

8. Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de actividades reguladas

A continuación se muestra la evaluación económica de las infraestructuras analizadas en el epígrafe previo. En primer lugar, se analizan las infraestructuras de transporte del sector del gas natural y, en segundo lugar, las correspondientes al sector eléctrico. Para el primero de ellos y puesto que aún no está establecido el sistema económico de retribución de las actividades reguladas, el coste presentado es el coste del conjunto de las nuevas inversiones por cada termia de la demanda incremental que atienden; en consecuencia, no debe interpretarse como un coste a añadir sobre las tarifas y peajes, ya que éstas dependen del coste total de las instalaciones (actuales y futuras) aún no establecido y de la demanda agregada. Para el segundo sector, el de energía eléctrica, puesto que se parte de una retribución del transporte conocida, se presenta una estimación que sobre las tarifas podrían tener los refuerzos considerados, supuesto constante la demanda.

8.1. Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector gas natural

Las inversiones en infraestructuras destinadas a mejorar y aumentar la garantía del suministro y la capacidad de entrada del sistema gasista presentan un elevado coste económico, cuya retribución, en el marco de la regulación actual, se garantiza vía tarifas y peajes. Por tanto, es fundamental evaluar el impacto, la eficiencia y la optimización económica de cada uno de los proyectos presentados, ya que tienen una repercusión directa en el coste final del gas.

A partir de los datos sobre el diseño y el presupuesto de las diferentes propuestas de infraestructuras facilitados por los promotores, la evaluación económica propuesta en este apartado analiza la eficiencia económica de los proyectos valorando su inversión en nueva capacidad nominal de entrada al sistema y el coste medio de transporte que representan.

Debe advertirse que las evaluaciones económicas se basan en el coste de la inversión y de las prestaciones técnicas

de cada proyecto y no tienen en cuenta las consideraciones cualitativas de los mismos, tales como los relacionados con la estrategia del crecimiento de las redes, las mejoras aportadas en la seguridad del sistema o el apremio de su entrada en funcionamiento, aspectos éstos difícilmente cuantificables, por lo que las valoraciones que se obtengan deben enmarcarse dentro del conjunto de todas las características y necesidades del plan de infraestructuras analizado en el capítulo 7.

Como en el capítulo anterior, esta sección analiza las distintas propuestas de los agentes en dos grupos: los *proyectos para la garantía del suministro*, cuyo objetivo es dotar de mayor seguridad a la operación del sistema y al suministro de gas, y los *proyectos que aumentan la capacidad de entrada al sistema gasista*, que permiten dar cobertura a la demanda de gas natural. A estos últimos proyectos los referiremos por el punto de entrada al sistema que crean o refuerzan: Huelva-Tarifa, Barcelona, Bilbao, Cartagena, Ría de Ferrol y Sagunto.

Las infraestructuras propuestas destinadas a una misma finalidad se agrupan en proyectos y se analizan conjuntamente. Así, para estudiar el impacto económico de una nueva capacidad de entrada de gas, se agregan a las inversiones en la planta de regasificación o gasoducto de interconexión, las correspondientes a los nuevos gasoductos, el reforzamiento de los existentes o a las estaciones de compresión.

Asimismo, se evalúa el impacto económico de los planes de infraestructuras formados por los grupos de proyectos anteriormente descritos. Para ello, se analizan y comparan, el plan de infraestructuras de urgencia descrito en el capítulo 7, y el plan resultante de aprobar todos los proyectos de infraestructuras propuestos por los promotores.

Como conclusión, en este capítulo se establecen los criterios que permiten comparar los distintos proyectos propuestos desde un punto de vista económico, se estima el posible impacto económico de las inversiones en nuevas

infraestructuras de transporte de gas y se realizan las consideraciones oportunas para favorecer la optimización económica de las inversiones en la red básica.

8.1.1. Metodología para la evaluación económica de las inversiones

Los datos disponibles para llevar a cabo la evaluación económica de las inversiones son aproximados. Se obtienen de la información sobre los proyectos facilitada por los promotores, y en algunos casos, esta Comisión ha tenido que estimar el coste de algunas de las infraestructuras complementarias que se consideraban necesarias para el mejor aprovechamiento del proyecto, como por ejemplo, incremento en la capacidad de regasificación, desdoblamiento de algún gasoducto o ampliaciones de las estaciones de compresión, cuyos costes no estaban incluidos en los presupuestos de los promotores.

Asimismo, los métodos empleados para el cálculo de la inversión en capacidad nominal de entrada al sistema y el coste medio del transporte de los proyectos introducen varios supuestos, tales como: el grado de uso de las instalaciones, el período de amortización, los costes de operación y mantenimiento, etc., que hacen que el resultado obtenido de las valoraciones deba considerarse como una estimación.

Con la información disponible, se consideran que son criterios adecuados para evaluar económicamente las distintas propuestas de los promotores los siguientes:

Inversión en capacidad nominal de entrada de gas al sistema

Este parámetro expresa, para cada proyecto propuesto, la inversión por unidad de capacidad nominal de entrada de gas (en Pta/m³(n)/h). La eficiencia económica del proyecto mejora cuanto menor sea el valor de este parámetro.

Para evaluar el coste de cada nuevo m³/h instalado, se divide la inversión total del proyecto entre la capacidad de entrada horaria nominal que aporta al sistema.

Coste medio de transporte¹

Este parámetro estima para cada proyecto propuesto el coste unitario que supone la inversión analizada, a lo largo de su vida.

¹ Dentro del término transporte se incluyen todas las instalaciones de regasificación, transporte por gasoducto, almacenamiento de gas y estaciones de compresión.

Figura 8.1.1: Supuestos introducidos para calcular el coste medio de transporte de los proyectos de infraestructuras

Variables		Valor Estimado			
Inflación		2%			
Amortización		30 años			
TIR antes de impuestos		9%			
Tipo impositivo		35%			
Capacidad útil por entrada		75% de la capacidad nominal			
Costes anuales de explotación (% s/ inversión)		=	<i>Coste de operación y mantenimiento</i>	+	<i>Costes indirectos</i>
• Gasoducto	2,25%	=	1,5%	+	0,75%
• Plantas de regasificación	7,5%	=	5%	+	2,5%
• Estaciones de compresión	7,5%	=	5%	+	2,5%
• Almacenamiento	15%	=	10%	+	5%

Fuente: CNE

Se calcula como la retribución que es necesaria obtener por cada termia, para que la inversión del proyecto obtenga una tasa de rentabilidad interna determinada², suponiendo un periodo de amortización de 30 años, un tipo impositivo del 35%, una tasa de inflación anual del 2%, unos costes de explotación que estarán en función del tipo de instalación y asimismo se estima un funcionamiento medio en cada nueva entrada de gas del 75% de la capacidad nominal de las instalaciones.³

Los costes de explotación son estimados y se obtienen como la suma de los de operación y mantenimiento más los indirectos (ver **figura 8.1.1**). Cuando los proyectos incluyan varios tipos de infraestructuras, los costes de explotación se calculan como la media ponderada por la inversión de las infraestructuras que lo componen.

8.1.2. Evaluación económica de los proyectos para garantía del suministro

El objetivo de estas infraestructuras es mejorar la seguridad y calidad del transporte de todo el gas natural suministrado por el sistema. Estos proyectos no aportan por sí mismos nueva capacidad de entrada⁴, sino que contribuyen a mejorar la seguridad del conjunto de la capacidad instalada, por lo que su retribución se

² Se ha supuesto a los efectos de este análisis un TIR, antes de impuestos, del 9%. Este criterio de retribución no es vinculante con las consideraciones que esta Comisión pueda tener sobre este aspecto

³ La inyección de gas en el sistema se modula en cada momento para que se adapte al perfil de la demanda, por lo que la capacidad nominal de entrada ha de ser superior a la efectivamente utilizada.

⁴ En algunos casos los proyectos de seguridad pueden contribuir a aumentar la capacidad de entrada de gas en el sistema, pero no están asociados a ninguna entrada en particular.

Figura 8.1.2: Inversión estimada de los proyectos para garantía del suministro

Inversiones de las infraestructuras para la seguridad del sistema		
Proyectos	Inversión Mpta	Costes de explotación % s/ inversión
Proyectos de transporte	46.050	3,8%
Conexión Oste-Este (Alcázar de San Juan)	29.000	4,0%
Gasoducto Alcázar de San Juan		
EC Alcázar de San Juan		
EC Alcudia Crespins		
Soporte al sistema de BCN	14.950	3,7%
Bañeras Tivissa		
EC Tivissa		
EC Arbós		
Córdoba-Madrid de 30" a 32" (Ver comentario)	2.100	2,3%
Proyectos de almacenamiento subterráneos	50.200	13,9%
Almacenamiento Sta. Bárbara	25.100	13%
Almacenamiento Sta. Bárbara		
Gasoducto Algete Sta. Bárbara		
Almacenamiento Reus	16.100	15%
Ampliaciones almacenamiento Serrablo	9.000	15%
Proyectos de almacenamiento de GNL	48.000	7,5%
4 tanques de 150.000 m ³ de capacidad	48.000	7,5%
Total infraestructuras para garantía del suministro	144.250	8,5%

Fuente: CNE

realizará sobre el total del gas transportado por el sistema.

En la **figura 8.1.2** se muestran las infraestructuras para garantía del suministro consideradas, que se componen de: nuevos gasoductos y estaciones de compresión, almacenamientos subterráneos, y almacenamiento operativo en tanques de GNL.

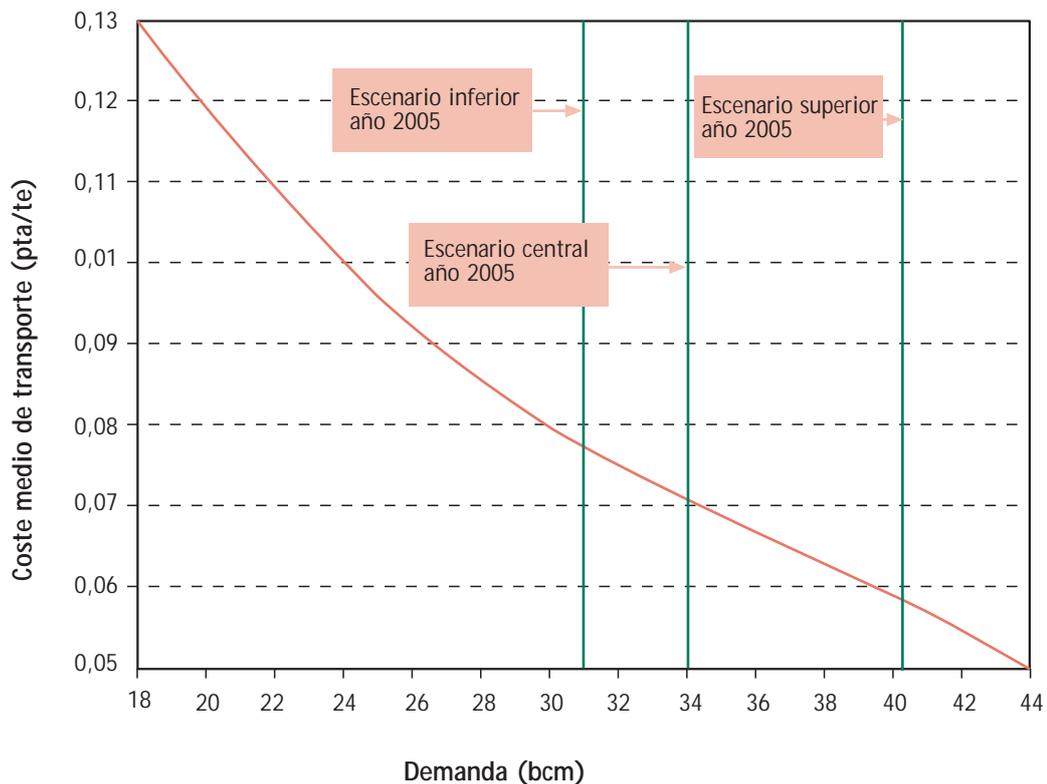
El nuevo almacenamiento de GNL necesario para que las plantas de regasificación del sistema alcancen una autonomía global de 10 días, según se indica en el capítulo 7, es equivalente a 4 tanques de 150.000 m³.

Al analizar el valor del coste medio de transporte de las infraestructuras para garantía del suministro, se observa

que disminuye cuando aumenta el volumen de gas demandado, ya que la inversión a retribuir se reparte entre un mayor volumen de suministros. Así, entre los escenarios de demanda inferior y central del año 2005, los costes por estos conceptos caerían un 6%, y hasta casi un 23% si se alcanzase el escenario demanda superior. La **figura 8.1.3** muestra esta variación del coste medio de transporte de los proyectos para garantía del suministro en función de la demanda agregada.

En la **figura 8.1.4** se indica el coste medio del transporte aproximado para los tres escenarios descritos en el capítulo 4 del presente informe, inferior, central y superior, que se encontrarían en valores de entre 0,077 y 0,058 pta/te. Este coste se repartiría entre todos los consumidores de gas y debería quedar recogido dentro de las tarifas y de los peajes.

Figura 8.1.3: Coste medio del transporte de los proyectos de garantía del suministro en función del volumen de demanda para una tasa de rentabilidad interna antes de impuestos del 9%



Fuente: CNE

Figura 8.1.4: Coste medio de transporte de los proyectos para garantía del suministro para los 3 escenarios de demanda. TIR adi 9%

Escenario de demanda año 2005 (bcm/año)		Coste medio de transporte (pta/te)
Inferior	30,8	0,077
Central	33,9	0,070
Superior	40,5	0,058

Fuente: CNE

8.1.3. Evaluación económica de los proyectos para el aumento de capacidad de entrada de gas al sistema 2001-2005

La eficiencia económica de las propuestas de proyectos para el aumento de capacidad de entrada de gas se valora en función de su aportación al incremento de la capacidad nominal de entrada al sistema por peseta invertida y por su coste medio de transporte.

En función del grado de saturación de la infraestructura a la que se conecta la nueva entrada y de su cercanía a los puntos de consumo, los proyectos para aumentar la capacidad de entrada de gas al sistema pueden requerir inversiones en infraestructuras complementarias, desdoblamiento de gasoductos y/o estaciones de compresión, para introducir todo el gas que permitiría la infraestructura principal de entrada. La necesidad de realizar inversiones significativas en infraestructuras complementarias puede llegar a ser un factor que penalice un proyecto de entrada de gas con relación a otros proyectos alternativos.

En la **figura 8.1.5** se recogen los distintos proyectos propuestos por los promotores para el aumento de la capacidad de entrada de gas, indicándose las infraestructuras principales y complementarias que incluyen, su presupuesto y los incrementos de capacidad que aportan cada uno.

En general, se aprecia que cuanto mayor es la capacidad de emisión nominal de los proyectos propuestos y mayor es la

distancia a los puntos de consumo, mayor es la necesidad de infraestructuras complementarias, lo que aumenta el volumen de la inversión. Esta relación es particular para cada proyecto y depende asimismo de la saturación existente en las infraestructuras a las que se conecta. Por tanto, se ha de procurar un diseño de los proyectos que optimice en cada caso el dimensionamiento de la entrada en función de las inversiones complementarias requeridas y de las nuevas necesidades de demanda.

Por otra parte, en la **figura 8.1.6** se pone de manifiesto que las nuevas inversiones en las plantas de regasificación tienen un número de días de autonomía diferente debido a que en cada una de ellas hay una distinta relación entre la inversión en tanques de GNL y la nueva capacidad de emisión.

Las comparaciones entre proyectos no pueden realizarse si no se tienen en cuenta previamente las diferencias técnicas relacionadas con la autonomía de las plantas, que en algunos casos, tales como la entrada de Barcelona y la de Huelva, implican una inversión en tanques de GNL muy inferior a la que correspondería; y en otros casos, muy superior a la necesaria para su optimización.

En la **figura 8.1.7** se resumen las características básicas de los proyectos propuestos, a partir de las cuales se realizan los cálculos de evaluación económica.

En la **figura 8.1.8** se exponen los resultados de las evaluaciones económicas de los proyectos según los parámetros definidos: la inversión en capacidad nominal de entrada al sistema y el coste medio del transporte. La evaluación económica de la inversión se ha realizado con los datos aportados por los promotores de los proyectos sin incorporar, en otras características técnicas, la capacidad de almacenamiento de GNL en planta, origen del número de días de autonomía. Esto resta mucha coherencia al resultado de la evaluación económica, que se ha mantenido para dar una idea de la efectividad de los proyectos según han sido planteados por sus promotores, y no para desechar un proyecto frente a otro.

Figura 8.1.5: Detalle de los presupuestos de infraestructuras que componen los proyectos de capacidad de entrada

Presupuesto de las infraestructuras para incrementar la capacidad de entrada según promotores			
Infraestructuras	Inversión Mpta	Incremento de la capacidad nominal m ³ (n)/h	Costes de explotación % s/inversión
Entrada de Barcelona	26.550	650.000	7,5%
Planta de Barcelona (1 tanque de 150.000 m ³)			
EC Arbós			
Entrada de Huelva+Tarifa	87.100	1.300.000	4,7%
Planta de Huelva (1 tanque de 150.000 m ³)		950.000	
Gasoducto Huelva-Córdoba (desdoblamiento)			
EC Sevilla			
EC Córdoba			
Conexión Internacional Tarifa		350.000	
Gasoducto Córdoba-Madrid (desdoblamiento)			
EC Almendralejo			
EC Zamora			
EC Algete			
Entrada de Cartagena	30.800	750.000	7,5%
Planta de Cartagena (1 tanque de 105.000 y un tanque de 150.000 m ³)			
EC Paterna			
EC Alcoy			
Entrada de Bilbao (opción 400.000 m³(n)/h)	48.866	400.000	7,1%
Planta de Bilbao (2 tanques de 150.000 m ³)			
Gto. Arrigorriaga-Santurce (desdoblamiento)			
Gto. Conexión con Francia (Irún)			
EC Zaragoza			
Entrada de Bilbao (opción 800.000 m³(n)/h)	61.126	800.000	6,7%
Planta + ampliación (2 tanques de 150.000 m ³)			
Gto. Arrigorriaga-Santurce			
Gto. Conexión con Francia (Irún)			
Gto. Lemona – Haro (desdoblamiento)			
Ampliación EC Haro			
EC Zaragoza			
Entrada de Ría de Ferrol (sin ciclos)	42.826	150.000	7,2%
Planta en Ría de Ferrol (2 tanques de 150.000 m ³)			
Gasoductos			
Entrada de Ría de Ferrol (con ciclos)	47.746	400.000	6,6%
Planta en Ría de Ferrol (2 tanques de 150.000 m ³)			
Gasoductos			
Entrada Sagunto*	48.000	750.000	7,5%
Planta en Sagunto (2 tanques de 150.000 m ³)			

* Proyecto pendiente de una mayor definición

Fuente: CNE y empresas promotoras

Figura 8.1.6: Días de autonomía de la ampliación de capacidad en las plantas de regasificación

Plantas de regasificación	Incremento de capacidad nominal m ³ (n)/h	Incremento capacidad en tanques m ³ GNL	Incremento capacidad útil bcm/año f.c.: 75%	Nº días de autonomía de la ampliación de las plantas
Planta de Barcelona	650.000	150.000	4,3	6,9
Planta de Huelva	1.300.000	150.000	6,2	4,7
Planta de Cartagena	750.000	255.000	4,9	10,2
Planta de Bilbao (Opción 400.000)	400.000	300.000	2,6	22,5
Planta de Bilbao (Opción 800.000)	800.000	300.000	5,3	11,3
Planta de Ría de Ferrol (sin ciclos)	150.000	300.000	1,0	60,0
Planta de Ría de Ferrol (con ciclos)	400.000	300.000	2,5	23,7
Planta de Sagunto	750.000	300.000	5,0	12,0

Fuente: CNE

Figura 8.1.7: Características de los proyectos de capacidad de entrada al sistema gasista propuestas por los promotores

Proyectos	Inversión propuesta Mpta	Incremento capacidad de emisión nominal m ³ (n)/h	Incremento capacidad útil Bcm/año f.c.: 75%	Costes de explotación % s/ inversión
Entrada de Barcelona	26.550	650.000	4,3	7,5%
Entrada de Huelva + Tarifa	87.100	1.300.000	8,5	4,7%
Entrada de Cartagena	30.800	750.000	4,9	7,5%
Entrada de Bilbao (Opción 400.000)	48.866	400.000	2,6	7,1%
Entrada de Bilbao (Opción 800.000)	61.126	800.000	5,3	6,7%
Entrada de Ría de Ferrol (sin ciclos)	42.826	150.000	1,0	7,2%
Entrada de Ría de Ferrol (con ciclos)	47.746	400.000	2,5	6,6%
Entrada de Sagunto	48.000	750.000	5,0	7,5%

Fuente: CNE

Figura 8.1.8: Eficiencia económica de las inversiones de los proyectos para aumentar la capacidad de entrada

Proyectos	Inversión en capacidad de emisión nominal Pta/m ³ (n)/h	Coste medio de transporte TIR adi =9% Pta/te	Máximo nº de días de autonomía en planta
Entrada de Barcelona	40.846	0,10	6,9
Entrada de Huelva + Tarifa	67.000	0,13	4,7
Entrada de Cartagena	41.067	0,10	10,2
Entrada de Bilbao (Opción 400.000)	122.164	0,28	22,5
Entrada de Bilbao (Opción 800.000)	76.407	0,17	11,3
Entrada de Ría de Ferrol (sin ciclos)	285.507	0,66	60,0
Entrada de Ría de Ferrol (con ciclos)	119.365	0,28	23,7
Entrada de Sagunto	64.000	0,15	12,0

Fuente: CNE

Barcelona y Cartagena se muestran como las inversiones en mejor posición en términos de inversión en capacidad de emisión de entrada y en los costes medios de transporte. Ambos proyectos se benefician de una infraestructura de conexión que no requiere grandes refuerzos, por lo que no precisan de infraestructuras complementarias.

No obstante, como se observa en la figura, la planta de Barcelona, a excepción de la de Huelva, presenta un grado de autonomía inferior al del resto de las plantas. Si se homogeneizase en capacidad de almacenamiento de GNL, el proyecto de Barcelona tendría una inversión significativamente superior, ya que se vería obligada a construir nuevos tanques de 150.000 m³.

El proyecto de entrada Huelva + Tarifa, según la figura 8.1.7, tiene el mayor volumen de inversión en infraestructuras de todas las propuestas que se analizan, debido a la saturación existente en la infraestructura de la zona y al alejamiento entre los puntos de entrada de gas y los puntos de consumo.

Aunque su coste medio de transporte se muestra entre los más bajos, también es el proyecto que presenta el menor número de días de autonomía en planta de todos los propuestos. Si se añadiesen las inversiones necesarias en capacidad de almacenamiento de GNL, la Entrada de Huelva + Tarifa requeriría una inversión total mayor en capacidad instalada, y aumentaría el coste de transporte del proyecto.

Todos los parámetros señalan que el dimensionamiento del proyecto de entrada por Bilbao mejoraría aumentando la capacidad nominal de emisión hasta al menos 800.000 m³/h. Esto traería como consecuencia la necesidad de construir nuevos desdoblamientos de gasoductos entre Lelona y Haro, y una ampliación de la estación de compresión en Haro, inversión que se compensaría con las ganancias en capacidad de entrada.

El proyecto de la nueva entrada de gas en la Ría de Ferrol arroja los peores valores de la inversión en capacidad instalada y de los costes de transporte, que mejoran sensiblemente si se consideran los posibles ciclos

combinados próximos a la planta. Por otro lado, y conforme a la información aportada por los promotores, el proyecto de entrada de gas por Sagunto, presenta unos parámetros comparables a los proyectos mejor clasificados, y un diseño óptimo en relación con el número de días de autonomía.

8.1.4. Evaluación económica de los planes de infraestructuras 2001-2005

A continuación se valora el posible impacto económico del plan de infraestructuras de urgencia 2001-2005 analizado en el capítulo 7 y del plan de infraestructuras de capacidad máxima, que desarrollaría todas las propuestas de inversión. En la **figura 8.1.9** se indican los proyectos que se incorporarían en cada uno de estos planes con sus principales características económicas y técnicas.

En la mencionada figura se observa que el plan de urgencia 2001-2005 tiene un volumen de inversión inferior en un 16% al plan de capacidad máxima, y resultaría un 8% más económico en términos de capacidad de entrada instalada por peseta invertida.

Asimismo, el plan de urgencia 2001-2005 aporta un incremento de capacidad de entrada de gas en el sistema estimado en un máximo de 28 bcm/año, inferior en 2,5 bcma al incremento estimado para el plan de capacidad máxima. No obstante, en las condiciones indicadas en el capítulo 7, el plan de urgencia permitirá dar suficiente cobertura a la demanda de gas esperada en el año 2005.

El coste medio del transporte de los planes de infraestructura estima el coste unitario del conjunto de las nuevas inversiones por cada termia de la demanda incremental que atienden. En ningún caso este valor debe interpretarse como el impacto sobre las tarifas y los peajes, ya que éstos son el resultado de la demanda agregada, y no, como en este caso, de la demanda incremental.

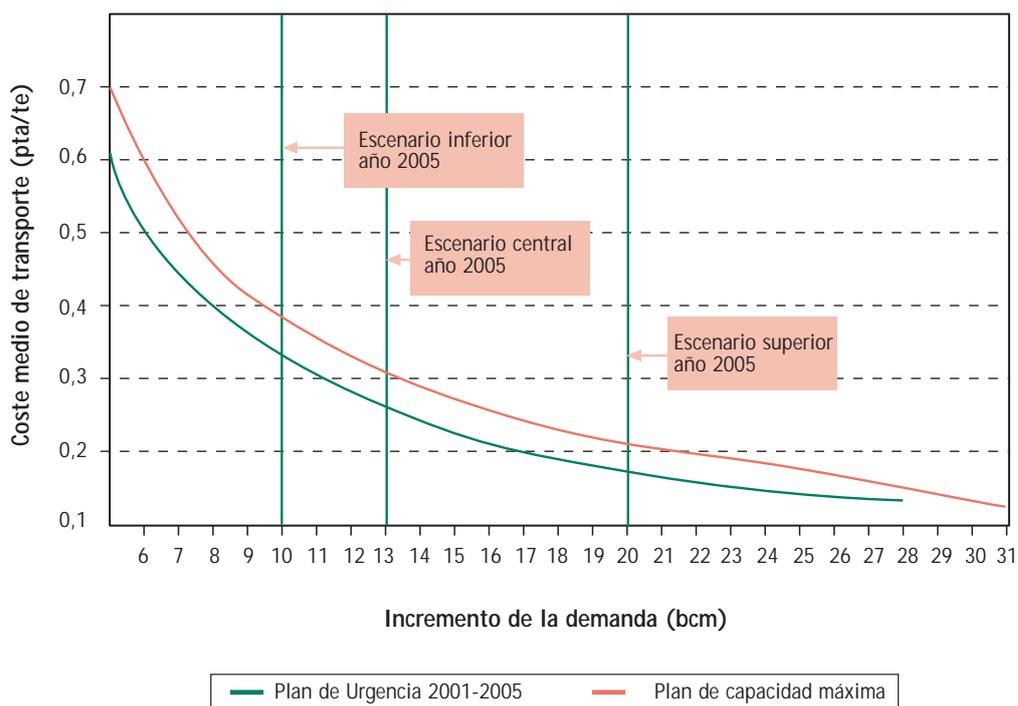
La **figura 8.1.10** muestra la variación de los costes medios de transporte en función del incremento de demanda.

Figura 8.1.9: Descripción de los planes de infraestructuras analizados

Descripción	Planes de Infraestructuras		Diferencia %
	Plan de Capacidad Máxima	Plan de Urgencia 2001-2005	
Proyectos incluidos			
Entrada de Barcelona	X	X	
Entrada de Huelva + Tarifa	X	X	
Entrada de Cartagena	X	X	
Entrada de Bilbao (Opción 400.000)			
Entrada de Bilbao (Opción 800.000)	X	X	
Entrada de Ría de Ferrol (sin ciclos)			
Entrada de Ría de Ferrol (con ciclos)	X		
Entrada de Sagunto	X	X	
Total inversión (Mpta)	301.322	253.576	-16%
Total capacidad nominal m³(n)/h	4.650.000	4.250.000	-9%
Inversión capacidad de emisión nominal (pta/m³(n)/h)	64.800	59.665	-8%
Total capacidad útil incremental (bcma)	30,5	28,0	-8%

Fuente: CNE

Figura 8.1.10: Coste medio del transporte de los planes de infraestructuras en función del volumen de demanda para una tasa de rentabilidad interna antes de impuestos del 9%



Fuente: CNE

En la **figura 8.1.11** se indican las variaciones del coste medio de transporte para los dos planes de infraestructura considerados, en los diferentes escenarios de demanda previstos. El coste medio de transporte del plan de urgencia es alrededor de un 16% inferior al plan de capacidad máxima en cada escenario.

tener una repercusión significativa sobre el nivel de tarifas y peajes del gas si su elección no se adecúa a las necesidades de la demanda. Es recomendable llevar a cabo las correspondientes evaluaciones económicas que permitan la más acertada optimización.

Figura 8.1.11: Coste medio de transporte de los planes de infraestructura para los tres escenarios de demanda

Incremento de demanda en 2005 ⁽¹⁾ (en bcm/año)	Coste medio del transporte Pta/te	
	Plan de infraestructuras de capacidad máxima	Plan de infraestructuras de urgencia 2001-2005
Escenario Inferior	9,8	0,440
Escenario Central	12,9	0,335
Escenario Superior	19,5	0,221

⁽¹⁾ La capacidad actual del sistema gasista está estimada en 21 bcma
Fuente: CNE

En definitiva, el análisis muestra que el nivel de costes medios del transporte está directamente relacionado con la evolución de la demanda real y por tanto sería aconsejable acomodar en el tiempo las nuevas inversiones para aumento de la capacidad de entrada de gas a la evolución de la demanda, evitando en lo posible originar una excesiva capacidad ociosa que tendrá sus repercusiones en el valor de las tarifas y peajes.

Esta Comisión recomienda que se mantenga un seguimiento periódico de la demanda de gas y sus previsiones, así como de las capacidades del sistema, para detectar con la suficiente anticipación las necesidades de nuevas inversiones, de manera que el plan de infraestructuras pueda actualizarse y optimizarse técnica y económicamente en cada momento.

8.1.5. Resumen

De la evaluación económica se destaca el importante volumen de inversión que representan las distintas alternativas en infraestructuras para garantía del suministro y aumento de capacidad de entrada al sistema analizadas y que pueden llegar a

Con todo, las evaluaciones económicas presentadas en este apartado no incorporan todos los aspectos necesarios para proporcionar una valoración final de los planes de infraestructuras de transporte de gas, por lo que las conclusiones de este apartado deben enmarcarse y matizarse por el conjunto de recomendaciones realizadas a lo largo de todo este informe

Los análisis realizados, tanto para los proyectos para Garantía del Suministro, como para los Proyectos de Aumento de Capacidad, muestran que el nivel de costes medios del transporte está directamente relacionado con la evolución de la demanda real. Esto aconseja acomodar en lo posible las nuevas inversiones a su evolución, evitando que se origine, o bien una capacidad ociosa excesiva, cuyo coste podría tener repercusiones en el valor de las tarifas y peajes; o bien carencias de infraestructuras que introduzcan restricciones en el crecimiento del consumo.

Para ello, se recomienda mantener un seguimiento periódico de la demanda de gas y sus previsiones, así como de las capacidades del sistema, que permita detectar con la suficiente anticipación las necesidades de nuevas inversiones, de manera que el plan de

infraestructuras pueda actualizarse y optimizarse técnica y económicamente en cada momento.

Las inversiones destinadas a mejorar la garantía del suministro del sistema ascienden a un volumen estimado de 144.250 Mpta, que han de imputarse al conjunto de la demanda, ya que contribuyen a mejorar la seguridad de todos los suministros. El coste medio del transporte de estos proyectos se encuentra entre las 0,077 y 0,058 pta/te, en función del escenario de demanda que se considere para el año 2005. (ver figura 8.1.4)

El plan de infraestructuras de urgencia 2001-2005, presenta un coste total de 253.576 Mpta, para una capacidad útil adicional máxima de 28 bcma y 4.250.000 m³/h de capacidad nominal instalada, que representa una inversión de 59.665 ptas/m³(n)/h. El coste medio del transporte se encuentra entre las 0,370 pta/te y 0,186 pta/te en función del escenario de demanda que se considere para el año 2005. (ver figuras 8.1.9 y 8.1.11)

El plan de capacidad máxima presenta un coste total de 301.322 Mpta, para una capacidad útil adicional de 30,5 bcma y 4.650.000 m³/h de capacidad nominal instalada, que representa una inversión de 64.800 ptas/m³(n)/h. El coste medio del transporte se encuentra entre las 0,440 pta/te y 0,221 pta/te en función del escenario de demanda que se considere para el año 2005. (ver figuras 8.1.9 y 8.1.11)

Ambos planes de infraestructura no son alternativos, sino que representan dos visiones complementarias: la visión de corto plazo de los proyectos a desarrollar con carácter de mayor urgencia en el periodo 2001-2005 y la visión de largo plazo que queda fuera del objetivo de este informe.

En relación con cada uno de los proyectos presentados de ampliación de la capacidad de entrada mediante plantas de regasificación, hay que destacar que sus características técnicas son heterogéneas, y por tanto, no se pueden realizar comparaciones entre ellas sin una

previa homogeneización, ajustando de igual manera los días de autonomía en tanques de GNL.

En general, se aprecia que en los proyectos de ampliación de la capacidad de entrada, cuanto mayor es la capacidad de emisión nominal del proyecto analizado y mayor es la distancia a los puntos de consumo, mayor es la necesidad de infraestructuras complementarias, lo que aumenta el volumen de la inversión.

Las infraestructuras complementarias serán específicas para cada proyecto de entrada de gas y dependerán asimismo de la saturación existente en las infraestructuras a las que se conecta. Por tanto, se ha de procurar un diseño de los proyectos para las nuevas entradas de gas que optimice en cada caso el dimensionamiento de la misma en función de las inversiones complementarias requeridas y de las nuevas necesidades de demanda.

En relación con la valoración particular de los proyectos propuestos, las nuevas plantas de regasificación de las Entradas de Sagunto, Ría de Ferrol con ciclos combinados y Bilbao y Cartagena presentan un máximo número de días de autonomía superior a 10 días. Las ampliaciones realizadas en las plantas de Huelva y Barcelona son de 4,7 y 6,9 días respectivamente. (ver cuadro 8.1.6)

A partir de los datos económicos, se concluye que la eficiencia de Bilbao mejora ampliando su capacidad de emisión a 800.000 m³/h y que la planta de Ría de Ferrol sin la construcción simultánea de los ciclos combinados asociados no resultaría una inversión atractiva para el sistema.

Por otro lado, y conforme a la información aportada por los promotores, el proyecto de entrada de gas por Sagunto, presenta unos parámetros comparables a los proyectos mejor clasificados y un diseño óptimo en relación con el número de días de autonomía.

8.1.6. Conclusiones

En el capítulo 7 se realizó el análisis del funcionamiento técnico de las infraestructuras gasistas. En este capítulo se ha examinado su evaluación económica. Del análisis tanto técnico como económico cabe extraer las siguientes conclusiones:

1. Reiterar de nuevo la necesidad de disponer de las inversiones previstas hasta 2004 tal y como se indicó en el capítulo 7. Estas inversiones deben ser acometidas con urgencia.
2. Las infraestructuras previstas para 2005 deberían ser ya el resultado de la planificación realizada por el Ministerio de Economía. En consecuencia, esta planificación debe estar disponible tan pronto como sea posible, con el fin de disponer de las inversiones necesarias en 2005.
3. Dado que el coste medio del transporte está ligado a la demanda real, la planificación debe acomodar acertadamente en el tiempo las nuevas inversiones a la evolución de la demanda, evitando tanto capacidades ociosas (costes innecesarios), como falta de capacidad (origen de restricciones). De esta forma debe detectar con la suficiente anticipación las necesidades de nuevas inversiones, de manera que el plan de infraestructuras pueda actualizarse y ser el óptimo en cada momento.
4. Las infraestructuras resultado del análisis técnico del apartado 7 calificadas como de urgencia, son las mínimas necesarias para atender las centrales de ciclo combinado que presentan un mayor grado de avance: esto es, o tienen la autorización administrativa o contratado el acceso a la red gasista o ambas cosas. A medida que otras centrales avanzasen en su grado de concreción de modo que se pudieran incorporar a corto plazo, la necesidad de desarrollo infraestructuras de gas adicionales sería más acusada.
5. En una primera estimación, y sujeta al resultado de la planificación, se estima que la planta de regasificación en la Ría del Ferrol, cobra su justificación para atender las necesidades de los ciclos combinados que en tiempo y capacidad se instalen en la zona.
6. Como ya se adelantó en el capítulo 7, el análisis de la capacidad de almacenamiento subterráneo y de GNL revela la existencia de déficit de capacidad de almacenamiento para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de 35 días de existencias estratégicas impuestas, así como con los 10 días de capacidad de almacenamiento de GNL incluidas en el peaje de regasificación. Las dificultades que puede suponer la ampliación de alguna de estas plantas (en especial, las de Cartagena y Barcelona) pueden hacer más aconsejable el que los días de autonomía se computen para el conjunto de las instalaciones y que la ampliación precisa de almacenamiento de GNL se realice a través de la construcción de nuevas plantas de regasificación.

8.2. Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector eléctrico

Conforme a la información facilitada por el gestor técnico del sistema eléctrico relativa a los costes de inversión correspondientes a los diferentes planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas de transporte, relacionados en apartados anteriores, se recoge en la tabla siguiente, para el periodo 2001 a 2005, el volumen total de inversión, en millones de PTA de 2001, clasificadas las actuaciones en prioritarias y no prioritarias, y valoradas las mismas a los costes unitarios establecidos en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica:

Figura 8.2.1. Estimación de la inversión en infraestructuras de transporte

	Inversiones en MMPTA de 2001					Total
	2001	2002	2003	2004	2005	
Instalaciones Prioritarias	42.667	126.595	39.739	38.348	24.011	271.360
Instalaciones No Prioritarias	0	0	0	3.636	2.005	5.641
TOTAL	42.667	126.595	39.739	41.984	26.016	277.001

Fuente: CNE

Considerando la anterior senda de inversiones y teniendo en cuenta lo establecido en el referido Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, en cuanto a la retribución de las nuevas instalaciones adjudicadas de forma directa, en la **figura 8.2.2** se recoge el incremento que podría experimentar, por este único concepto, la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica y que tendría que ser trasladado a las tarifas y peajes de cada ejercicio.

Teniendo en cuenta que la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para el año 2001 se eleva, de acuerdo con el Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001, a 96.809 MMPTA, los diferentes planes de desarrollo de las infraestructuras

de transporte de energía eléctrica vendrían a representar, para el periodo considerado, un incremento de la retribución de dicha actividad de un 36,9%, correspondiendo un 36,1% a las actuaciones consideradas prioritarias y un 0,8% a las actuaciones no prioritarias, si bien en cuanto a estas últimas cabría esperar, si tales actuaciones se someten a una adjudicación concurrencial, un incremento algo menor al aquí indicado.

En la **figura 8.2.3**, se recoge la evolución que experimentaría la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, en millones de pesetas de 2001, motivado, única y exclusivamente, por los referidos planes de desarrollo de las infraestructuras de la red de transporte, así como el incremento anual para el periodo considerado.

Figura 8.2.2. Estimación del incremento en la retribución del transporte

	Incremento de la retribución del transporte en MMPTA de 2001					Total
	2002	2003	2004	2005	2006	
Instalaciones Prioritarias	5.495	16.305	5.118	4.939	3.093	34.951
Instalaciones No Prioritarias	0	0	0	468	258	727
TOTAL	5.495	16.305	5.118	5.408	3.351	35.677

Fuente: CNE

Figura 8.2.3. Estimación de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica

2001	Retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica				
	2002	2003	2004	2005	2006
96.809	102.304	118.609	123.727	129.135	132.486
	5,68 %	15,94 %	4,32 %	4,37 %	2,59 %

Fuente: CNE

Asimismo, el anterior incremento de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica podría conllevar, considerando constantes todos los demás costes y parámetros que intervienen en la determinación de las tarifas eléctricas, la senda de incrementos de tarifas y/o peajes recogidos en la siguiente tabla.

energía eléctrica, hace evolucionar la retribución de esta actividad con el (IPC-1) y con el incremento de la demanda, afectada esta última de un factor de eficiencia. Por tanto, la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica no depende, de manera directa, de las inversiones en las redes de distribución aunque,

Figura 8.2.4. Estimación del incremento porcentual de la tarifa eléctrica debido al transporte

Incremento de la tarifa eléctrica considerando únicamente el incremento de la retribución de la actividad de transporte						
	2002	2003	2004	2005	2006	Total
Instalaciones Prioritarias	0,25 %	0,75 %	0,24 %	0,23 %	0,14 %	1,62 %
Instalaciones No Prioritarias	0 %	0 %	0,0 %	0,02 %	0,02 %	0,03 %
TOTAL	0,25 %	0,75 %	0,24 %	0,25 %	0,16 %	1,65 %

Fuente: CNE

Lógicamente, el previsto incremento de la demanda de energía eléctrica, a lo largo del periodo considerado, hará que los incrementos necesarios en las tarifas y peajes, para cubrir los costes de la red de transporte, sean sensiblemente menores, ya que la energía que debe soportar dichos costes también será mayor.

En cuanto a las inversiones en infraestructuras eléctricas que, durante el periodo considerado, tengan que abordar las empresas distribuidoras en aras a garantizar el suministro, las mismas no tienen por qué representar, un incremento de la retribución de la actividad de distribución y, por ende, de las tarifas y peajes, ya que la fórmula retributiva de dicha actividad, establecida en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de

lógicamente, mayores incrementos de la demanda conllevarán mayores necesidades de inversión, y viceversa. Deberá vigilarse, en este punto, que las empresas distribuidoras acompañen sus inversiones en las redes de distribución a la evolución de la demanda de los próximos ejercicios, y ello supuesto que, ya desde el inicio del periodo considerado, la calidad de servicio es, al menos, la reglamentaria, ya que, en aquellas zonas donde se observen valores actuales de la calidad de servicio peores que los reglamentados, será necesario un sobre-esfuerzo inversor por parte de las empresas distribuidoras, sin que quepan reivindicaciones de una mayor retribución por parte de dichas empresas, puesto que la actual retribución de la actividad de distribución viene a permitir alcanzar los umbrales de calidad de servicio reglamentados.