiera, la amortización y la retribución de los costes de explotación, esta cantidad anual inicial se actualiza para los años posteriores mediante la aplicación del factor $(1+IPH_j * f)$ para cada año “j” y el valor del índice de eficiencia “f” a determinar cada año, pero no superior a 0,85. En la práctica el valor del índice de eficiencia “f” se ha mantenido hasta la fecha en el valor constante de 0,85 desde 2002.

Por tanto la retribución financiera y la amortización se actualizan anualmente por el factor $(1+IPH_j * f)$, hasta la finalización de la vida útil de la instalación, esto nos lleva a una retribución de la inversión creciente y ligada a la inflación y al índice de precios industriales (IPRI) de cada año, e independiente del valor de la inversión neto de amortización.

Esta medida propone a partir de 2012 que la retribución financiera de la inversión sea sobre el valor neto de amortizaciones, para ello es necesario modificar la retribución financiera de la inversión, establecido en la Orden ITC 3993/2006, para las instalaciones puestas en servicio anterior al 1 de enero de 2008, equiparándolo al vigente sistema retributivo establecido en el Real Decreto 326/2008, para las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al 1 de enero de 2008, que retribuye en función del valor neto de amortizaciones.

La nueva retribución financiera se calcularía para cada instalación con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, sobre el valor de la inversión neto de amortizaciones a 31 de diciembre de 2011, aplicando la retribución financiera establecida en el RD 326/2008 durante los años que resten de vida útil.

Esta medida no sería de aplicación a las actividades de regasificación y de almacenamiento subterráneo, pues las Órdenes ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006 ya establecen que la retribución financiera sea sobre los valores de la inversión netos de las amortizaciones.

Medida regulatoria: modificar la Orden ITC 3993/2006.

Alternativamente a la medida descrita se podría proceder a la revisión de los parámetros de eficiencia del índice de actualización anual de la retribución del transporte.

Es tradicional en el sector energético la incorporación de índices de actualización de precios que aplicados sobre la retribución reconocida incrementan los costes regulados. Así, por ejemplo, el IPH es un factor que se utiliza, o ha sido utilizado, para la actualización anual de la retribución reconocida de la actividad de distribución y la retribución reconocida de la actividad de transporte por activos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008, artículos 3 y 18 de la Orden ITC/3993/2006.

Sin embargo, las economías avanzadas tienden a desligar retribuciones con respecto a índices de precios, puesto que estos índices no tienen por qué responder a variaciones en la productividad de los procesos.

Por ello, y puesto que en contextos de crisis económica y recesión puede ser más acuciante aún el abandono de estas indexaciones entre retribuciones y precios, a continuación se propone dicha medida.

Esta podría ser una medida alternativa a la medida de retribución financiera por el valor neto. Esta medida solo sería aplicable para las instalaciones de transporte puestas en servicio anteriores al 1 de enero de 2008.

Medida regulatoria: la medida consistiría en la modificación del factor de actualización $(1+IPH_i*f)$.

2. MODIFICACIÓN DE LOS COSTES RECONOCIDOS COMO EXTENSIÓN DE VIDA ÚTIL DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE: COSTE DE EXTENSIÓN DE LA VIDA ÚTIL (COEV)

Las Órdenes ITC/3993/2006, ITC/3994/2006 e ITC/3996/2006, junto con el Real Decreto 326/2008, establecen para las actividades de transporte, regasificación y AASS el concepto retributivo de Coste de Extensión de la Vida Útil (COEV) adicional a los costes de operación y mantenimiento, para aquellas instalaciones que hayan finalizado el periodo de amortización y que continúan en servicio.

El concepto retributivo de Coste de Extensión de la Vida Útil (COEV) es el incentivo que se les da a las empresas por mantener en funcionamiento instalaciones que de otra manera las empresas pretenderían su renovación/sustitución, por otras nuevas, lo antes posible.

Las posibilidades de sustitución de las instalaciones no es homogénea, así por ejemplo, no es fácil ni justificable la sustitución de un gasoducto o un tanque de almacenamiento de GNL adecuadamente mantenido; no obstante, puede tener más sentido técnico la sustitución de elementos móviles tales como bombas, turbinas, compresores, vaporizadores, etc.

Por consiguiente, y puesto que la inversión ya ha sido amortizada y retribuida, y sus costes de O&M son retribuidos y seguirán siéndolo mientras la instalación esté en servicio, se propone la eliminación del COEV para la mayoría de los activos con retribución regulada, excepto para aquellos activos con elementos móviles o expuestos a un significativo deterioro, tales como turbinas, bombas, compresores, vaporizadores, etc.

Cuadro 14

CONFIDENCIAL

Fuente: CNE

En el año 2012 el coste de extensión de vida útil supuso un coste reconocido para estas instalaciones de 22,6 millones de €.

Los ahorros que se podrían generar en los años siguientes serían progresivos y crecientes en la medida que vaya finalizando la amortización de las instalaciones.

Adicionalmente, se podría revisar los métodos de cálculo del COEV, para aquellas instalaciones que lo mantuvieran, estableciendo unos valores unitarios por cada tipo de instalación con COEV con independencia del valor de la inversión inicial.

Medida regulatoria: Modificación de las Órdenes ITC/3993/2006, ITC/3994/2006 e ITC/3996/2006, junto con el Real Decreto 326/2008.

3. REVISIÓN DE LOS COSTES DE O&M PARA LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE (GASODUCTOS, ERMS Y EECC) PUESTOS EN SERVICIO CON ANTERIORIDAD AL AÑO 2008

La Orden ITC/3993/2006 establece la retribución de las instalaciones de transporte puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008. En particular, establece la retribución de los costes anuales de explotación (artículo 5) y la forma de actualizarla (artículo 3). La retribución de los costes anuales de explotación se actualiza cada año, junto con los costes anuales de inversión, mediante la aplicación del factor $(1+IPH_j^*f)$ para cada año "j" y el valor de "f" a determinar cada año, pero no superior a 0,85.

En el informe de esta Comisión del 15 de octubre de 2009 donde se aprueba la "Propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008", en cumplimiento del mandato contenido en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008, se revisaban los costes de explotación de las instalaciones del sistema de transporte (gasoductos, ERM y EECC) se puso de manifiesto que en el periodo 2003-2008 los ingresos regulados por costes de explotación de las instalaciones eran globalmente considerados un CONFIDENCIAL más elevados que los costes de explotación reales, conforme se pone de manifiesto en el cuadro adjunto.

Cuadro 20

CONFIDENCIAL

Fuente: CNE

Como consecuencia del citado informe de la CNE, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo procedió a revisar la retribución regulada por operación y mantenimiento (nueva denominación de los costes de explotación), aplicando la propuesta de esta Comisión, pero únicamente a las instalaciones de transporte con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, régimen retributivo del Real Decreto 326/2008, manteniendo la retribución por explotación para las instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008.

Por consiguiente, dada la holgada retribución histórica superior a los costes incurridos, y con el objeto de disminuir el déficit, se podría extender a los gasoductos con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, la retribución de los costes de explotación establecidos para 2012 en la Orden ITC3587/2011, como consecuencia de la revisión establecida en el Real Decreto 326/2008.

Medida regulatoria: modificación de la Orden ITC 3993/2006.

4. AMPLIACIÓN DEL PERIODO DE AMORTIZACIÓN ESTABLECIDO DE 10 AÑOS PARA LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE AASS

La Orden ITC/3995/2006, establece un periodo de amortización de 10 años para las inversiones en AASS y de 20 años para las inversiones en gas colchón. Los periodos de amortización de las inversiones en transporte y regasificación varían entre un mínimo de 10 años y un máximo de 50 años, dependiendo de la naturaleza y de la vida esperada de la instalación a retribuir. Dado que en general las instalaciones afectas a los AASS tienen una vida esperada superior a los 10 años y que los periodos de concesión oscilan entre 30 y 50 años, se considera que se ha de modificar el periodo de amortización a aplicar a este tipo de instalaciones, elevándolo entre un mínimo de 20 años y un máximo de 40 años, pudiendo establecerse distintos periodos de amortización en función de la naturaleza de la instalación a retribuir.

Medidas regulatoria: Modificar en la Orden ITC/3995/2006, el periodo de amortización de las instalaciones.

III.4 OTRAS MEDIDAS SOBRE ACTIVIDADES REGULADAS

1. MODIFICACIÓN DEL SISTEMA RETRIBUTIVO DE LOS GASODUCTOS DEDICADOS AL SUMINISTRO DE SU ZONA GEOGRÁFICA DE INFLUENCIA

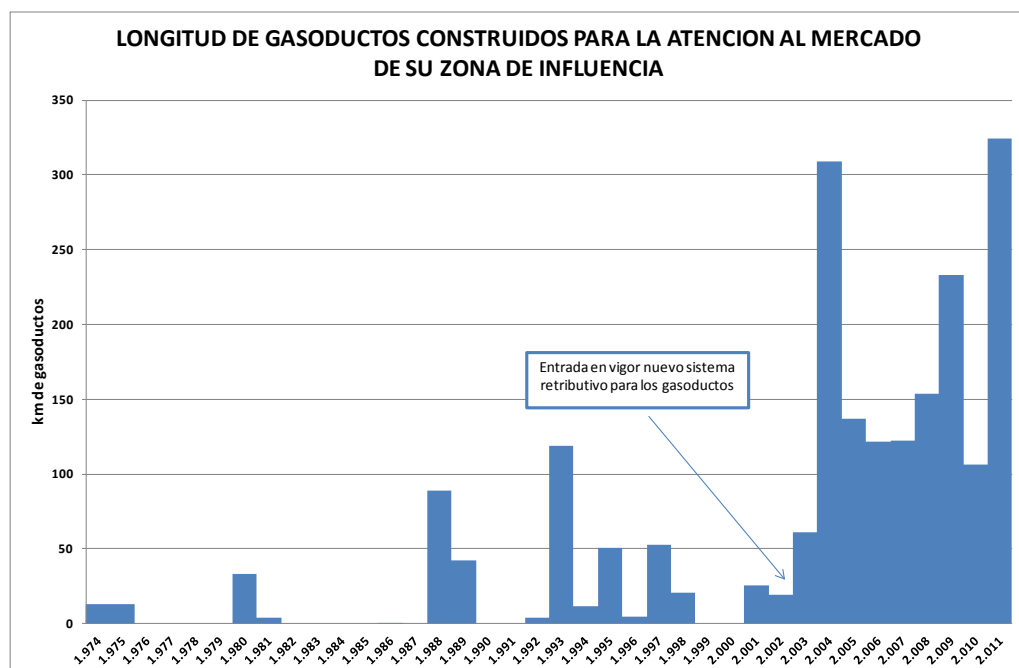
El documento de Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, así como las anteriores planificaciones establecen que para la inclusión en la Planificación como instalación aprobada, categoría "A", de los denominados "*gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia*" deben cumplirse determinados criterios de rentabilidad económica, de manera que se verifique que los costes marginales añadidos al sistema gasista por la retribución de una determinada infraestructura sean menores o iguales a los ingresos aportados mediante peajes y cánones por el mercado a atender desde dicha infraestructura.

En realidad, no hay ni evidencia de que tales criterios económicos se logran, ni globalmente ni individualmente considerados, ni la CNE dispone de información que indique el grado de cumplimiento de los supuestos considerados en Planificación.

Así, por ejemplo, el informe de la CNE sobre la propuesta de resolución de la DGPEM de autorización de forma directa a CONFIDENCIAL, para la construcción del gasoducto “Jerez-El Puerto de Santa María” pone de manifiesto que la utilización de dicho gasoducto a los 5 años de su puesta en servicio apenas alcanzó el 20% de su utilización potencial.

En la siguiente figura se puede observar el notable incremento en los km construidos a partir de la entrada en vigor en 2002 de los nuevos sistemas retributivos. Y, ello, a pesar de que ya había un nivel significativo de gasificación del país, y que por tanto, los mercados pendientes de gasificar habrían de ser necesariamente menos viables económicamente, que los ya gasificados en épocas anteriores.

Gráfico 9. Gasoductos construidos para la atención al mercado de su zona de influencia



Fuente: CNE

En consecuencia, para conseguir el objetivo establecido en la Planificación de que estas inversiones se autofinancien, y por otro lado, contribuir a la sostenibilidad económica del sistema, limitando los costes a los adecuados, se considera necesario modificar el sistema retributivo de los gasoductos planificados como de atención al consumo de gas natural de su zona de influencia. Sin embargo, éste no sería el caso de los gasoductos pertenecientes a la red mallada, ya que tienen también funciones de seguridad de suministro para el conjunto del país.

Medida regulatoria: Modificar el redactado del Real Decreto 326/2008, en su artículo 3, relativo a la retribución de las actividades de transporte para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, diferenciando entre la retribución de los gasoductos de la red mallada y la retribución de los gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia.

2. SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LOS PUNTOS DE CONEXIÓN DE LA RED MALLADA CON REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CON GASODUCTOS DEDICADOS AL SUMINISTRO DE SU ZONA GEOGRÁFICA DE INFLUENCIA

El Real Decreto 1434/2002, en el artículo 12 sobre conexión del distribuidor con las redes de transporte o distribución, establece que los costes que correspondan a dicha conexión serán, en cualquier caso, soportados por el distribuidor solicitante.

Por otro lado, el artículo 2, del Real Decreto 326/2008, establece que las posiciones y las ERM tendrán una remuneración reconocida por el sistema gasista.

Las posiciones de derivación de los gasoductos de transporte y las ERM son las instalaciones que forman las conexiones entre el transporte y la distribución.

Por tanto, se plantea la interrelación de dos sistemas retributivos diferenciados: el del transporte con una retribución individualizada por instalación a cargo del sistema, y, por otro lado, la distribución con una retribución conjunta para todas sus instalaciones, siendo el distribuidor solicitante el que ha de sufragar los costes de la conexión.

La práctica está llevando a que los solicitantes de las conexiones no corren con los costes de las conexiones (modificación o construcción de nuevas posiciones y construcción de ERM). En el año 2011⁷ se han incorporado al régimen retributivo de transporte, en régimen a cuenta, 61 nuevas ERM, con sus correspondientes posiciones de derivación, con una inversión estimada en 25 millones de €, que podrían haber sido costeadas por los distribuidores, de no haber existido la citada contradicción.

En el informe de la CNE sobre la Propuesta de Orden, que ha sido publicada como Orden ITC 3128/2011, esta Comisión propuso modificar al efecto el artículo 2.3 del Real Decreto 326/2008.

Medida regulatorias: Modificar el redactado del Real Decreto 326/2008, en su artículo 2.3, relativo a las instalaciones que no están incluidas en el régimen retributivo del transporte, con el objeto de que todas las inversiones relativas al transporte y la distribución zonal sean autosuficientes económicamente.

3. DISPONER DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA DEL SISTEMA GASISTA.

Es recomendable establecer un sistema de supervisión y seguimiento centralizado de la sostenibilidad económica del sistema gasista con el fin de evaluar los resultados de la aplicación de las medidas correctoras que se proponen o que se adopten. Ello permitiría conocer el estado económico del sistema gasista con la adecuada periodicidad facilitando la más adecuada toma de decisiones en el entorno regulatorio.

Medida regulatoria: establecer un sistema de supervisión de la sostenibilidad económica del sistema gasista de las instalaciones, asignándole a la CNE la potestad de solicitar la información necesaria a las empresas transportistas y distribuidoras.

4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA

Se considera necesario realizar un análisis detallado de costes de la actividad de operación del sistema que permita calcular adecuadamente el importe que debe ser financiado por los consumidores gasistas y realizar una propuesta fundamentada para calcular su retribución de forma automática en cada periodo tarifario.

Propuesta regulatoria: confeccionar la metodología de cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema.

⁷ En los años 2008, 2009 y 2010, se construyeron 62 nuevas ERM con una inversión estimada en 25 millones de €.

5. MEDIDA SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE MINIMIZACIÓN DE LA DISTANCIA A RECORRER POR EL GAS NATURAL.

Las necesidades de compresión de gas en el transporte dependen en gran medida de la necesidad de un mayor transporte de gas natural por la red. Con el objeto de minorar los costes de compresión se propone el incentivar una utilización óptima del sistema de transporte mediante señales económicas de localización que permitan el optimizar el transporte de gas por la red.

Así, el coste estimado para el sistema en 2012 en gas de operación para el transporte alcanza la cifra de 23 millones de €

Esta medida iría destinada en su mayoría a reducir autoconsumos en las estaciones de compresión, ya que se considera que podrían lograrse ahorros en costes de compresión en el transporte del gas natural. Como efecto indirecto, se disminuirían las necesidades de construir nuevas infraestructuras de transporte.

Propuesta regulatoria: Modificar el RD 949/2001 y las NGTS, aportando señales económicas que puedan optimizar el transporte por la red.

6. REPERCUSIÓN DE LOS DESBALANCES A LOS AGENTES. REDUCCIÓN DEL GAS DE MANIOBRA

En la actualidad el GTS equilibra el sistema, lo balancea, cuando las nominaciones de los agentes no se corresponden en su globalidad, o de forma local, con la demanda, mediante la utilización del gas de maniobra.

El gas de maniobra totalizaba a 31 de diciembre 728 GWh. El GTS lo tiene almacenado en los distintos puntos del sistema para poder producirse cuando sea necesario resolviendo los desbalances, generalmente, sin coste alguno para los agentes. Este gas de maniobra se adquiere a precio del gas de operación y se va acumulando a lo largo del año. Los agentes actualmente tienen una flexibilidad de medio día que les permite que diariamente sus entradas no coincidan con sus salidas, lo que puede dar lugar a desbalances globales. Adicionalmente las penalizaciones por desbalance son muy bajas por lo que el incentivo a nominar bien es muy reducido.

Sin embargo los modelos de balance propugnados por el Tercer Paquete Europeo apuestan porque sean los usuarios del sistema los responsables de balancearse, dotándolos sólo de la flexibilidad o tolerancia disponible en el sistema de transporte que podría ser asignada por mecanismos de mercado; si esta flexibilidad no fuese suficiente, el usuario, en el día de gas, debería recurrir al mercado de gas para balancear su posición. Si no lo hiciese el GTS, en su defecto, compraría o vendería el gas necesario en el mercado para equilibrar el sistema y repercutiría los costes a los responsables del desbalance.

La adopción progresiva de este modelo, reduciendo el gas de maniobra de forma paralela a la flexibilidad de los agentes, por un lado ahorraría este coste del gas inmovilizado y obligaría a solventar los desbalances en el mercado lo que pondría en valor la resolución de los desbalances aumentando probablemente los ingresos por desbalances. Al no existir necesidad de almacenamiento de gas de maniobra se reducirían las necesidades de almacenamiento lo que hipotéticamente daría lugar a menores inversiones.

7. AHORROS DERIVADOS DE LAS MERMAS DE GAS

El modelo de mermas en el sistema gasista debe evolucionar hacia la aplicación del mismo método en regasificación, transporte y distribución. Esto es, los operadores retendrán unos

porcentajes del gas que circula por sus instalaciones en concepto de mermas reconocidas. Anualmente, coincidiendo con el año natural se cerrará el balance del sistema gasista, lo que permitirá calcular las mermas reales que se han producido en la totalidad del sistema y, en particular, en cada uno de los tres subsistemas. A partir de ahí deberán establecerse por un lado, los porcentajes de mermas para el año siguiente, a la vista de la evolución de las mismas en los años anteriores y repartir el saldo de mermas entre los usuarios y los operadores. En la actualidad no se está revisando anualmente los valores a retener dado que la información no tiene la suficiente calidad.

Compartir las ganancias de eficiencia con los usuarios mantiene el incentivo a que los operadores reduzcan las mermas reales por debajo de las reconocidas pues tendrán ingresos adicionales. En los casos en que las mermas reales fuesen superiores a las reconocidas esta diferencia sería aportada íntegramente por el operador.

Para ello hay que homogenizar el cálculo del saldo de mermas en distribución, en periodo e incentivo, con el de transporte y regasificación y hay que establecer los procedimientos necesarios para que estos cálculos se realicen de la misma forma por todos los operadores, para evaluar las mermas globales de todo el sistema y detectar elementos de mejora.

Una reducción de costes para los usuarios en concepto de mermas compensaría una hipotética subida de peajes por otros conceptos.

A modo de ejemplo, solo el saldo en redes de distribución del ejercicio Junio 2010-Mayo 2011 ha supuesto un saldo de mermas de 950 GWh. Si la mitad se devolviese a los usuarios, 475 GWh, a un precio en el entorno de 30€/MWh, esto supondría que los usuarios recobrarían 14,25 M€.

Para realizar las mejoras propuestas hay que introducir modificaciones sobre todo en las NGTS. La CNE trabaja en una propuesta detallada de cambios normativos que será propuesta en breve.