



Comisión

Nacional

de Energía

INFORME 4/2008 DE LA CNE SOBRE EL DOCUMENTO PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN DE LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y GAS 2008-2016

24 de enero de 2008

1	OBJETO	1
2	ANTECEDENTES	1
3	NORMATIVA DE APLICACIÓN	2
4	CONSIDERACIONES GENERALES.....	5
5	CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	9
5.1	Sobre la Intensidad energética.-.....	9
5.2	Sobre el consumo energético final.-	9
5.3	Sobre la potencia punta en el sistema peninsular	9
5.4	Sobre la evolución de la potencia en renovables.-	10
5.5	Sobre la evolución de la potencia en cogeneración.-	11
5.6	Sobre la evolución de la potencia en sistemas extrapeninsulares.-	11
5.7	Sobre las infraestructuras de transporte de electricidad	13
6	CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS DEL SECTOR GASISTA	24
6.1	Sobre la previsión de la demanda de gas	26
6.2	Sobre los criterios de desarrollo de la red básica.....	33
6.3	Sobre las simulaciones realizadas	45
6.4	Sobre las infraestructuras planificadas.....	46
6.5	Sobre instalaciones que permitirían aumentar el mallado del sistema gasista.....	63
6.6	Análisis de las zonas gasificadas	65
6.7	Sobre la adecuación del sistema gasista para favorecer la creación de un mercado único Europeo: infraestructuras de interconexión	74
6.8	Sobre los plazos de ejecución de las instalaciones planificadas.....	76
6.9	Sobre la Valoración Económica de la Propuesta de Planificación:	76
7	CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	83
7.1	Sobre la Planificación en materia de hidrocarburos líquidos.....	83
7.2	Sobre el contenido del capítulo 5 referente a “Infraestructuras de almacenamiento de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos”	87
8	CONCLUSIONES.....	96
8.1	De carácter general.....	96
8.2	Sobre la Planificación del Sector Eléctrico	96
8.3	Sobre la Planificación del Sector Gasista.....	97
8.4	Sobre la Planificación del Sector Hidrocarburos Líquidos.....	102

INFORME 4/2008 DE LA CNE SOBRE EL DOCUMENTO PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN DE LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y GAS 2008-2016

1 OBJETO

El presente informe se emite a solicitud del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (en adelante MITyC), de acuerdo con lo establecido en el punto 1 del apartado tercero de la Disposición Adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en relación con la propuesta de *“Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte”*.

2 ANTECEDENTES

Con fecha 13 de noviembre de 2007 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de Energía (CNE) escrito de la Secretaría General de Energía del MITyC, solicitando el informe preceptivo de esta Comisión sobre el mencionado documento de propuesta de Planificación Energética.

El artículo 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que se desarrollará en el apartado siguiente, establece que: *“la planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte, será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas. y será sometida al Congreso de los Diputados”*

Asimismo, el artículo 4 de la Ley 34/1998, que se desarrollará en el apartado siguiente, establece que *“la planificación en materia de hidrocarburos será realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados”*.

De acuerdo con esta normativa, el MITyC ha realizado el documento *“Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte”*, en el que se integra la planificación para los sistemas eléctrico y gasista en el horizonte

temporal 2008-2016, remitiéndolo a la CNE para la emisión del correspondiente informe preceptivo.

El mencionado documento de planificación está compuesto por 5 capítulos y anexos ordenados por bloques temáticos.

De conformidad con lo dispuesto en la Disposición Adicional Undécima, apartado segundo, punto 2, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con fecha 9 de enero de 2008 se reunieron los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos al objeto que sus miembros elevaran las consideraciones que considerarán oportunas. Se incluyen como anexo a este documento las alegaciones que se han recibido por escrito de los siguientes miembros de los Consejos Consultivos.

En el ejercicio de la función establecida en la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, punto 1, función tercera, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión celebrada el día 24 de enero de 2008 ha aprobado el presente informe.

3 NORMATIVA DE APLICACIÓN

El artículo 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico indica que *"la planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte, será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas. y será sometida al Congreso de los Diputados"*.

En lo que se refiere al contenido de la planificación eléctrica, el artículo 4.3 de la Ley del Sector Eléctrico establece que *"la planificación deberá referirse, a los siguientes aspectos:*

- a) Previsión de la demanda de energía eléctrica a lo largo del período contemplado.*
- b) Estimación de la potencia mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.*

- c) *Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución de acuerdo con la previsión de la demanda de energía eléctrica.*
- d) *El establecimiento de las líneas de actuación en materia de calidad del servicio, tendentes a la consecución de los objetivos de calidad, tanto en consumo final, como en las áreas que, por sus características demográficas y tipológicas del consumo, puedan considerarse idóneas para la determinación de objetivos diferenciados.*
- e) *Las actuaciones sobre la demanda que fomenten la mejora del servicio prestado a los usuarios, así como la eficiencia y ahorro energéticos.*
- f) *La evolución de las condiciones del mercado para la consecución de la garantía de suministro.*
- g) *Los criterios de protección medioambiental que deben condicionar las actividades de suministro de energía eléctrica, con el fin de minimizar el impacto ambiental producido por dichas actividades.*

Por su parte, en relación con el sector de hidrocarburos, el artículo 4 de la Ley 34/98 en su apartado primero, modificado por la Ley 12/2007, de 2 de julio, establece que *“la planificación en materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a las instalaciones integrantes de la red básica de gas natural, a la red de transporte secundario, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos líquidos y de almacenamiento básico de gas natural, a las instalaciones de transporte secundario y a la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor, teniendo en estos casos carácter obligatorio para la garantía de suministro de hidrocarburos”*, añadiendo en su apartado segundo que *“la planificación en materia de hidrocarburos será realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados”*.

En lo que se refiere al contenido mínimo de la planificación energética sobre el sector gasista, el artículo 4.3 de la Ley de Hidrocarburos establece que *“dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos:*

- a) *Previsión de la demanda [...] del gas natural a lo largo del período contemplado.*
- b) ...
- c) ...
- d) *Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.*
- e) *Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional.*
- f) *Previsiones relativas a instalaciones de transporte y almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado, con el fin de garantizar la estabilidad del sistema gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.*

[...]

En lo que se refiere al contenido mínimo de la planificación energética sobre el sector petrolero, el artículo 4.3 de la Ley de Hidrocarburos establece que “*dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos:*

- a) *Previsión de la demanda de productos derivados del petróleo [...] a lo largo del periodo contemplado.*
- b) *Estimación de los abastecimientos de productos petrolíferos necesarios para cubrir la demanda prevista bajo criterios de calidad, seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.*
- c) *Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos de acuerdo con la previsión de su demanda, con especial atención de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas.*
- d)
- e)
- f)
- g) *Establecimiento de criterios generales para determinar un número mínimo de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor en función de la*

densidad, distribución y características de la población y, en su caso, la densidad de circulación de vehículos.

h) Los criterios de protección medioambiental que deben informar las actividades objeto de la presente ley”.

Adicionalmente, en el apartado 1 del artículo 11 del Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, tras reiterar que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la Ley 34/1998, el Gobierno aprobará criterios generales para la determinación del número mínimo de estaciones de servicio en función de los criterios ya mencionados, además de “*aquellos otros parámetros que se estimen precisos*” se añade que “*Asimismo, se podrán aprobar criterios particulares para aquellas zonas del territorio que los requieran en atención a sus características específicas de población, circulación de vehículos o grado de desarrollo del mercado de distribución al por menor de productos petrolíferos. Una vez aprobados estos criterios, cuya elaboración se efectuará con la participación de las Comunidades Autónomas, serán presentados al Congreso de los Diputados*”.

En el apartado 2 del mismo artículo se establece que “*En el plazo de dos meses desde la aprobación de los criterios a que se refiere el apartado 1 de este artículo, por parte de las entidades locales en cuyo ámbito territorial aquellos no se cumplan y, en su caso, por parte de las Comunidades Autónomas en las que estén ubicadas, se procederá, en el ámbito de sus respectivas competencias, a adaptar los instrumentos de ordenación del territorio y a efectuar las actuaciones que resulten necesarias para hacer posible el cumplimiento de los mismos, calificando adecuadamente los terrenos y estableciendo las reservas de suelo necesarias para la ubicación de las nuevas instalaciones*”.

Por último, hay que señalar que en el apartado tercero de la Disposición Adicional Undécima de la Ley de Hidrocarburos se establece que una de las funciones de la Comisión Nacional de Energía será “*participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de planificación energética*”.

4 CONSIDERACIONES GENERALES

La Planificación de los sectores de electricidad y gas, que se realiza conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, es un elemento básico para el desarrollo del sector energético nacional. En ella, se contempla la definición de los planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas, gasistas y de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos, en especial, de las infraestructuras de transporte que están sometidas a la planificación vinculante de la Administración, que es una pieza esencial para asegurar la garantía de suministro, permitiendo que los agentes que desarrollan actividades liberalizadas adopten sus decisiones empresariales libremente.

Si bien la responsabilidad última de la Planificación recae sobre el Gobierno, ésta se confecciona también con la participación de las Comunidades Autónomas y de los diferentes agentes implicados en el proceso de elaboración del documento objeto de informe, siendo especialmente importante el papel del Operador del Sistema Eléctrico y Gestor de la Red de Transporte entre cuyas funciones está recogida la de *“Proponer al Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, las necesidades de la red de transporte para garantizar la fiabilidad del suministro, indicando los planes de desarrollo y refuerzo de la red de transporte”*¹ y la labor del Gestor Técnico del Sistema Gasista, entre cuyas funciones está recogida la de *“Proponer al Ministerio de Economía el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos”*².

A continuación se incluye, en primer lugar, una serie de consideraciones generales comunes a los sectores, pasando a continuación al análisis particular de cada uno de ellos.

El documento que se informa pretende determinar la nueva infraestructura energética que debe funcionar en régimen de monopolio natural (transporte de electricidad y gas natural, y almacenamiento de gas y productos petrolíferos). Para ello, parte de las propuestas de

¹ Según el Artículo 6.2 letra b del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre

² Según el Artículo 64.2 letra h de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

nueva generación y consumos realizadas por las CC.AA., los agentes y los operadores.

En primer lugar se ha de señalar que el Documento que se informa no constituye una verdadera planificación energética, ya que no responde a un modelo estructurado en el que se analicen todas las alternativas energéticas, desde el lado de la oferta y desde el lado de la demanda, lo que en su caso, constituiría un ejercicio análogo a una planificación integrada de recursos. Con un modelo de tipo estructurado:

- a) Se podrían analizar todas las posibilidades que pueden ofrecer los bienes o productos energéticos, que fueran sustituibles entre sí, para facilitar una determinada utilidad energética. Por ejemplo, para climatización (calefacción y/o refrigeración) se podrían analizar las opciones de electricidad, gas natural, productos petrolíferos o de calor de cogeneración.
- b) En cada sector energético, se podrían analizar en las mismas condiciones las opciones de generación frente a las de demanda. Por ejemplo, se compararían los mecanismos de demanda para la disminución de la punta del sistema eléctrico frente a la alternativa de construir una nueva central para satisfacer dicha punta de demanda.
- c) En todos los análisis se contemplarían las variables económica, de seguridad de suministro y medioambiental.

Como consecuencia de lo anterior, se puede señalar que el Documento sometido a informe determina las nuevas redes de transporte y almacenamiento de combustibles para el periodo 2008-2016, pero éstas se han obtenido:

- a) Sin haber fijado previamente las necesidades de conexión derivadas de los objetivos de nueva potencia renovable que se derive del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el periodo 2011-2020, y que debe establecerse durante el año 2008, conforme a lo dispuesto en la Disposición Adicional novena del Real decreto 661/2007. Dicho Plan deberá considerar el ambicioso objetivo establecido

en la UE de alcanzar una penetración de las energías renovables del 20% en el año 2020, cuando el objetivo actual es alcanzar el 12% en 2010.

- b) Sin haber contemplado medidas de ahorro y eficiencia energética para casi la mitad del periodo planificado 2013-2016, ya que el actual Plan de Acción actualmente vigente corresponde al periodo 2008-2012.
- c) Sin haber considerado medidas de gestión de la demanda referentes a la reducción y desplazamiento de la punta del sistema eléctrico, ya que la evolución anual de la punta (tanto de invierno como de verano) es superior a la de la demanda de energía, y además, de acuerdo con las monótonas de carga elaboradas por el operador del sistema, en los últimos años se necesitan unos 2.000 MW para ser utilizados únicamente durante las 10 horas de mayor demanda del año, así mismo, unos 5.000 MW para las 100 horas de mayor demanda.
- d) Sin haber considerado los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ que correspondan al periodo post Kyoto, es decir durante la segunda parte del periodo sometido a planificación 2013-2016.

Por todo lo anterior, la CNE considera que el Documento sometido a informe debería mejorar sus análisis económicos y energéticos como consecuencia de no haberse adoptado un enfoque estructurado durante todo el periodo sometido a planificación.

Finalmente se ha de señalar que la planificación contenida en el Documento se realiza bajo un escenario de precios energéticos excesivamente optimista y alejado de situación real actual. Por otra parte, no se considera suficiente el argumento de que esta situación es conservadora, ya que si finalmente no se cumple este escenario optimista, la demanda se contraerá, y la garantía de suministro se incrementará. La Planificación debe perseguir en el largo plazo el óptimo energético (garantía de suministro), económico y ambiental, y la utilización de partida de datos optimistas alejaría el resultado final de los óptimos económico (por las infraestructuras innecesarias que se preverían) y ambiental (por el mayor impacto ambiental de estas infraestructuras).

5 CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

5.1 Sobre la Intensidad energética.-

Se comparte la afirmación contenida en el punto 2.2. del Documento respecto a que las disminuciones de la intensidad energética en 2005 (0,9%), 2006 (4,7%) y 2007 se deben a las medidas de ahorro y eficiencia adoptadas, pero al mismo tiempo se considera que también ha existido un efecto saturación en el consumo energético derivado de la ejecución de las infraestructuras y asimismo una bonanza climática de las temperaturas en los tres últimos años. Por otra parte, se discrepa con el Documento respecto a que la expansión de la cogeneración ha mejorado la intensidad energética, ya que en los tres últimos años la realidad ha sido que ha existido una contracción de la energía eléctrica procedente de la cogeneración.

5.2 Sobre el consumo energético final.-

Se ha detectado una errata en la tabla de reparto del consumo energético final por sectores que se incluye en el punto 2.2. del Documento. La participación del sector terciario y doméstico debería ser del 27%, y no el 54%.

5.3 Sobre la potencia punta en el sistema peninsular

Se ha detectado en el Documento que las potencias de punta de demanda de invierno y verano que figuran en las páginas 50 y 81 no resultan coherentes. Cuando se muestran los datos por Comunidades Autónomas, se considera como potencia punta de demanda en invierno, 54.810 MW para 2011, y 62.940 MW para 2016, mientras que los datos que se presentan acumulados son, 53.300 MW en 2011, y 63.200 MW en 2016. La punta de demanda en verano, según datos acumulados la sitúa en 48.700 MW para 2011 y 59.500

MW para 2016, mientras que en el desglose por Comunidades, los totales obtenidos son 51.780 para 2011, y 60.330 MW para 2016.

5.4 Sobre la evolución de la potencia en renovables.-

En la página 55 del documento, donde se incluyen las previsiones de generación en régimen especial, no se ha desglosado la potencia solar en fotovoltaica de la solar termoeléctrica, y además, se asignan a 2008 potencias similares o inferiores a las ya existentes en 2007. Como dato de partida, en 2006 el Documento considera 106 MW de potencia instalada, cuando en realidad los datos actuales nos dan una cifra de 141 MW fotovoltaicos. En cuanto a 2007 se espera una potencia instalada a final de año en torno a los 450 MW fotovoltaicos y 11 MW termoeléctricos. De acuerdo con la información disponible en la CNE sobre solicitudes de acceso, las extrapolaciones que pueden hacerse para 2008 nos llevan a una horquilla a final de dicho año entre 1.200 y 2.000 MW fotovoltaicos.

Está claro que las previsiones establecidas en el Documento se quedan cortas. Tal y como argumentó la Asociación de Productores en Régimen Especial en el pasado Consejo Consultivo de fecha 9 de enero de 2008, se prevén unos 6.000 MW de potencia instalada en 2016 con solar termoeléctrica y unos 8.000 MW en solar fotovoltaica.

El Documento debería valorar las implicaciones de una mayor contribución de las energías renovables a la generación eléctrica, considerando las ventajas de la hibridación y de la generación distribuida (micro generación) para obtener mayores niveles de eficiencia en el desarrollo y uso de las infraestructuras de transporte energético.

Por último, en el Documento se asignan en 2011 potencias de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) similares o inferiores a las ya existentes en 2007. Si observamos los datos considerados en la página 41 del mismo, la producción con R.S.U. para 2006 fue de 1.397 GWh, que se proyecta a 2016 con un valor de 1.377 GWh. Los datos existentes en la

actualidad en la CNE nos dan una generación para el sistema nacional en 2006 de 2.442 GWh y de 2.300 GWh para los once primeros meses de 2007. En cuanto a la potencia instalada, ésta se encuentra en torno a los 600 MW, mientras que los datos utilizados en Documento de planificación parten en 2006 de una potencia instalada de 444 MW en el escenario de eficiencia (pág. 58 del documento) y de 437 MW en escenario de operador del sistema eléctrico, por lo que las previsiones que se hacen no resultan ajustadas a la situación actual.

5.5 Sobre la evolución de la potencia en cogeneración.-

Se asignan a 2011 potencias de cogeneración inferiores a las contempladas en el Plan de Acción 2008-2012, que planteaba un escenario exigente encaminado a un objetivo de 8.400 MW instalados en el año 2012. En el actual documento de planificación, tanto si consideramos el escenario de eficiencia como el del operador del sistema eléctrico, ni siquiera se alcanzarían los 8.000 MW de potencia instalada en 2016 (ver páginas 58 y 59 del Documento de planificación).

Por último, señalar que no es equivalente la planificación realizada con la energía excedentaria de cogeneración con la realizada a partir de la energía neta y el consumo industrial asociado, tal y como se argumentó en el Consejo Consultivo de Electricidad desde el MITyC, ya que en la primera no se consideran las indisponibilidades del sistema de cogeneración con el incremento de la demanda correspondientes que debe ser satisfecho a partir de generación convencional, lo que conlleva una necesidad adicional de infraestructuras.

5.6 Sobre la evolución de la potencia en sistemas extrapeninsulares.-

Las potencias y producciones previstas en los sistemas extrapeninsulares resultan coherentes según los datos disponibles en CNE así como con las previsiones respecto a

los mismos consideradas en el Informe Marco 2007-2011, que se resumen a continuación:

DATOS INFORME MARCO					
Sistemas (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011
Gran Canaria	3.750	3.941	4.136	4.337	4.547
Tenerife	3.729	3.940	4.151	4.374	4.612
Lanzarote-Fuerteventura	1.604	1.704	1.808	1.916	2.026
La Palma	244,1	254,7	265,3	277,5	290,1
La Gomera	70,9	75,9	80,8	85,8	91,2
Hierro	37,8	40,2	42,8	45,6	48,6
Canarias	9.435,80	9.955,80	10.483,90	11.036	11.614,90
Mallorca-Menorca	5.539	5.825	6.139	6.456	6.775
Ibiza- Formentera	841	878	921	965	1.012
Baleares	6.380	6.703	7.060	7.421	7.787
Ceuta	258	299	324	335	346
Melilla	229	253	260	267	274
TOTAL	16.302,80	17.210,80	18.127,90	19.059	20.021,90

DATOS INFORME MARCO					
Sistemas (MW)	2007	2008	2009	2010	2011
Gran Canaria	629	666	705	746	788
Tenerife	629	670	712	757	805
Lanzarote-Fuerteventura	283	307	330	354	378
La Palma	45	47	50	52	55
La Gomera	15	17	18	19	20
Hierro	9	9	10	10	10
Canarias	1.610	1.716	1.825	1.938	2.056
Mallorca-Menorca	1.090	1.152	1.216	1.281	1.350
Ibiza- Formentera	208	219	230	243	256
Baleares	1.298	1.371	1.446	1.524	1.606
Ceuta	48	55	59	61	64
Melilla	46	50	52	53	55
TOTAL	94	105	111	114	119

En Melilla, la previsión de potencia instalada parece ajustada, siendo claramente insuficiente en Ceuta. La situación de Ceuta se ve agravada además a corto plazo por la falta de emplazamientos necesarios para la instalación de la nueva generación necesaria para garantizar el suministro eléctrico. La CNE considera, al igual a como figura en el mencionado Informe Marco, que el Documento de planificación debería manifestar la necesidad de que la Ciudad Autónoma de Ceuta motivase a las empresas eléctricas para que inviertan en aumentar el parque generador de la ciudad, tratando al mismo tiempo de

facilitar la disponibilidad de emplazamientos donde poder ubicar dicho parque generador. De la misma forma, debería figurar una solicitud de colaboración a la Autoridad Portuaria y al Ministerio de Defensa, con el fin de poder liberar emplazamientos facilitando las condiciones de cesión de los terrenos que puedan corresponder.

Se han verificado, por otra parte, los índices de cobertura y los factores de garantía del suministro, resultando en su mayoría coherentes con los datos utilizados en la confección del mencionado Informe Marco, considerando el escenario del Operador del Sistema y, eso sí, teniendo en cuenta que los datos utilizados en la Planificación.

5.7 Sobre las infraestructuras de transporte de electricidad

Primera.- Sobre los criterios y directrices de la Planificación, esta Comisión señala diversos aspectos que serían necesarios desarrollar y explicitar para garantizar con transparencia el desarrollo adecuado de las infraestructuras:

- Criterios para desarrollar nuevas instalaciones de transporte cuando las necesidades del sistema se pueden atender tanto a través del desarrollo de redes de transporte, como de redes de distribución. En ausencia de unos criterios explícitos (aún no se ha aprobado el correspondiente Procedimiento de Operación), se corre el riesgo de desarrollar toda la infraestructura de reparto de carga en zonas de distribución a través de la red de transporte, aunque ello no sea económicamente eficiente, debido a los diferentes modelos de retribución existentes para ambas actividades.

A juicio de esta Comisión, resulta fundamental que se mejoren los mecanismos actuales que permitan coordinar los planes de desarrollo de la red de transporte con los planes de desarrollo de las redes de distribución, debiendo quedar perfectamente identificados aquellos desarrollos y refuerzos del transporte que obedecen a necesidades concretas de las empresas distribuidoras. De esta forma, quedaría perfectamente delimitado lo que las empresas eléctricas deben realizar en

el ámbito de cada una de las actividades. Esta coordinación debería ser gestionada por el Operador del Sistema.

- Titular de cada una de las instalaciones que serán desarrolladas en el horizonte de Planificación. Esta información debería incluirse en las tablas del Anexo 3.II de Instalaciones Eléctricas como una columna adicional, todo ello con el fin de clarificar las responsabilidades de cada agente en el desarrollo, en el plazo previsto, de la red de transporte, tal y como se recoge en las recomendaciones emitidas por esta Comisión tras el análisis del incidente en el suministro eléctrico de Barcelona, acaecido el 23 de julio de 2007, y teniendo en cuenta lo establecido en el apartado Cuarenta y dos del artículo único de la Ley 17/2007, por el cual determinadas actuaciones en la red de 220 kV, por sus características y funciones, podrán ser titularidad del distribuidor de la zona.
- Criterios para la determinación de instalaciones destinadas, principalmente, a la evacuación de nuevos grupos de generación. Por una parte, dado que las solicitudes de acceso de generadores son muy superiores a las necesidades del sistema, es necesario determinar de una manera transparente tanto la cantidad, como las infraestructuras de transporte concretas que resulta económicamente eficiente realizar para permitir evacuar nueva generación.

En relación con lo anterior, no se puede obviar que el número y localización de los equipos generadores considerados en los estudios condiciona las infraestructuras propuestas. Así, en muchos casos, la existencia de capacidad de generación suficientemente repartida geográficamente, permite evitar inversiones cuantiosas en transporte. A este respecto, el documento recoge unas directrices generales para la ubicación idónea de nueva generación, referidas al nivel de pérdidas de transporte y a la existencia de restricciones técnicas, pero no se evalúa el coste de las necesidades adicionales de red de transporte que requiere el desarrollo de generación en unas zonas frente a otras.

No obstante, y sin perder de vista que los costes ocasionados por las pérdidas de transporte son significativos y que la seguridad del sistema se reduce con la

existencia de grandes flujos entre zonas lejanas, a falta de una señal de localización adecuada para los nuevos equipos generadores, es responsabilidad del gestor de la red de transporte como transportista único, garantizar el acceso a la red de transporte de los distintos grupos generadores que así lo soliciten, mediante una planificación adecuada de las instalaciones necesarias para la evacuación de toda la potencia prevista.

- Criterios para la instalación de elementos de compensación de energía reactiva en la red de transporte, con respecto a instalaciones de compensación en las redes de distribución, considerando las obligaciones impuestas por el Procedimiento de Operación del sistema eléctrico P.O. 7.4 a los gestores de las redes de distribución.
- Criterios o análisis particularizados de los casos en los que resulta recomendable la realización de nuevas líneas con apoyos preparados para 2 ó más circuitos cuando inicialmente sólo se requiere uno, en relación con el plazo en que resulta previsible la necesidad de los circuitos adicionales.
- Criterios para la incorporación de líneas de conexión internacional, y en particular las posibles conexiones con Portugal, Francia y Argelia, identificando el nivel de interconexión eficiente y, por tanto, explicitando el beneficio económico de las mismas para el sistema español.
- Criterios económicos y sociales para la evaluación de propuestas de desarrollo, beneficios que las mismas introducen en la operación del sistema y valoración de las “externalidades” (costes medioambientales y de ocupación del territorio).
- Criterios técnicos para determinar los umbrales de potencia máxima inyectada en un nudo o en nudos eléctricamente próximos. En función de la topología de red y perfiles de generación e intercambios internacionales.
- Criterios para determinar las configuraciones de subestaciones de transporte en función del nivel de tensión, del número de posiciones y del análisis coste-beneficio derivado de la fiabilidad de cada configuración.

Finalmente, esta Comisión entiende que, de acuerdo con la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 1955/2000, sobre *Procedimientos de operación del sistema para la gestión, el mantenimiento y la planificación de la red de transporte*, el conjunto de criterios técnico-económicos, junto con los criterios técnicos incluidos en el capítulo 3.4 de la propuesta de Planificación que se informa, deben recogerse formalmente en los referidos Procedimientos de Operación, completándose de esta forma la regulación que, sobre esta materia, se inicia con la entrada en vigor del Real Decreto 1955/2000.

Segunda.- De acuerdo con el artículo 13 del Real Decreto 1955/2000:

“A partir de la propuesta de desarrollo de la red de transporte presentada por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, el Ministerio de Economía elaborará en cuatro meses, el plan de desarrollo de la red de transporte previo informe de la Comisión Nacional de Energía.”

Esta Comisión valora que por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se haya otorgado a esta Comisión en el proceso de Planificación un papel más relevante en el mismo, permitiendo su participación en las distintas reuniones mantenidas con las diversas Comunidades Autónomas.

No obstante lo anterior, esta Comisión entiende que, para la correcta realización del referido informe preceptivo y con el fin de asegurar la equidad y transparencia del proceso de planificación de la actividad de transporte, esta Comisión debería adquirir un papel aún más importante en el mismo, participando en la elaboración y establecimiento de los criterios, las hipótesis y los objetivos de desarrollo de la Red de Transporte. Es decir, el organismo regulador debería colaborar desde el inicio del proceso de Planificación, participando en la determinación de los distintos criterios, hipótesis y directrices y estudiando posteriormente el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte las diversas alternativas posibles desde el punto de vista técnico-económico, en base a las condiciones y valores establecidos por el regulador, desde la experiencia que le otorga su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte.

Tercera.- Por otra parte, esta Comisión considera, en base a la información disponible, que en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 se encuentran recogidas las actuaciones que verifican los criterios e hipótesis fijados al comienzo de la fase de Planificación, una vez estudiadas las distintas alternativas y necesidades presentadas por los diferentes agentes y Administraciones participantes en el proceso de Planificación. Es por ello que esta Comisión considera que el Trámite de Audiencia a los diferentes miembros del Consejo Consultivo de Electricidad no es el lugar adecuado para la petición de inclusión de nuevas actuaciones en la propuesta de Planificación que se informa. Esta Comisión entiende que las mismas ya debieron haber sido recibidas y estudiadas por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte y su no consideración en la citada propuesta de Planificación, debiera obedecer a la no verificación de los criterios e hipótesis anteriormente citados. En cualquier caso, todas las alegaciones recibidas de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad se incluyen como Anexo del presente Informe.

Esta Comisión entiende, tal y como ha referido con anterioridad, que el organismo regulador debería contar con una mayor presencia en este proceso, no sólo en la determinación de los criterios e hipótesis de partida, sino también en la supervisión de los distintos estudios realizados por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, en aras a garantizar la transparencia de los procesos y la equidad en el trato otorgado a las peticiones realizadas por los distintos agentes y Administraciones participantes en el proceso de Planificación.

Con independencia de lo anterior, y dado que desde el punto de vista de la demanda la propuesta de Planificación que se informa viene a recoger las necesidades de nuevas infraestructuras relativas a la alimentación del Tren de Alta Velocidad y de las desaladoras a implantar en el levante español, esta Comisión no tiene por menos que resaltar los comentarios recibidos de la sociedad estatal Aguas de las Cuencas Mediterráneas (Acuamed). Así, sobre la base de dichas observaciones, deberían revisarse las fechas de puesta en servicio de las infraestructuras asociadas a las desaladoras de Torre Vieja, Bajo Almanzora, Aguilas, Campo de Dalias, Moncofar y Fuengirola. Así mismo, la empresa responsable del desarrollo de las infraestructuras, eléctricas asociadas a las desaladoras,

debería hacer los mejores esfuerzos para que las mismas se finalicen en tales fechas, ya que de otro modo el Programa AGUA podría verse seriamente comprometido.

Cuarta.- Desde el punto de vista económico, como resultado de la planificación se prevé un esfuerzo inversor muy significativo que habrá de ser sufragado por los usuarios del sistema eléctrico. Al no poderse evaluar adecuadamente, como se ha indicado anteriormente, los resultados de la Planificación que se informa, se ha de entender que las inversiones propuestas son el resultado de un proceso racional de planificación y que, por tanto, están totalmente justificadas económicamente.

No obstante, esta Comisión considera que es necesario, una vez definidas las distintas instalaciones a realizar en la red de transporte en el horizonte 2008-2016, incluyendo el agente responsable de su desarrollo tal y como se indica en la consideración primera del presente epígrafe, la realización de una evaluación por parte de cada agente de su propia capacidad para acometer el plan de inversiones derivado de la Planificación, y una aceptación expresa, total o parcial, del mismo. En el caso que no sea posible por parte de algún agente llevar a cabo la totalidad de las instalaciones programadas, debería ser el Operador del Sistema quien establezca cuáles, según la capacidad manifestada por el agente, tendrán preferencia a la hora de realizarse.

A su vez, cabe reflexionar sobre el efecto que las inversiones previstas en la propuesta de Planificación tendrán sobre los precios de la electricidad en España en los próximos años.

Únicamente en lo que respecta a las redes de transporte de energía eléctrica se prevé invertir 8.781,5 millones de €, que representará un aumento aproximado, en el año 2016, de casi un 70% de la retribución de la actividad de transporte con respecto a la del año 2008.

En este sentido, y teniendo en cuenta que de acuerdo con lo establecido en el apartado 42 del artículo único de la Ley 17/2007, las redes de transporte pertenecerán a un único agente, se debería revisar el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de adecuar las condiciones económicas al modelo de organización empresarial de la

actividad de transporte. Asimismo cobra especial relevancia la revisión de los costes unitarios de las distintas instalaciones del citado Real Decreto, con el fin de adecuar los mismos a los costes realmente incurridos en la realización de las diversas infraestructuras.

En principio, mediante una revisión efectiva del Real Decreto 2819/1998, y el establecimiento por parte del Operador del Sistema de las instalaciones que deberán ser llevadas a cabo por cada agente de manera prioritaria, esta Comisión considera que se evita el riesgo de que se tome la decisión, por parte de los distintos agentes, de llevar a cabo tan solo aquellos proyectos que sean más rentables desde el punto de vista empresarial, sin tener en cuenta la importancia de los mismos para el correcto desarrollo de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Quinta.- El artículo 14 del Real Decreto 1955/2000, sobre el *Programa anual de instalaciones de la red de transporte*, establece que:

“1. Sobre la base de dicho plan de desarrollo de la red de transporte, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y publicará anualmente en el «Boletín Oficial del Estado», previo informe de la Comisión Nacional de Energía, el programa anual de instalaciones de la red de transporte, para lo que utilizará la actualización anual de las propuestas de desarrollo llevadas a cabo por el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

2. El programa anual de instalaciones incluirá la actualización de los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales, así como aquellas actuaciones excepcionales a las que se refiere el artículo siguiente”

Esta Comisión entiende preciso resaltar que la aprobación sistemática del citado programa anual de instalaciones permitirá que las actuaciones que surjan de manera excepcional, o las modificaciones que se quieran realizar respecto a las recogidas en la Planificación vigente, puedan tener cabida. Hasta el ejercicio 2007, único para el que se ha aprobado el reiterado programa anual, las actuaciones que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte entendía necesarias y que no aparecían recogidas en el vigente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte, aún siendo informadas

favorablemente por el organismo regulador, se vieron retrasadas hasta la revisión del citado Plan y/o aprobación del programa anual correspondiente al año 2007, lo que implicó tener que esperar hasta tres años para obtener la autorización administrativa. Es por ello que esta Comisión considera que el programa anual de instalaciones debería tener un protagonismo mayor, de forma que mediante su aprobación sistemática se permita acometer las nuevas necesidades de la red de transporte que surjan entre los periodos de revisión del Plan de Desarrollo de la misma.

Asimismo, la aprobación y publicación en el B.O.E., previo informe de la Comisión Nacional de Energía, del Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica, implica, además de completar las fases previstas en la planificación del transporte de energía eléctrica, comprometer a los agentes a la ejecución, en plazo, de las instalaciones recogidas en el mismo.

A su vez, entiende esta Comisión que debería definirse un procedimiento de penalización al transportista único en el caso de incumplimiento, por causas imputables al mismo, de la citada planificación, una vez establecidas las modificaciones oportunas a la misma a través de los distintos programas anuales, en base a la importancia fundamental que tiene el cumplimiento de la citada Planificación en el funcionamiento de nuestra sociedad.

Sexta.- Esta Comisión considera que tal y como se recoge en las recomendaciones emitidas por esta Comisión tras el análisis del incidente en el suministro eléctrico de Barcelona, acaecido el 23 de julio de 2007, debería normalizarse, principalmente en el caso de grandes poblaciones urbanas, el diseño y las características de las subestaciones de inyección de potencia desde la red de transporte a la red de distribución, con el fin de no acumular una capacidad de transformación excesiva en un único punto de la red, y de garantizar un mínimo apoyo a cada una de estas subestaciones desde las subestaciones colindantes.

Por todo ello, esta Comisión entiende oportuno que se realice de manera urgente un estudio pormenorizado de la situación actual de la alimentación de energía eléctrica a las grandes ciudades españolas, con el fin de establecer unos criterios básicos en el diseño de las subestaciones con transformación 220/MT, de tal manera que se asegure que no se ubique una potencia de transformación excesiva en un único punto de la red que

imposibilite, en caso de avería, una rápida reposición del servicio. El citado estudio deberá ser presentado para su evaluación antes de la aprobación del próximo Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica.

A su vez, esta Comisión entiende que es necesario que se identifiquen todas las instalaciones eléctricas categorizadas como pertenecientes a la red de transporte pero que realizan funciones propias de distribución.

Así mismo, y sin perjuicio de las competencias de las Comunidades Autónomas, entiende esta Comisión que es necesario desarrollar urgentemente Procedimientos de Operación de las redes de distribución, similares a los existentes para la red de transporte, en los que se establezcan los requisitos mínimos exigibles a la actividad de distribución de energía eléctrica, de modo que se venga a garantizar una perfecta sintonía en el desarrollo de las actividades de transporte y distribución, y con ello, se eviten actuaciones en la red de transporte que podrían acometerse desde las redes de distribución.

Séptima.- El objetivo mínimo de interconexión eléctrica establecido en la cumbre de Barcelona en un 10% debería intentar conseguirse excluyendo las interconexiones con Portugal, Marruecos y Argelia. Siendo el objeto de tal propuesta conseguir un nivel mínimo de integración de los mercados eléctricos regionales en el mercado interior de electricidad, debería planificarse la consecución de tal objetivo considerando únicamente las interconexiones con países de la Unión Europea exceptuando Portugal, e incluso debería perseguirse alcanzar tal valor mínimo en la interconexión con Francia, respecto de los sistemas español y portugués, dado que tal interconexión es la que realmente conecta a toda la Península Ibérica con Europa.

Octava.- Con respecto a los comentarios realizados por varios miembros del Consejo Consultivo, acerca de la necesidad de desarrollar un documento en el que se recoja la evolución de los distintos proyectos de infraestructuras recogidos en la Planificación, cabe indicar que la Comisión Nacional de Energía lleva realizando desde el año 2001, y con periodicidad anual, un Informe-Marco que incluye las previsiones sobre la evolución de la demanda de energía eléctrica y gas, así como la situación y perspectiva de la oferta

energética con un horizonte temporal de cuatro años. Dichos informes(1) se comenzaron a realizar por encargo del Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía.

Cabe señalar que el Consejo de Administración de esta Comisión, en su sesión celebrada el día 21 de febrero de 2002, acordó aprobar la propuesta de procedimiento para el seguimiento de las infraestructuras referidas en el Informe-Marco. De acuerdo con el citado procedimiento se estableció un proceso de comunicación con los promotores de dichas infraestructuras, que posibilita el envío de información por parte de éstos para el **seguimiento de las infraestructuras**, que se ha venido realizando desde marzo de 2002 hasta la fecha.

Por otro lado, en la Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE, en su artículo 5, sobre supervisión de la seguridad del suministro, se establece que:

“Los Estados miembros se harán cargo de la supervisión de los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Cuando los Estados miembros lo consideren oportuno, podrán delegar esta función a las autoridades reguladoras mencionadas en el apartado 1 del artículo 25. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de la demanda y la oferta futuras previstas, las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Todos los años, antes del 31 de julio a más tardar, las autoridades competentes publicarán un informe con los resultados de la supervisión de dichas actividades, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, y lo presentarán sin demora a la Comisión.”

(1) Los informes se encuentran disponibles en la página web: www.cne.es

Análogamente, la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, en su artículo 4 sobre supervisión de la seguridad del suministro establece que:

“Los Estados miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, podrán encomendar esta tarea a las autoridades reguladoras contempladas en el apartado 1 del artículo 23. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Cada dos años, antes del 31 de julio a más tardar, las autoridades competentes publicarán un informe con los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, y lo presentarán sin demora a la Comisión.”

Al respecto, esta Comisión considera que el referido Informe-Marco se corresponde con los informes de supervisión establecidos en las Directivas anteriormente citadas.

6 CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS DEL SECTOR GASISTA

Esta Propuesta de “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008 - 2016: Desarrollo de las Redes de Transporte”, se inicia con la solicitud de Red Eléctrica de España de 29 de mayo de 2006 a la Subdirección General de Planificación de Energía, de la Secretaría General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de iniciar el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.

Como consecuencia de dicha solicitud y debido a la intensa interrelación entre los sistemas eléctricos y de gas natural, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, mediante la Orden ITC 2675/2006, de 1 de agosto, extiende al sector de gas natural el proceso de actualización de la, en ese momento vigente, Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas de 2002-2011, Revisión 2005-2011, que fue aprobada en marzo de 2006.

Por tanto, esta nueva Planificación de Redes de Transporte para el Sector del Gas Natural 2008 – 2016 debería recoger los cambios y novedades que se han producido desde finales del año 2005 hasta hoy día.

Los cambios más significativos, entre otros, acaecidos en el periodo 2005 – 2007, y que pueden afectar al desarrollo en el futuro del sector del gas natural en España, son: el significativo aumento del precio del petróleo junto con sus consecuencias en el precio del gas natural: en España el precio CMP para el gas natural ha tenido un incremento del 65% entre el periodo diciembre 2005 – diciembre 2007 con respecto al periodo febrero 2002 –diciembre 2005; la estabilización del crecimiento de la demanda de gas natural en el mercado convencional (sectores residencial, comercial e industrial) en el periodo diciembre 2005 – diciembre 2007; y el descenso por primera vez en España en el año 2006 de la intensidad energética por unidad de PIB.

Por otro lado, con fecha 4 de julio de 2007, entra en vigor la Ley 12/2007, que actualiza la Ley 34/1998, modificando, entre otros, el artículo 4, sobre planificación en materia de hidrocarburos, que establece en lo relativo al sector del gas natural que la planificación en

materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a las instalaciones integrantes de la red básica de gas natural, a la red de transporte secundario, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista y a las instalaciones de almacenamiento básico de gas natural.

Asimismo, en lo relativo al sector del gas natural, la Ley 34/1998 establece en el apartado 3, del citado artículo 4, que dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos:

- a) Previsión de la demanda de productos derivados del gas natural a lo largo del período contemplado.
- d) Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.
- e) Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional.
- f) Previsiones relativas a instalaciones de transporte y almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado, con el fin de garantizar la estabilidad del sistema gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.

Consecuentemente, analizaremos esta Propuesta de “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008 - 2016: Desarrollo de las Redes de Transporte” a luz de los aspectos indicados en el artículo 4 de la Ley 34/

6.1 Sobre la previsión de la demanda de gas

6.1.1 Sobre el escenario del GTS

La planificación obligatoria de determinadas infraestructuras del sistema de gas natural tiene por objeto asegurar la cobertura de la demanda de gas natural y garantizar la seguridad del sistema a un coste razonable. Por tanto los aspectos clave para la correcta definición de las infraestructuras necesarias es el disponer de unas adecuadas previsiones de la demanda de gas junto con los criterios de desarrollo que se han de cumplir para alcanzar la seguridad requerida y más adecuada.

Teniendo en cuenta que la retribución de la inversión supone la mayor parte de los costes de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento subterráneo, la correcta definición de la demanda y de los criterios de desarrollo, y por tanto, de las inversiones a realizar a medio y largo plazo, son la pieza clave para obtener los objetivos anteriormente citados.

Con el fin de poder valorar lo adecuado de las previsiones de demanda de gas natural realizadas en los procesos de planificación anteriores, se realiza una comparación del grado de ajuste con la realidad del escenario de evolución de la demanda previsto inicialmente en el documento Planificación de 2002 -2011, Revisión 2005-2011, de marzo de 2006. Según se aprecia en el cuadro 3.1, la demanda real para el periodo 2006-2007 ha sido algo inferior a la prevista en la Planificación.

	Demanda total			
	Prevista en Rv 2005-2011 [GWh]	Real [GWh]	Diferencia (real/prevista)	
			%	[GWh]
2005	375.800	375.894	0,03%	94
2006	398.596	391.435	-1,80%	-7.161
2007	412.520	408.291	-1,03%	-4.229

(*) Para el año 2007 el dato real para la demanda es la previsión de cierre efectuada por el GTS
Cuadro 3.1. Evolución de la demanda total real frente a la demanda prevista hasta 2007.

Desagregando la demanda de gas por mercados, se aprecia que el mercado convencional se situó por debajo de lo previsto en todo el periodo analizado, a diferencia

del consumo de gas en ciclos combinados que se situó por encima.

Las desviaciones habidas en la demanda convencional alcanzan valores significativamente altos en los años 2006 y 2007, de -11,43% y -12,64%, respectivamente, mientras que las desviaciones habidas en la demanda de gas en ciclos combinados han sido de +23,88% y +31,83%, respectivamente.

	Demanda Convencional				Demanda de ciclos combinados			
	Prevista en Rv 2005-2011 [GWh]	Real [GWh]	Diferencia (real/prevista)		Prevista en Rv 2005-2011 [GWh]	Real [GWh]	Diferencia (real/prevista)	
			%	[GWh]			%	[GWh]
2005	277.100	264.724	-4,47%	-12.376	98.700	111.170	12,63%	12.470
2006	289.900	256.777	-11,43%	-33.123	108.696	134.658	23,88%	25.962
2007	304.800	266.279	-12,64%	-38.521	107.720	142.012	31,83%	34.292

(*) Para el año 2007 el dato real para la demanda es la previsión de cierre efectuada por el GTS

Cuadro 3.2. Evolución de la demanda real frente a la demanda prevista hasta 2007, desagregada por mercados.

A continuación se realiza una comparación para el periodo 2007 - 2011 de la nueva previsión de demanda del GTS contemplada en la Propuesta de Planificación 2008 - 2016, respecto de la considerada en la Revisión de la Planificación 2005 - 2011. Se observa que aunque la demanda total real del periodo 2005 - 2007 ha sido algo inferior a la prevista inicialmente en la Revisión de la Planificación citada, en cambio, en la nueva Propuesta de Planificación 2008 - 2016 la previsión del GTS para la demanda total se ha revisado al alza.

	Demanda total			
	Prevista en Revisión 2005-2011 [GWh]	Prevista en Planificación 2008-2016 [GWh]	Diferencia (Planificación/Revisión)	
			%	[GWh]
2007	412.520	418.500	1,45%	5.980
2008	431.495	446.000	3,36%	14.505
2009	457.640	472.667	3,28%	15.027
2010	474.642	499.333	5,20%	24.691
2011	508.320	526.000	3,48%	17.680

Cuadro 3.3. Previsión de demanda total, años 2007-2011. Revisión 2005-2011 vs. Planificación 2008 -2016.

Desagregando por mercados la demanda prevista en las planificaciones 2005 - 2011 y

2008 - 2016, para el periodo 2007 – 2011, se aprecia que el mercado convencional en la Propuesta de Planificación 2008 – 2016 se sitúa por debajo de lo previsto en la Planificación 2005 – 2011 en todo el periodo analizado, a diferencia del consumo de gas en ciclos combinados que se sitúa por encima. El efecto agregado da como resultado unas mayores previsiones de demanda en la Propuesta de Planificación 2008 – 2016 que en la Planificación 2005 – 2011.

	Demanda Convencional				Demanda de ciclos combinados			
	Prevista en Revisión 2005-2011 [GWh]	Prevista en Planificación 2008-2016 [GWh]	Diferencia (Planificación/Revisión)		Prevista en Revisión 2005-2011 [GWh]	Prevista en Planificación 2008-2016 [GWh]	Diferencia (Planificación/Revisión)	
			%	[GWh]			%	[GWh]
2007	304.800	276.000	-9,45%	-28.800	107.720	142.500	32,29%	34.780
2008	319.175	296.000	-7,26%	-23.175	112.320	150.000	33,55%	37.680
2009	332.190	315.333	-5,07%	-16.857	125.450	157.333	25,42%	31.883
2010	346.352	334.667	-3,37%	-11.685	128.290	164.667	28,36%	36.377
2011	360.708	354.000	-1,86%	-6.708	147.612	172.000	16,52%	24.388

Cuadro 3.4. Previsión de demanda en el periodo 2007-2011 por sectores. Revisión 2005-2011 vs. Planificación 2008-2016

6.1.2 Sobre el escenario de eficiencia

La Propuesta de Planificación 2008 - 2016 establece escenarios de previsión del consumo energético a largo plazo que según indica dependen esencialmente de la evolución social y de la actividad económica, de su distribución sectorial, de los precios energéticos relativos, de la evolución tecnológica y de los condicionantes legales que modifican su evolución tendencial, en particular los relativos a la protección del medio ambiente, la fiscalidad, el transporte y las políticas de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéticas y de nuevas energías.

Todo el proceso de simulación para establecer los mencionados escenarios de previsión del consumo energético analiza con detalle la intensidad energética de los diferentes sectores consumidores o transformadores, identificando los factores que inciden en ella, para poder prever la posible evolución futura y articular las políticas de oferta y de demanda más adecuadas.

En particular el escenario de eficiencia de previsión del consumo energético incorpora:

- Las tendencias económicas y energéticas actuales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable.
- Plan de Energías Renovables 2005-2010.
- Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) y sus sucesivos Planes de Acción.
- Compromisos medioambientales que afectan al sector energético.
- Otros Planes sectoriales, como el relativo a la minería del carbón, cogeneración de alta eficiencia.
- A nivel internacional, el escenario tiene en cuenta las previsiones de los principales analistas sobre evolución social y económica, integración europea y mercados energéticos.

Según se indica en la Propuesta de planificación, los objetivos medioambientales han representado la restricción más relevante en cuanto a tipos de energías a utilizar, tecnologías de transformación y uso final y evolución de la eficiencia energética. En cuanto a la seguridad de abastecimiento, la Propuesta indica que del escenario se deriva una mejora de la misma, dado que aunque se prevé que aumenten las importaciones energéticas, especialmente de gas, también se produce un importante cambio de tendencia en la evolución de la intensidad energética, pasando del continuo crecimiento de la pasada década a un descenso consolidado de la intensidad primaria en el período de previsión, lo que junto al aumento del uso de energías renovables compensa el crecimiento de dicha dependencia energética.

Como resultado de los escenarios mencionados, la Propuesta de Planificación establece una previsión de demanda de gas natural como energía primaria en un escenario de Eficiencia Energética. En el cuadro adjunto se reflejan las previsiones de demanda de gas natural en los dos escenarios propuestos: de Eficiencia Energética y del GTS. El escenario de Eficiencia Energética supone que la demanda crece a un 3,1% anual acumulativo y en el escenario del GTS la demanda crece a un 5% anual acumulativo. Estas hipótesis dan como resultado final que la demanda prevista en el año 2016 del escenario del GTS es superior a la demanda del escenario de Eficiencia Energética en 110 TWh/año, un 20,79% mayor.

	Demanda total			
	Escenario de eficiencia [TWh]	Escenario GTS [TWh]	Diferencia (GTS/eficiencia)	
			%	[TWh]
2008	421	446	5,94%	25
2011	470	526	11,91%	56
2016	529	639	20,79%	110

En el cuadro siguiente se detalla por mercados la comparación entre los dos escenarios mencionados:

	Demanda Convencional				Demanda de ciclos combinados			
	Escenario de eficiencia [TWh]	Escenario GTS [TWh]	Diferencia (GTS/eficiencia)		Escenario de eficiencia [TWh]	Escenario GTS [TWh]	Diferencia (GTS/eficiencia)	
			%	[TWh]			%	[TWh]
2008	302	296	-2,0%	-6	119	150	26,1%	31
2011	313	354	13,1%	41	157	172	9,6%	15
2016	362	420	16,0%	58	168	219	30,4%	51

6.1.3 Sobre la demanda diaria punta de gas natural

La demanda punta de gas para el sector convencional se produce, como consecuencia de las bajas temperaturas, en el periodo invernal. Esta situación suele coincidir con el incremento también de la demanda eléctrica y en consecuencia con el aumento de consumo de las centrales que generan electricidad con gas. Por este motivo, el sistema gasista se ha de dimensionar para ser capaz de suministrar de manera simultánea ambas puntas de demanda: convencional y para generación eléctrica.

Según se indica en la Propuesta, el GTS ha utilizado un modelo de predicción de demanda a largo plazo que incluye la valoración de la punta de demanda convencional. Mediante el análisis de la serie de demanda diaria histórica, con su composición de mercado y la corrección de los efectos “calendario-laboralidad”, se cuantifica el incremento de demanda consecuencia de los descensos de temperatura. Así, el modelo permite realizar una estimación a futuro de cuál será la demanda punta invernal de cada año correspondiente a un determinado volumen anual de demanda para una composición doméstico-industrial dada.

Para la estimación de la demanda punta de gas para generación eléctrica se ha

considerado el número de centrales necesarias para la generación de electricidad con gas en dicha punta invernal establecido por el operador del sistema eléctrico. Para el año 2016 se ha determinado que, para la cobertura de la demanda punta eléctrica, es necesario suministrar gas de manera simultánea a una potencia instalada de 31.200 MWe en ciclos combinados en el sistema peninsular y Baleares y 3.000 MWe adicionales de centrales de ciclo abierto de gas. Estos valores son coherentes con los indicados en el capítulo 3 sobre energía eléctrica, sobre el balance de potencia, para un escenario de punta extrema, en invierno, en situación hidrológica seca.

A continuación se analizan los consumos punta de la propuesta del GTS y su relación con el consumo anual, lo que permite ver el factor de punta³ estimado del funcionamiento del sistema gasista, siendo valores reales para el periodo 2002-2006 y previstos para el periodo 2008-2016. En el cuadro adjunto se observa cómo el factor de punta previsto globalmente para el conjunto del sistema gasista para el periodo 2008 -2016 es superior en un 24 % al habido en los años 2002 al 2006. Esta modificación prevista del comportamiento del funcionamiento del conjunto del sistema gasista, en relación con las puntas diarias, está motivada al estimar el GTS que el factor de punta del consumo de gas en ciclos combinados es más elevado que el estimado para el consumo de gas en el mercado convencional.

Dato	Año	Demanda punta total		
		Consumo Punta [GWh/día]	Consumo Anual [GWh]	Factor de Punta
Real	2002	1.024	243.038	1,54
Real	2003	1.143	275.239	1,52
Real	2004	1.373	319.600	1,57
Real	2005	1.597	375.894	1,55
Real	2006	1.612	391.435	1,50
Previsto	2008	2.214	446.000	1,81
Previsto	2011	2.848	526.000	1,98
Previsto	2016	3.351	639.000	1,91

El siguiente cuadro analiza separadamente las puntas reales y previstas para la demanda diaria convencional y para ciclos combinados. Se observa que el factor de punta previsto

³ El factor de punta es el resultado de dividir el consumo diario máximo en el año entre el consumo diario medio del mismo año.

y real para la demanda convencional sigue un mismo patrón, no previéndose cambios de comportamiento de los consumidores. No obstante, el factor de punta previsto para la demanda para ciclos combinados aumenta muy sensiblemente con respecto al factor de utilización real observado para los años 2002 al 2006.

Dato	Año	Demanda Convencional			Demanda de Ciclos Combinados		
		Consumo Punta [GWh/día]	Consumo Anual [GWh]	Factor de Punta	Consumo Punta [GWh/día]	Consumo Anual [GWh]	Factor de Punta
Real	2002	902	215.695	1,53	122	27.343	1,63
Real	2003	977	235.209	1,52	166	40.030	1,51
Real	2004	1.053	252.929	1,52	320	66.671	1,75
Real	2005	1.105	264.724	1,52	492	111.170	1,62
Real	2006	1.088	256.777	1,55	524	134.658	1,42
Previsto	2008	1.253	296.000	1,55	961	150.000	2,34
Previsto	2011	1.488	354.000	1,53	1.360	172.000	2,89
Previsto	2016	1.755	420.000	1,53	1.596	219.000	2,66

Finalmente en el cuadro adjunto se calcula cuál podría ser la punta diaria de demanda en el mercado convencional si la misma se correspondiera con la prevista en el escenario de Eficiencia Energética, para ello se utilizará el mismo factor de punta en los dos escenarios considerados.

Dato	Año	Demanda Convencional Escenario GTS			Demanda Convencional Escenario Eficiencia		
		Consumo Punta [GWh/día]	Consumo Anual [GWh]	Factor de Punta	Consumo Punta [GWh/día]	Consumo Anual [GWh]	Factor de Punta
Previsto	2008	1.253	296.000	1,55	1.278	302.000	1,55
Previsto	2011	1.488	354.000	1,53	1.316	313.000	1,53
Previsto	2016	1.755	420.000	1,53	1.513	362.000	1,53

Como resultado de este análisis se obtiene que la demanda punta diaria prevista para el año 2016 con el escenario de Eficiencia Energética sería menor que la prevista en el escenario del GTS en 242 GWh/día, lo que equivale, en términos de infraestructuras, a unas menores necesidades de capacidad de entrada de gas al sistema gasista de 950.000 m³/h

6.2 Sobre los criterios de desarrollo de la red básica

La Propuesta de Planificación 2008 – 2016 indica acertadamente que la correcta definición de las instalaciones a construir a medio y largo plazo, acordes con las necesidades de la demanda, es la pieza clave para garantizar la cobertura de la demanda de gas en condiciones de seguridad y a un coste razonable para los consumidores.

Indica asimismo, que una adecuada distribución de las entradas de gas, tanto en situación como en capacidad, permitirá reducir las distancias medias a recorrer por el gas y así maximizar la capacidad de transporte de las infraestructuras existentes, lo que es lo mismo que favorecer la minimización de las inversiones, o buscar la optimización de los costes. Todo ello, con un adecuado mallado del sistema de transporte que permita movilizar el gas desde unas zonas a otras para hacer frente con éxito a posibles fallos en alguno de los puntos de entrada de gas al sistema, sin que ello suponga la necesidad de interrumpir los suministros a los consumidores en condiciones de punta de consumo.

Para alcanzar los objetivos indicados la Propuesta de Planificación 2008–2016 establece distintos criterios de diseño para las instalaciones del sistema gasista:

- Criterios de diseño de puntos de entrada
- Criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL
- Criterios de diseño de las gasoductos de transporte
- Criterios de diseño de los gasoductos dedicados al suministro de su zona de influencia:
 - Criterios de adecuación técnica
 - Criterios de rentabilidad económica
- Criterios de diseño de los almacenamiento subterráneos
- Criterios de inclusión de infraestructuras en la Planificación

6.2.1 Sobre la definición de zonas de gasificación prioritaria

Se considera adecuado iniciar las consideraciones de esta Comisión sobre los criterios aplicados por la Propuesta de Planificación haciendo referencia a las Zonas de

Gasificación Prioritaria (ZGP) pues es uno de los factores que contribuyen a determinar la demanda de gas, siendo la demanda la base sobre la que se determinan posteriormente las necesidades de las nuevas infraestructuras.

Adicionalmente, la importancia de incluir las Zonas de Gasificación Prioritaria en la Propuesta de Planificación toma su valor al formar parte explícita de los apartados que han de estar contenidos en la Planificación, según establece el artículo 4.3 de la Ley 34/1998, que indica que la Planificación deberá referirse, entre otros aspectos, a la *“Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional”*

Al analizar la Propuesta de Planificación no se observa mención específica alguna a Zonas de Gasificación Prioritaria, ni a su definición. No obstante la Propuesta de Planificación incluye un conjunto de gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia, que podrían hacer una función equivalente a las ZGP. Los criterios de selección de los gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia son criterios económicos que se alcanzan cuando *“se verifica que los costes marginales añadidos al sistema por la retribución de una determinada infraestructura sean menores o iguales a los ingresos aportados mediante tarifas, peajes y cánones por el mercado a atender”*.

Para la definición y selección de las ZGP se han de considerar un conjunto de criterios que atiendan al cumplimiento del mandato que el sistema gasista tenga un desarrollo homogéneo en todo el territorio nacional, por tanto si bien el criterio económico puede ser importante no ha de ser el único criterio a considerar.

La definición de ZGP se debería referirse a un territorio – Comunidad Autónoma, Provincia, comarca, municipio, eje u otro tipo de demarcación – y hacer referencia a las variables que permitan objetivar su análisis a la Administración y a los agentes.

Los criterios de priorización y selección de las ZGP podrían tener en cuenta múltiples variables, no obstante consideramos que, al menos, se debería de tener en cuenta los siguientes:

- Zonas ubicadas en CC.AA., o territorios que cuenten con los menores Índices de Gasificación ($IG = n^{\circ}$ de puntos de suministro / 100 habitantes).
- Zonas propuestas por las CC.AA.
- Zonas que cuenten con poblaciones o tejido industrial, susceptible de consumir gas natural, de significativo tamaño, con ello se pretende beneficiar inicialmente al mayor número posible de ciudadanos e industrias. En la medida que se vayan gasificando las poblaciones de mayor tamaño se podrán atender las de tamaño inferior.
- Zonas o poblaciones para las que las empresas distribuidoras hayan solicitado retribución específica. Se recomienda que exista una coordinación adecuada entre las ZGP y las poblaciones para las que se haya solicitado retribución específica.
- Zonas donde la llegada del gas natural canalizado suponga la sustitución de plantas satélites de GNL alimentadas por camiones cisterna
- Aquellas zonas cuyas ventas de gas proporcionen un mayor retorno de la inversión, o menor inversión por GWh o por punto suministro.

El Índice de Gasificación es utilizado a nivel autonómico por la DGPEyM dentro del procedimiento que determina la cuantía de retribución específica a otorgar a los agentes que permite acometer la gasificación de núcleos de población que no dispongan de gas natural, o la sustitución de plantas satélites existentes de GNL por conexiones a la red de transporte, cuando la viabilidad económica de las mismas está comprometida por el coste de las instalaciones de conexión.

6.2.2 Sobre los criterios de diseño de puntos de entrada y de capacidad de almacenamiento de GNL

La Propuesta de Planificación establece unos criterios de diseño suficientemente definidos cuantitativa y cualitativamente. No obstante, los mismos no reflejan suficientemente reflexión alguna sobre los tipos y cantidades estimadas de

aprovisionamientos, ni sobre cuales podría ser las proporciones más aconsejables entre las capacidades de los puntos de entrada con alimentación por gasoducto en relación con los alimentados con GNL o de las necesidades adicionales de almacenamiento de GNL, a la vista de la posible evolución del mercado mundial del gas y en particular de los mercados europeos y de la cuenca atlántica.

En cuanto a las capacidades de entrada y a su evolución en el tiempo, la Propuesta indica que éstas se han definido teniendo en cuenta la evolución prevista de la demanda en las diferentes zonas gasistas, así como criterios de seguridad del sistema y de continuidad del suministro ante posibles fallos totales de una cualquiera de las entradas (situación de vulnerabilidad N-1).

Sobre este criterio hay que indicar que la capacidad efectiva de entrada al sistema de transporte queda determinada por, al menos, dos aspectos: por la capacidad de producción de la instalación de entrada en sí misma, y, en segundo lugar, por la capacidad de transporte asociada a la entrada (planta de regasificación, almacenamiento o entrada internacional). La capacidad efectiva de entrada al sistema de transporte es, en cada momento, la menor de las dos capacidades mencionadas. Para ilustrar este efecto, cabe mencionar las limitaciones a la entrada de gas puestas de manifiesto con motivo de los casos de congestión asociada a los puntos de entrada de las plantas de regasificación de Sagunto y Mugaros.

Por tanto, si bien es adecuado ir acomodando en el tiempo el crecimiento de la capacidad de las entradas al crecimiento de la demanda, especialmente cuando son plantas de regasificación o almacenamientos subterráneos, puesto que los costes de inversión en estas instalaciones son bastante proporcionales a sus incrementos de capacidades (en regasificación la capacidad depende del número de vaporizadores, en almacenamiento subterráneo depende del número de pozos, etc.), esto no es totalmente equivalente cuando se habla de la capacidad de transporte, donde las economías de escala y las reducciones de costes de inversión que se pueden conseguir en la construcción de gasoductos, mediante la elección de diámetros superiores, son muy significativas.

En consecuencia, como se verá más adelante, puede ser conveniente tomar como criterio para el diseño de los gasoductos la demanda a un plazo más largo que la mera cobertura de la demanda punta en el año 2016.

6.2.3 Sobre los criterios de diseño de los gasoductos de transporte principales

La Propuesta de Planificación indica textualmente que: *“Los gasoductos de transporte suponen una parte relevante de la inversión que se efectúa en el sistema gasista español. Por ello, la retribución asociada a los mismos representa una parte importante de los costes que deben cubrir los peajes aplicados, siendo, por tanto, importante el que las inversiones que se realicen estén suficientemente justificadas, bien para la cobertura de la demanda prevista, bien por su contribución al incremento de la seguridad del sistema gasista. Asimismo, el diseño de los gasoductos de transporte debe estar íntimamente ligado al de los puntos de entrada, con el objetivo de minimizar la distancia media de transporte del gas, desde su punto de entrada al sistema hasta su lugar de consumo, así como de aporte de la flexibilidad necesaria para la operación del sistema. Para conseguir dichos objetivos, el dimensionamiento de los gasoductos de transporte, diámetro y presión máxima de diseño fundamentalmente, debe ser tal que permita vehicular los caudales de gas previstos con unos márgenes de capacidad razonables. Por último, para el dimensionamiento de la red de transporte debe así mismo considerarse el incremento de la seguridad del sistema que aportan determinadas infraestructuras al incrementar el mallado de la red”.*

Cabe indicar que los criterios de la Propuesta de Planificación sobre este punto no parecen suficientes por su falta, entre otros aspectos, de cuantificación.

En el diseño de los nuevos gasoductos de transporte se ha de tener en cuenta que desde los mismos, junto con los gasoductos existentes, se debería poder abastecer, en el largo plazo, a la totalidad o a la mayor parte de los consumos en su Zona⁴ de influencia. Simultáneamente, dichos gasoductos han de contar con la capacidad de evacuar el gas

⁴ La Propuesta define las siguientes Zonas: Noroeste, Centro-Sur, País Vasco, Valle del Ebro, Levante y Cataluña

desde los puntos de entrada de gas hacia las Zonas colindantes, y, asimismo, han de poder transportar el gas desde las Zonas colindantes hacia su Zona. Dicho de otra manera, los gasoductos han de poder suministrar el consumo de gas actual y futuro de su Zona y han de permitir transportar el flujo de gas que sea necesario hacia y desde las Zonas colindantes, para garantizar el suministro de gas ante fallo en un punto de entrada.

Asimismo, sería conveniente establecer, por condiciones de seguridad, que cada Zona de consumo pudiera ser alimentada por al menos dos gasoductos de transporte de gran capacidad con trazados independientes, evitando en lo posible la superposición de gasoductos, por duplicación o desdoblamiento de los mismos. Esto es, favorecer trazados alternativos independientes, pues así se minimiza la posibilidad de que una incidencia en un gasoducto pueda afectar al gasoducto desdoblado. Asimismo, contribuye a un mayor mallado del sistema y también permite aumentar la cobertura del territorio, favoreciendo una mayor gasificación de nuevas zonas al disminuir las distancias. Y, por tanto, las inversiones necesarias desde los potenciales nuevos núcleos de consumo a los nuevos gasoductos de transporte.

La Propuesta de Planificación no especifica los criterios cuantitativos que se han de cumplir en cuanto a dimensionamiento de las tuberías, capacidad de intercambio de gas con otras Zonas colindantes o plazo de tiempo durante el que estas infraestructuras han de ser suficientes antes de que sea necesario su refuerzo, bien por mallado o bien mediante estaciones de compresión. Tampoco se indica nada en referencia a las condiciones en las que es más conveniente optar por dimensionar un gasoducto con mayor diámetro o elegir la opción de instalar estaciones de compresión.

En relación con estos aspectos de la planificación y diseño de los gasoductos se han de tener en cuenta las especiales particularidades que presenta el transporte de fluidos por tubería, desde el punto de vista técnico y económico, por su elevada economía de escala.

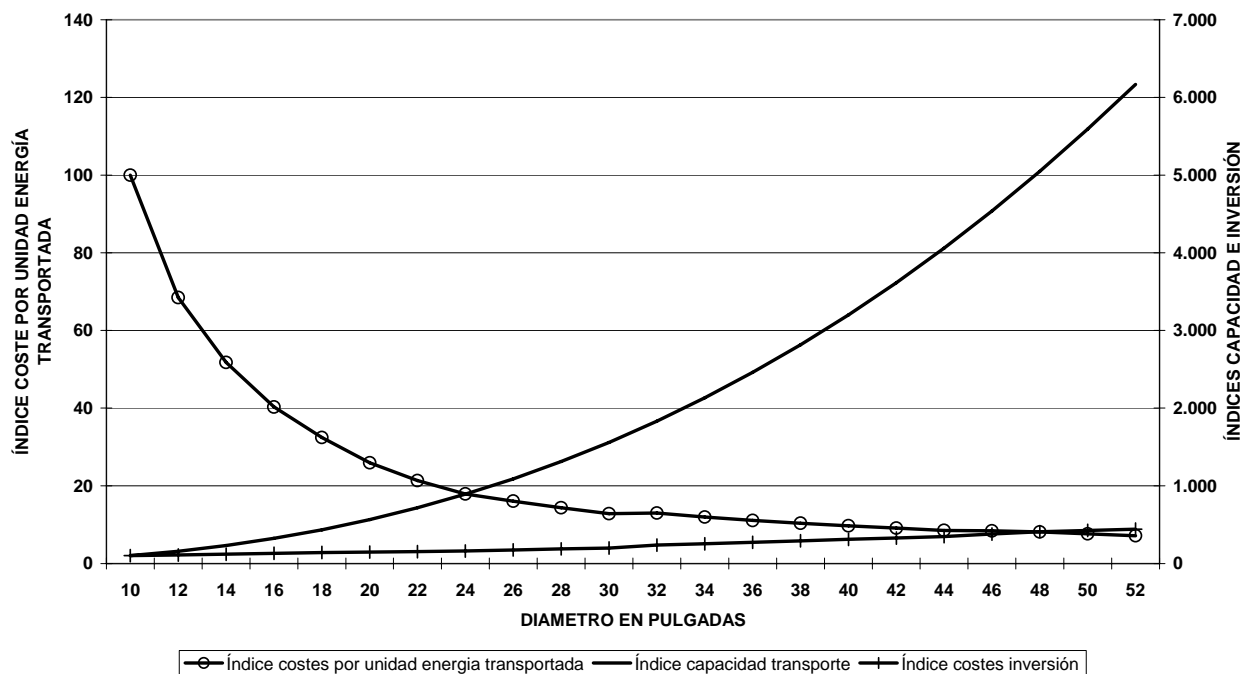
Desde un punto de vista técnico, la capacidad de transporte de una tubería depende del diámetro de la misma, además de otros factores, tales como: presión, longitud, naturaleza del fluido, temperatura, etc. Una cualidad que es particularmente interesante es que la relación entre la capacidad de transporte de una tubería y el diámetro de la misma es de

tipo exponencial ($Q = f(D^x)$), con valores del exponente “x” superiores a 2, de modo que pequeños incrementos en el diámetro de la tubería permiten incrementos exponenciales en la capacidad de transporte de la misma.

Por otro lado, al analizar desde un punto de vista económico cómo varían los costes de inversión de las tuberías en relación con el diámetro, se observa que los costes de inversión tienen un crecimiento de tipo directamente proporcional con el diámetro, por lo que los costes inversión en gasoductos crecen mucho más lentamente que las capacidades que pueden transportar los mismos. Ello da lugar a que en la medida que se aumente el diámetro de los gasoductos se disminuye de una manera muy importante el coste de inversión por unidad de energía transportable. Estas características hacen aconsejable que, en la medida de lo posible, los gasoductos estén adecuadamente sobredimensionados para poder absorber crecimientos futuros a un coste de inversión mínimo.

En el gráfico adjunto se puede observar, en relación a una tubería de 10” (índice base 100), cómo evolucionan las capacidades de transporte y los costes de inversión totales y los costes de inversión unitarios. A título de ejemplo, indicar que la inversión por unidad de energía transportada de una tubería de 20” es un 74% menor que el que corresponde a una tubería de 10”.

**EVOLUCIÓN ÍNDICES DE CAPACIDAD Y DE INVERSIÓN EN TRANSPORTE POR TUBERIA
 (ÍNDICE 100 = TUBERIA 10 ")**



En la siguiente tabla se pueden observar los ahorros de inversión que se pueden conseguir en la medida que se eviten las duplicaciones dimensionando adecuadamente los gasoductos a más largo plazo.

La capacidad de dos tuberías de:	Equivalen aproximadamente a la capacidad de una tubería de:	Ahorro estimado de costes de inversión:
10"	14"	67%
12"	16"	66%
14"	20"	64%
16"	22"	70%
18"	24"	76%
20"	26"	67%
22"	30"	53%
24"	32"	34%
26"	34"	37%
28"	38"	29%
30"	40"	29%

Por tanto, si tenemos en cuenta los criterios expuestos sobre el diseño de gasoductos de transporte junto con los ahorros que es posible conseguir en la medida que se eviten las duplicaciones de gasoductos o la instalación de estaciones de compresión, a lo largo del tiempo, lleva a recomendar que la planificación de los gasoductos de transporte principales sea realizada teniendo en cuenta la demanda de gas del sistema a un plazo mayor que el previsto en la Propuesta de Planificación, plazo que habría de estar entorno a los 25 a 30 años. Con ello se estaría en mejores condiciones de poder cumplir con el mandato de optimización de las infraestructuras indicado en el artículo⁵ 4 de la Ley 34/1998.

En este sentido, en la Propuesta de Planificación únicamente se han hecho estimaciones de la demanda para el periodo 2008 a 2016. No se ha contemplado, al menos explícitamente, la demanda de gas para los años posteriores. Tampoco se han realizado simulaciones sobre la situación del sistema de transporte en plazos posteriores. Por ello, se recomienda que el GTS incluya en la Propuesta de Planificación la situación del sistema de transporte a un mayor plazo del previsto inicialmente, al menos a 30 años. De esta manera se podrá mejorar la Planificación en términos de optimización del sistema de transporte, evitando en lo posible las futuras duplicaciones de gasoductos o la instalación de estaciones de compresión, evitables mediante el correspondiente aumento de diámetro, lo que podría permitir significativos ahorros de costes a largo plazo, dada la economía de escala que caracteriza al transporte por tubería.

La vida útil de los gasoductos contemplada en el sistema retributivo, que no la técnicamente posible, alcanza los 30 años. Asimismo, en la reciente propuesta de adecuación del sistema retributivo del sistema de transporte se proponía una vida útil de 40 años.

En este sentido, y sólo a título de ejemplo, bajo el supuesto de un crecimiento anual acumulativo del 2% de la demanda diaria punta estimada por el GTS para el año 2016, en

⁵ Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.

el año 2033 la demanda punta sería de 4.692 GWh (un 40% mayor), y en 2038 de 5.181 GWh (un 54,6% mayor)

Por tanto, se propone, para obtener los beneficios indicados, que los gasoductos se dimensionen para poder atender la demanda en un horizonte entre 25 y 30 años desde su construcción.

6.2.4 Sobre los criterios de diseño de los gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia

En relación a los gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia, la Propuesta de Planificación es algo más concreta e indica que se han aplicado criterios de carácter técnico y económico. No obstante, conviene hacer las siguientes consideraciones adicionales: en general estos gasoductos pueden operar en las mismas condiciones técnicas que los gasoductos de gran capacidad, presión de diseño 80 bar, por tanto se debería considerar su aprovechamiento, en la medida de lo posible, además de para la función de abastecer la zona de influencia, también pueden formar parte de los futuros nuevos ejes de transporte de gran capacidad que contribuya a la interconexión entre zonas y proporcionar un mayor mallado del sistema de transporte de gran capacidad.

Así, en la actualidad hay un número suficiente de gasoductos de gran capacidad: ejes de Ruta de la Plata, eje Central, eje de Levante, eje Mediterráneo, eje del Ebro, eje del Norte: desde Irún a Tuy, etc., que proporcionan una importante cobertura del territorio nacional, por tanto cualquier proyecto de gasificación de una zona que esté comprendida entre algunos de los ejes de gran capacidad mencionados y estando suficientemente alejada de alguno de ellos, es posiblemente factible que pudiera ser suministrada alternativamente, sin grandes diferencias de inversión, desde cualquiera de los ejes mencionados.

En estas circunstancias, y con una visión a largo plazo: 30 años, lo más conveniente, posiblemente, sea que aquellos gasoductos dedicados al suministro a su zona de influencia geográfica, susceptibles de formar una malla en el futuro, se sobre-dimensionen adecuadamente desde el principio para poder actuar en el futuro como ejes de transporte

de mallado de gran capacidad, y no como ha estado ocurriendo hasta ahora, que por un diseño y dimensionamiento escaso y de corto plazo los gasoductos no han servido para formar parte de una malla y se han de duplicar en un breve plazo, en muchos casos no más de 10 años, por su falta de dimensionamiento inicial. Véanse los casos de los gasoductos a Cuenca, a Soria, a Teruel, a Talavera, a Ponferrada, a Calatayud, etc., dimensionados en pequeños diámetros, que si se hubieran sobre dimensionado inicialmente, mínimo 20"-24", actualmente se podría estar considerando su utilización para mejorar el mallado del sistema de transporte de gran capacidad con una menor inversión final. Un caso similar sería la planificación, en el corto periodo de tiempo de 6 años, que triplica el gasoducto Tivisa – Arbós, de 90 kms en diámetros 24", 30" y 36", que equivale a construir 270 km, al que se añade la duplicación del gasoducto Barcelona – Arbos..,

Adicionalmente conviene indicar que tampoco en estos gasoductos se contempla explícitamente que su dimensionamiento permita el suministro a su zona de influencia a un plazo de 30 años

Por tanto, se recomienda que se contemple la posibilidad de dimensionar como potenciales gasoductos de transporte de gran capacidad aquellos gasoductos diseñados inicialmente para el suministro a su zona de influencia y que mediante futuras extensiones contribuyan al mallado del sistema de transporte.

Asimismo conviene poner de manifiesto que Propuesta de Planificación no indica con claridad el criterio económico concreto que se ha utilizado para seleccionar los gasoductos que se incluyen en la Planificación

6.2.5 Sobre los almacenamientos subterráneos

La Propuesta indica que *“dada la escasez de capacidad de almacenamiento subterráneo existente en la actualidad, es necesario promover el estudio y desarrollo de las estructuras que a priori puedan resultar viables, con independencia de su ubicación geográfica”*. A este respecto cabe indicar que la Propuesta debería ser más ejecutiva, concretando de una manera clara un mandato de ejecución del estudio recomendado.

Por otro lado, se debe señalar que la Ley 12/2007, que modifica la Ley 34/1998, introduce una nueva clasificación entre los AA.SS., diferenciando entre “Básicos” y “No Básicos”. Dicha clasificación condiciona tanto su inclusión en el Régimen Retributivo como las características del Acceso de Terceros⁶.

Asimismo, de acuerdo con el nuevo redactado del Artículo 4.1 de la Ley 34/1998, la Planificación de “AA.SS. Básicos” tendrá carácter obligatorio. Por tanto, a la vista de dicha regulación la Propuesta de Planificación 2008-2016 deberá especificar primeramente los criterios para concluir cuándo un almacenamiento ha de ser básico o no básico, para posteriormente definir para cada almacenamiento a qué clase pertenece.

6.2.6 Sobre los criterios de diseño para el suministro a grandes ciudades o importantes zonas industriales

La Propuesta no hace referencia alguna a las condiciones de seguridad que debería de cumplir la red básica de gasoductos para que el suministro de gas a las grandes ciudades o a importantes zonas industriales se realizara en las mejores condiciones de seguridad para el suministro. Hay que tener en cuenta que las grandes ciudades o las zonas industriales tienen un fuerte nivel de dependencia de su actividad en condiciones de normalidad con respecto a un suministro seguro de gas natural y que cualquier incidencia en la red básica que pueda afectar al suministro de dichas zonas de consumo puede tener importantes repercusiones de todo tipo. Por ello, esta Comisión considera importante que la Propuesta de Planificación contemple este aspecto.

A este respecto se recomienda que las grandes ciudades y su entorno dispongan para su suministro de al menos de dos fuentes de suministro de gran capacidad, bien desde dos gasoductos independientes, o, bien por un gasoducto y una planta de regasificación o almacenamiento subterráneo que haga una función equivalente, y todo ello con criterio de poder soportar una vulnerabilidad tipo n-1.

⁶ Artículo 61.2, Tercer Párrafo de la Ley 34/1998, según la redacción dada por la Ley 12/2007.

6.3 Sobre las simulaciones realizadas

La Propuesta de Planificación incluye un conjunto de simulaciones de funcionamiento del sistema gasista con el objeto de realizar la propuesta de nuevas infraestructuras necesarias en el período 2008-2016 para asegurar el suministro de la demanda considerada, convencional y de generación eléctrica, con la que se debería dotar al sistema gasista hasta 2016. Se realizan una serie de simulaciones del comportamiento del sistema gasista que determinan la capacidad tanto de producción, puntos de entrada de gas natural al sistema de transporte-distribución, como de transporte, gasoductos y estaciones de compresión.

En la Propuesta de Planificación se ha simulado los distintos años y condiciones de operación del sistema, ola de frío y fallo total de una de las entradas en época invernal, que representan un mayor nivel de exigencia para la capacidad de transporte y producción de las infraestructuras del sistema gasista, así como un mayor reto para garantizar la seguridad del suministro.

La Propuesta de Planificación presenta un análisis pormenorizado para el año 2016, horizonte de la actual Planificación, en el que se analizan y justifican las nuevas instalaciones que se Planifican para atender la demanda considerada:

- a) Año 2016. Simulaciones del sistema en día punta invernal. Operación normal
- b) Año 2016. Vulnerabilidad N-1, fallo total de una de las entradas al sistema

Adicionalmente, la Propuesta de Planificación incluye las instalaciones necesarias a tener en servicio para cada año, desde el año 2012 hasta el año 2016, puesto que los años anteriores los considera resueltos por la Planificación 2005-2012.

Para realizar las simulaciones del sistema gasista la Propuesta de Planificación aplica los criterios que ha definido previamente, entre los que no se encuentra, al menos explícitamente, el considerar como marco general de referencia para el diseño del sistema

de transporte por gasoducto un horizonte de la demanda de gas para 25 ó 30 años, por lo que desde esta Comisión se considera conveniente que se simulara de nuevo el funcionamiento del sistema, pero esta vez teniendo en cuenta los nuevos criterios de diseño propuestos por esta Comisión junto con la demanda de gas en un horizonte a 25 ó 30 años desde el momento actual con el objeto de aprovechar las eficiencias de escala derivadas del tamaño de los gasoductos.

A la hora de realizar las simulaciones, la Propuesta de Planificación indica que *“con objeto de no condicionar el funcionamiento de las infraestructuras o la capacidad de entrada a flujos de gas desde/hacia Francia, considera saldo cero en el tránsito por las conexiones internacionales de Irún y Larrau”*. A tal respecto, se considera necesario que la simulación fuera capaz de comprobar e indicar cuáles podrían ser los intercambios máximos de gas con Francia en condiciones normales de funcionamiento del sistema gasista.

6.4 Sobre las infraestructuras planificadas

La Propuesta de Planificación, de manera general, diferencia entre dos tipos de infraestructuras a construir: aquellos proyectos aprobados sin ningún tipo de condicionante (Categoría A) y aquellos condicionados al cumplimiento de algún hito (Categoría B). Además, cataloga como URGENTE aquellas instalaciones que es necesario agilizar al máximo posible su puesta en servicio por motivos de seguridad del sistema o necesidad de atención de determinadas demandas.

Asimismo, diferencia por los diferentes tipos de instalaciones que componen el sistema (plantas de regasificación, gasoductos, etc...), y en el caso concreto de los gasoductos distingue además de por presión de diseño (mayor o menor de 60 bar) por la utilidad dentro del sistema: aumento de la capacidad de transporte (IACT) o atención a mercados de su zona de influencia (IAMI).

Además, la Propuesta de Planificación indica si las instalaciones estaban incluidas en el Documento de Revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011; si se incorporan por primera vez en la Planificación 2008-2016 tras justificar su necesidad; o si han sido excluidas de la Planificación.

Por último señalar que la Propuesta de Planificación a la hora de presentar las instalaciones distingue, al menos, cinco estados de caracterización de cada activo: construido, en construcción, autorizado o en tramitación, características técnicas modificadas y descartados – estos dos últimos caso aplicables sólo a activos ya planificados para 2002-2011 – , aunque no se utiliza para segmentar las instalaciones.

En el cuadro siguiente se recogen los diferentes tipos de segmentación utilizadas en la Propuesta de Planificación.

TIPOS DE SEGMENTACIÓN DE LOS ACTIVOS RECOGIDOS EN LA PLANIFICACIÓN

Naturaleza/Tipo de Instalaciones	Condicionantes para su construcción	1er Documento de Planificación que se refiere al Activo	Estado de Caracterización del Activo
Plantas Regasificación	A Urgente	Planificación 2002-2011	Construido
Almacenamiento Subterráneo	A	Revisión 2005	En construcción
Estaciones de Compresión	B (1)	Planificación 2008-2016	Autorizado / En Tramitación
Gasoductos que Aumentan Capacidad de Transporte y Seguridad del Sistema (IACT)	C (2)		Características modificadas
Gasoductos para la Atención de los Mercados de su Influencia (IAMI)			Descartado

(1) En el Documento de Planificación 2002-2011, se indicaba en el número de hitos a los que estaba condicionado (1, 2, 3 o más)

(2) La categoría C ha dejado de utilizarse en este documento de planificación

En relación al seguimiento del estado de las infraestructuras sería aconsejable que la Planificación hiciera mención a los Informes de Seguimiento de las infraestructuras de transporte que periódicamente realiza esta Comisión. Ello permitiría contribuir a una mayor divulgación, transparencia y control en el cumplimiento de los planes.

6.4.1 Magnitudes principales de la Propuesta de Planificación del sistema gasista:

Capacidad de entrada al sistema

Al finalizar el periodo planificado, el sistema gasista contará con dos nuevas conexiones internacionales (C.I.): el MEDGAZ que conectará por Almería con Argelia, y el gasoducto “Vielha – Francia” que permitirá suministra gas al Valle de Aran desde Francia. Además,

se ampliará la capacidad de las otras dos conexiones con Francia – Irún y Larrau – y, condicionada – categoría “B” – incluso se podría tener una cuarta conexión con Francia a través de Figueras. Asimismo, al objeto de favorecer el desarrollo del MIBGAS, se deja condicionado al acuerdo entre los gobiernos de España y Portugal tanto el refuerzo de las conexiones actuales como la construcción de nuevas conexiones.

En consecuencia, la capacidad de las C.I. pasaría de 1,4 millones de m^3/h a principios del año 2008 a superar los 2 millones de m^3/h en el año 2016. De hecho, se podría diferenciar entre dos tipos de C.I., aquellas vinculadas al aprovisionamiento de gas argelino (GME y MEDGAZ) y aquellas que fomentan el mercado interior europeo (conexiones con Francia y Portugal). Las primeras pasan de tener una capacidad actual de 1,2 millones de m^3/h a 2,1 en el año 2016. Las segundas, en el lado portugués se mantienen y en lado francés pasan de tener un flujo físico de gas de Francia a España (aprox. 85 GWh/día vs 5 GWh/día) a ser reversibles con una capacidad aproximada en el año 2016 de 110 GWh/día, que podría duplicarse en función de las inversiones que se realicen en el lado francés.

En cuanto a las plantas de regasificación, al finalizar el periodo planificado el sistema gasista contará con 3 nuevas plantas de regasificación sitas en El Musel (Asturias), Gran Canaria y Tenerife, y se habrán ampliado todas las demás.

Si se construyen únicamente las instalaciones con categorías “A” y “A urgente”, la capacidad de vaporización del sistema gasista pasará de 6,2 millones de m^3/h a principios del año 2008 a 9,7 millones de m^3/h en el año 2016 (9,4 en el sistema peninsular y 0,3 en las Islas Canarias), y la capacidad de almacenamiento de GNL pasará de 2,2 millones de m^3 a 4,6 millones de m^3 en el año 2016 (4,3 en la península y 0,3 en las Canarias). Si fuera necesario construir todas las instalaciones con categoría “B”, en la península la capacidad de vaporización se incrementaría en 1,1 millones de m^3/h mientras que en las Canarias se incrementaría en 150.000 m^3/h la capacidad de emisión y en 300.000 m^3 el almacenamiento de GNL.

Respecto a la Planificación 2005-2011, se observa que la Propuesta de Planificación incluye nuevas instalaciones con categoría “A” que aportarán 600.000 m^3 de

almacenamiento de GNL y 1,1 millones de m³/h de capacidad de vaporización para el sistema peninsular durante el periodo 2011-2016. Asimismo, se incorporan con categoría “B” instalaciones por 1,1 millones de m³/h de capacidad de vaporización en la península, y por 300.000 m³ de almacenamiento de GNL y 150.000 m³/h de capacidad de vaporización en las Canarias.

Red de Transporte

De llevarse a cabo todas las inversiones previstas en la Propuesta de Planificación, entre 2008 y 2016 la red de transporte incrementará su longitud en 8.384 km (7.101 km son de categoría “A” o “A urgente”), de ellos 4.157 km pertenecen a gasoductos que amplían la capacidad de transporte del sistema y 4.227 km son de gasoductos para la atención de mercados de su zona de influencia. Si se segmenta por rango de presión, 5.823 km se construirán con una presión de diseño superior a 60 bar y 2.561 km con una presión inferior. De los primeros, cabe destacar los 313 km a construir en muy alta presión (220 bar) correspondientes a los gasoductos submarinos Medgaz y de conexión con Baleares.

Respecto a la Planificación 2005-2011, se observa que la Propuesta de Planificación incluye 2.310 nuevos km de gasoductos para la atención de mercados de su influencia en el periodo 2008-2016 y 1.398 nuevos km de gasoductos que aumentan la capacidad de transporte del sistema para el periodo 2012-2016.

En relación con las Estaciones de Compresión, entre 2008 y 2016 está previsto instalar, categoría “A” o “A urgente”, 7 nuevas instalaciones y ampliar otras 7 ya existentes, todas estas actuaciones suponen 307 MW de potencia adicional a la existente a día de hoy. Además, están previstas con categoría B, 5 nuevas estaciones de compresión y otra ampliación cuyas magnitudes están pendientes de definir en función de las necesidades del sistema. Por tanto, respecto a la anterior Planificación, se observa que la presente incluye, como mínimo, 55 MW adicionales de potencia en estaciones de compresión para el periodo 2012-2016.

Almacenamientos Subterráneos

Según la Propuesta de Planificación, entre 2008 y 2016 se prevé, con categoría “A” o “A urgente”, que entren en operación 4 nuevos AASS (3 por transformación de yacimientos depletados de gas natural o petróleo y uno por acondicionamiento de un acuífero⁷), así como la ampliación del actual AA.SS. de Gaviota. Esto supondrá un incremento de 3.779 millones de m³ de volumen operativo (gas útil), y de 33 y 54,7 millones de m³/h en las capacidades de inyección y de extracción, respectivamente.

Además, junto al AA.SS. de Reus incluido por la Planificación 2005-2011, en la categoría “B” se incorporan cuatro potenciales estructuras de almacenamiento subterráneo⁸ cuya reclasificación a la categoría “A” dependerá de la confirmación de su viabilidad.

Indicar, asimismo, que en el trámite de alegaciones, los promotores del desarrollo como AA.SS. de las actuales concesiones de hidrocarburos “El Ruedo” y “Las Barreras” han presentado un estudio previo de viabilidad técnica que señala la posibilidad de poner en marcha una primera fase de ambas estructuras en 2012. Esto permitiría ampliar en 162 millones de m³ la capacidad de almacenamiento operativo del sistema con unas capacidades conjuntas de extracción e inyección de 43.750 y 50.000 m³/h, respectivamente. Posteriormente, según los promotores, cabría la posibilidad de una ampliación de ambas estructuras hasta alcanzar una capacidad de almacenamiento operativa conjunta de 1.024 millones de m³ con unas capacidades conjuntas de extracción e inyección de 193.958 y 235.833 m³/h, respectivamente. Para su conexión con la red, “El Ruedo” necesita un gasoducto de 3 km y 8” – que se incrementaría a 12” en la segunda fase –, y “Las Barreras” necesita un gasoducto de 8 km y 12” para la primera fase que pasaría a ser de 18” con la ampliación.

En el cuadro siguiente, se resumen los datos indicados, relativos a las instalaciones incluidas en la Propuesta de Planificación.

⁷ Los yacimientos son Marismas (Fase I y II), Poseidón y Casto, y el acuífero es Yela

⁸ Los yacimientos depletados de gas natural de El Ruedo y las Barreras, el yacimiento depletado de petróleo la Dorada; y las cavidades salinas de la Zona de Cardona.

Activos previstos en la Planificación para incorporar en el año

	Situación a 31/12/2007			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Periodo 2008-2016	Sin fecha de puesta en marcha	Total Periodo 2008-2016	Situación Final	Incremento respecto 2007
	p.e.m confirmada	p.e.m sin confirmar	Totales														
Activos																	
GASODUCTOS en km	9.925	732	10.657	1.394	1.965	804	863	1.469	641	551	180	175	8.042	353	8.395	19.052	78,8%
Transporte Primario	8.859	498	9.357	607	1.091	657	498	1.439	597	412	180	175	5.656	178	5.834	15.190	62,3%
Aumento Capacidad y Seguridad Sistema - IACT	7.950	132	8.082	429	732	442	416	942	561	412	180		4.115	29	4.144	12.225	51,3%
A y A Urgente				429	725	412	369	931	561	412	180		4.020		4.020		
B					7	30	47	11					95	29	124		
Atención Mercados Zona de Influencia- IAMI	271	367	637	178	359	215	82	497	36			175	1.541	149	1.690	2.328	265,1%
A y A Urgente				178	359	215	82	344	36			175	1.388		1.388		
B								153					153	149	302		
Transporte Secundario	1.066	234	1.300	787	874	147	365	30	44	139			2.386	175	2.561	3.861	197,0%
Aumento Capacidad y Seguridad Sistema - IACT	17		17		24								24		24	41	141,2%
A y A Urgente (1)					24								24		24		
B																	
Atención Mercados Zona de Influencia- IAMI	1.049	234	1.283	787	850	147	365	30	44	139			2.362	175	2.537	3.820	197,7%
A y A Urgente				497	647	99	287			139			1.669		1.669		
B				290	203	48	78	30	44				693	175	868		
ESTACION DE COMPRESIÓN en MW instalados	245	14	259	45	102	48		39	24	11	24		293		293	553	113,1%
A y A Urgente				45	102	48		39	24	11	24		293		293		
B																	
PLANTAS REGASIFICACIÓN																	
Sistema Peninsular y Baleares																	
Almacenamiento en miles m³ de GNL	2.187		2.187	150		300	1.050	300	150				2.090		2.090	4.277	95,6%
A y A Urgente				150		300	1.050	300	150				2.250		2.250		
B																	
Desmantelamiento de tanques						80	80						160		160		
Vaporización en GWh/día	1.720		1.720	154	56	42	279	167	171	140	126		1.134	56	1.190	2.910	69,2%
A y A Urgente				154	56	42	223	167	171	140	126		897		897		
B							56			140	42		237	56	293		
Otras Instalaciones (nº)																	
cargaderos cisternas	13		13				2						2		2	15	15%
Atraques	6		6				1						1		1	7	17%
Ampliación atraques	2	3	5	1									1		1	6	20%
Islas Canarias																	
Almacenamiento en miles m³ de GNL						150	150					300	600		600	600	
A y A Urgente						150	150						300		300		
B																	
Vaporización en GWh/día						42	42						42	126	126	126	
A y A Urgente						42	42						84		84		
B													42		42		
Otras Instalaciones (nº)							1	1					2		2		
Atraques							1	1					2		2		
ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO																	
Gas Colchon en GWh	24.667		24.667	2.093		6.978		13.816					22.888	8.932	31.820	56.487	129,0%
A y A Urgente				2.093		6.978		12.212					21.283		21.283		
B								1.605					1.605	8.932	10.537		
Capacidad Útil en GWh	19.294		19.294	3.489		18.608		23.737					45.834	10.025	55.859	75.153	289,5%
A y A Urgente				3.489		18.608		21.853					43.950		43.950		
B								1.884					1.884	10.025	11.909		
Capacidad Inyección en GWh/día	97		97	12		180		206					398	52	450	546	465,8%
A y A Urgente				12		180		192					384		384		
B								14					14	52	66		
Capacidad extracción en GWh/día	145		145	23		319		306					648	42	690	836	474,8%
A y A Urgente				23		319		294					636		636		
B								12					12	1.006	1.018		

Notas: Se asume que las instalaciones que no tienen fecha de p.e.m. y estaban previstas en Revisión 2005 con categoría A, A urgente, y B con fecha de p.e.m. entran en operación en 2012. Los gasoductos de conexión con AA.SS. entran en funcionamiento el mismo año que estos. Se ha incorporado la información proporcionada por los promotores de "El Ruedo" y "Las Barreras".

(1) Gasoducto de suministro al Valle de Aran desde Francia

6.4.2 Sobre activos construidos o con puesta en marcha prevista en 2007

En las tablas con infraestructuras previstas construir, se ha observado una serie de activos – bien recogidos en documentos anteriores de Planificación bien de nueva incorporación – que ya han sido construidos – ver cuadro adjunto. Por su propia naturaleza, se considera que dichos elementos deben excluirse de las listas de activos previstos construir en la Propuesta de Planificación aunque podrían incluirse en otro epígrafe relativo a instalaciones puestas en marcha desde un momento determinado.

Activos recogidos en la Propuesta de Planificación puestos en operación antes del año 2007

ELEMENTO DE INMOVILIZADO	CCAA	Características Técnicas según aplique			Categoría Planificación		Fecha Prevista Puesta en Marcha		Fecha Acta Puesta en Marcha Definitiva	Empresa Titular
		diametro (") - Capacidad Regasif GNL (m3/h)	Longitud (km) - Potencia (KW) Capacidad Almac GNL (m3)	Presión de Diseño Gasoducto - Presión Entrada EC	REV05	PLA07	REV05	PLA07		
Gasoducto Almendralejo-Villafranca de los Barros	EXTREMADURA	8	18,501	58	A	A	2007	2006	19/02/2001	GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA
GASODUCTO SANTURCE ZIERBENA	PAIS VASCO	30	5,371	72	A	A	2003	2003	02/08/2002	NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo I	ARAGÓN	12	1,857	58	A	A	2005	2004	26/02/2004	GAS ARAGÓN
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo II	ARAGÓN	12	10,925	58	A	A	2005	2004	26/02/2004	GAS ARAGÓN
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo III	ARAGÓN	12	16,422	58	A	A	2005	2004	04/03/2004	GAS ARAGÓN
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo IV	ARAGÓN	12	36,522	58	A	A	2005	2004	04/03/2004	GAS ARAGÓN
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo V	ARAGÓN	12	25,321	58	A	A	2005	2004	04/03/2004	GAS ARAGÓN
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo VI	ARAGÓN	10	8,904	58	A	A	2005	2004	04/03/2004	GAS ARAGÓN
Gto_PLA-ZA	ARAGÓN	6	0,366	80		A		2007	24/03/2004	ENDESA GAS TRANSPORTISTA
Gto_Tramo la (Caspé-Teruel)	ARAGÓN	12	0,085	72	A	A	2005	2004	15/04/2004	ENDESA GAS TRANSPORTISTA
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo VI	ARAGÓN	10	24,743	58	A	A	2005	2004	14/07/2004	GAS ARAGÓN
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo VII	ARAGÓN	10	27,571	58	A	A	2005	2004	14/07/2004	GAS ARAGÓN
Gasoducto de las Cuencas Mineras Tramo VII	ARAGÓN	12	3,568	58	A	A	2005	2004	14/07/2004	GAS ARAGÓN
Gto_Tramo VIII (Caspé-Teruel)	ARAGÓN	12	6,676	58	A	A	2005	2004	11/08/2004	ENDESA GAS TRANSPORTISTA
Gto_Tramo XII (Caspé-Teruel)	ARAGÓN	6	15,033	58	A	A	2005	2004	15/11/2004	ENDESA GAS TRANSPORTISTA
Gto Polígono La Paz-Fuente fresca Tramo I (Caspé-Teruel)	ARAGÓN	12	3,821	58	A	A	2005	2004	05/07/2005	ENDESA GAS TRANSPORTISTA
Gto Jerez-El Puerto de Sta Maria	ANDALUCÍA	12	16,586	45	C	A	2004	2007	23/09/2005	ENDESA GAS TRANSPORTISTA
Gto Polígono La Paz-Fuente fresca Tramo II (Caspé-Teruel)	ARAGÓN	12	11,093	58	A	A	2005	2004	28/11/2005	ENDESA GAS TRANSPORTISTA
Gasoducto de conexión a la RBG de SAGGAS	C. VALENCIANA	30	7,428	80	A	A	2005	2005	01/04/2006	SAGGAS
RAMAL MÁLAGA - MÁLAGA ESTE (Málaga - Rincón de la Victoria)	ANDALUCÍA	8	27,950	80	A Urgente	A Urgente	2006	2006	28/04/2006	ENAGAS
GASODUCTO SUPERPUERTO BILBAO	PAIS VASCO	8	0,650	72	A	A	2006	2006	17/05/2006	NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE
SEMIANILLO SUROESTE DE MADRID. FASE I	MADRID	20	12,563	72	A Urgente	A Urgente	2006	2006	26/06/2006	ENAGAS
CASTELLÓN-ONDA	C. VALENCIANA	20	8,987	80	A Urgente	A Urgente	2006	2006	30/06/2006	ENAGAS
DESDOBLAMIENTO RAMAL A SAICA II	ARAGÓN	10	6,700	72	A Urgente	A Urgente	2006	2006	06/10/2006	ENAGAS
Estación de Compresión de Almendralejo. Ampliación I	EXTREMADURA		4.570	80	A	A	2005	2005	28/01/2005	ENAGAS
Estación de Compresión de Sevilla. Ampliación I	ANDALUCIA		34.184	80	A	A	2005	2005	29/04/2005	ENAGAS
Estación de Compresión de Tivisa. Ampliación II.	CATALUÑA		24.281	80	A	A	2005	2005	25/08/2005	ENAGAS
Estación de Compresión de Arbós. Ampliación II	CATALUÑA		10.769	80	A	A	2005	2005	07/09/2005	ENAGAS
Tercer Tanque en la planta de Cartagena 127.000 m3	MURCIA		127.000	72	A	A	2005	2005	27/07/2005	ENAGAS
Ampliación capacidad nominal de emisión de GN hasta 1.050.000 m3(n)/h en la planta de regasificación de Huelva	ANDALUCÍA	150.000		72	A	A	2005	2005	30/11/2005	ENAGAS
Quinto tanque (TK-3000) de 150.000 m3 en la planta de regasificación de Barcelona	CATALUÑA		150.000	72	A	A	2005	2005	05/12/2005	ENAGAS
Ampliación capacidad nominal de emisión de GN hasta 1.500.000 m3(n)/h en la planta de regasificación de Barcelona	CATALUÑA	300.000		72	A Urgente	A Urgente	2005	2005	05/12/2005	ENAGAS
Ampliación a 1.650.000 m3(n)/h de capacidad de regasificación. Planta de Regasificación de Barcelona.	CATALUÑA	150.000		72	A Urgente	A Urgente	2006	2006	31/03/2006	ENAGAS
Cartagena: ampliación a 1.050.000 m3 (n)/h, incremento de 150.000 m3/h	MURCIA	150.000		72	A Urgente	A Urgente	2006	2006	22/06/2006	ENAGAS
Vaporizadores, ampliación a 1.200.000 m3(n)/h. Planta de regasificación de Cartagena	MURCIA	150.000		72	A Urgente	A Urgente	2006	2006	22/06/2006	ENAGAS
Vaporizadores, ampliación a 1.200.000 m3(n)/h. Planta de regasificación de Huelva	ANDALUCÍA	150.000		72	A Urgente	A Urgente	2006	2006	26/06/2006	ENAGAS
4º tanque de 150.000 m3 en la planta de regasificación de Huelva	ANDALUCÍA		150.000	72	A	A	2006	2006	31/07/2006	ENAGAS
Regasificadora de Barcelona. 6º tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m3 GNL. Capacidad final de 540.000 m3	CATALUÑA		150.000	72	A Urgente	A Urgente	2007	2007	01/12/2006	ENAGAS

Igualmente, como consecuencia del tiempo que transcurre desde el lanzamiento hasta la aprobación final de la Planificación, dentro de los activos previstos construir en el periodo 2008-2016 se hace referencia a activos cuya puesta en marcha está prevista para el año 2007. A tenor de las indicaciones que se indican en la Propuesta de Planificación sobre el estado de los proyectos a 15 de octubre de 2007, en este grupo hay que diferenciar entre aquellos cuya puesta en marcha será en el año 2007 – en ambos casos habría que excluirlos de la lista –; y aquellos cuya puesta en marcha será posterior a 2007 – en cuyo caso habrá que actualizar la última previsión de puesta en marcha – ver cuadro adjunto.

Activos recogidos en la Propuesta de Planificación cuya puesta en marcha está prevista en 2007

ELEMENTO DE INMOVILIZADO	CCAA	Características Técnicas según aplique			Categoría Planificación		Fecha Prevista Puesta en Marcha		ESTADO DEL PROYECTO	Fecha Acta Puesta en Marcha Definitiva	Empresa Titular
		diámetro (") - Capacidad Regasif GNL (m3/h)	Longitud (km) - Potencia (KW) - Capacidad Almac GNL (m3)	Presión de Diseño Gasoducto - Presión Entrada EC	REV05	PLA07	REV05	PLA07			
Gasoducto a la Dársena de Escombreras	Murcia	16	0,32	72	A	A	2006	2006	1.- En operación	22/02/2007	Iberdrola Infraestructuras Gasistas
INTERCONEXION IRUN-FRANCIA	PAIS VASCO	24	2,11	80	A Urgente	A Urgente	2005	2006	1.- En operación	30/04/2007	NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE
FALCES - IRURZUN	NAVARRA	14	57,96335	80	A Urgente	A Urgente	2006	2007	1.- En operación	08/11/2006 y 19/02/2007	ENAGAS
Gasoducto Teruel - Calamocha	ARAGÓN	12	75,00000	80	B	B	2006	2007	1.- En operación	n.d.	Endesa Gas Transportista
Gasoducto Abegondo-Sabón y ramal a la Central de Ciclo Combinado de Meirama. Fase I	GALICIA	16 Y 10	45,00	80	A	A	2006	2007	2.- En pruebas	n.d.	REGANOSA
Gasoducto Mugaridos-As Pontes-Guitiriz y ramal a la Central de Ciclo Combinado de As Pontes. Tramo I	GALICIA	30 - 26 - 20 - 10	57,00	80	A	A	2006	2007	2.- En pruebas	n.d.	REGANOSA
Gasoducto Arévalo - Medina del Campo	C.Y LEÓN	12	30,00	80	B	A	2007	2007	3.- En construcción		Transportista Regional del Gas
Gasoducto Cabanas-Betanzos-Abegondo	GALICIA	26	30,00	80	A	A	2006	2007	3.- En construcción		REGANOSA
Gasoducto Gallur - Tauste - Ejea	ARAGÓN	12	39,00	80	A	A	2006	2007	3.- En construcción		Endesa Gas Transportista
Desdoblamiento Ramal a Campo de Gibraltar-Fase II	ANDALUCIA	16	14,50	80	A Urgente	A Urgente	2007	2007	3.- En construcción		ENAGAS
PTR	ARAGÓN	6	1,00	72	C	A	2005	2006	4.- Planificado		n.d.
Gasoducto Zaragoza - Catalunyaud	ARAGÓN	10	70,00	80	A	A	2007	2007	4.- Planificado		n.d.
VILLAFRANCA DE LOS BARROS-JEREZ DE LOS CABALLEROS	EXTREMADURA	16	59,00	72	C	A		2007	4.- Planificado		n.d.
EL PUERTO DE SANTA MARÍA-PUERTO REAL-SAN FERNANDO-ACCESO A CÁDIZ-CHICLANA DE LA FRONTERA	ANDALUCIA	12	25,00	72	C	A	2005	2007	4.- Planificado		n.d.
VILLACARRILLO-VILLANUEVA DEL ARZOBISPO	ANDALUCIA	8	16,00	72		A		2007	4.- Planificado		n.d.
P20.03a-MEQUINENZA	ARAGÓN	12	24,00	45	C	A	2006	2007	4.- Planificado		n.d.
UTEBO-SOBRADIEL	ARAGÓN	10	8,00	45		A		2007	4.- Planificado		n.d.
CHIVA-REQUENA-UTIEL	C. VALENCIANA	8 Y 6	63,00	45		A		2007	4.- Planificado		n.d.
MOJADOS-CUELLAR	C.Y LEÓN	8	37,00	72		A		2007	4.- Planificado		n.d.
EL PUERTO DE SANTA MARÍA-ROTA	ANDALUCIA	12	22,00	45	C	B	2006	2007	4.- Planificado		n.d.
ARGENTONA-CANET	CATALUÑA	8	24,00	45		A		2007	4.- Planificado		n.d.
SURIA-CARDONA-SOLSONA	CATALUÑA	8	36,00	45		A		2007	4.- Planificado		n.d.
SERINYA-FIGUERES	CATALUÑA	10	22,00	45		A		2007	4.- Planificado		n.d.
GASODUCTO CONEXIÓN A CÁCERES	EXTREMADURA	12	15,00	45		A		2007	4.- Planificado		n.d.
ARTEIXO (CULLEREDO-COMPLEJO REPSOL YPF)	GALICIA	12	16,00	45		A		2007	4.- Planificado		n.d.
CARRAL	GALICIA	8	4,00	45		A		2007	4.- Planificado		n.d.
Estación de Compresión de Zaragoza	ARAGÓN		14,000.00	80	A Urgente	A Urgente	2007	2007	3.- En construcción		ENAGAS
Regasificadora de Huelva. Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 150.000 m3 (n)/h. Capacidad final de emisión a 72 bar de 1.350.000 m3 (n)/h	ANDALUCÍA		150000,00000	72	A Urgente	A Urgente	2007	2007	1.- En operación	n.d.	ENAGAS
Regasificadora de Mugaridos.	GALICIA	412800	300000,00000	72	A	A	2007	2007	1.- En operación	07/11/2007	REGANOSA
Regasificadora de Cartagena. Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m3 de GNL	MURCIA		1,00	72		A		2007	4.- Planificado		ENAGAS
Regasificadora de Barcelona. Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m3 de GNL	CATALUÑA		1,00	72		A		2007	4.- Planificado		ENAGAS
Regasificadora de Barcelona. Incremento de la presión de emisión de 45 a 50,7 bar a la red (afecta a 600.000 m3 (n)/h de capacidad)	CATALUÑA			50,7		A		2007	4.- Planificado		ENAGAS
Regasificadora de Huelva. Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m3 de GNL	ANDALUCÍA		1,00	72		A		2007	4.- Planificado		ENAGAS

Nota: De acuerdo con la mejor información disponible en la CNE

6.4.3 Sobre activos con Autorización Administrativa o en tramitación

Un hito administrativo determinante para la efectiva construcción de un activo es su Autorización Administrativa, en consecuencia se considera conveniente que la Propuesta de Planificación indique, de existir, la fecha de Autorización Directa, la fecha de Autorización Administrativa y el titular de la misma para cada activo contemplado en ella. De esta forma se consigue, por un lado, dar una señal sobre la adecuación de las fechas de puesta en marcha en relación con los trámites administrativos pendientes de obtener, y, por otro lado, dar señales al sector que fomenten la concurrencia entre transportistas.

Por otra parte, de acuerdo con las alegaciones recibidas, se ha identificado una serie de activos que no han sido incluidos de la Planificación 2008-2016 a pesar de tener Autorización Administrativa para su construcción o estar en un estado avanzado en su tramitación.

Tras la promulgación de la Ley 12/2007 que modifica el Artículo 4 de la Ley 34/1998 relativo a la Planificación, para el reconocimiento de la retribución de las instalaciones de gas natural pertenecientes a la Planificación obligatoria es requisito imprescindible que éstas estén incluidas en la Planificación.

6.4.4 Sobre activos con características técnicas modificadas

Se observa que aparecen como nuevas instalaciones planificadas un número significativo de gasoductos de transporte secundario que, en realidad, son modificaciones de instalaciones de transporte primario recogidas en documentos de planificación anteriores con “categoría B o C⁹”. Por tanto, se considera más adecuado señalar que estas instalaciones ya estaban contempladas en el Documento de Revisión 2005-2011 y que han modificado sus características técnicas – reducir su presión de diseño – al objeto de adaptarse a la demanda que van a atender y justificar económicamente su viabilidad.

⁹ Antigua categoría de planificación que incluía a los proyectos en que no se había justificado la demanda que atender.

Por otra parte, se observa que en la Propuesta de Planificación se recogen activos de transporte secundario en operación a los que se modifica su presión de máxima de operación para convertirse en instalaciones de transporte primario¹⁰. Cabe indicar que, tal y como se ha expuesto, los activos construidos no deberían incluirse dentro del grupo de instalaciones pendientes de construir.

No obstante, es necesario hacer hincapié en esta casuística de reclasificación de activos de transporte secundario operativos en activos de transporte primario. En primer lugar, señalar que, si el material del gasoducto es el adecuado, no supone una nueva inversión. En segundo lugar, la capacidad adicional por su conversión en transporte primario estará condicionada por la posibilidad de alimentarlo a mayor presión. En tercer lugar, una consecuencia de la reclasificación sería la posible solicitud de revisión de la retribución asignada por parte del titular de la instalación.

6.4.5 Sobre gasoductos de conexión a Centrales Termo – Solares

Se ha observado que dentro de los gasoductos IAMI se han detectado numerosos proyectos de ramales que conectarán con futuras centrales termoeléctricas y/o termo solares cuya construcción está condicionada – categoría B – al desarrollo efectivo de las centrales. Por tanto, por analogía con los ramales de conexión a CCGT, se recomienda agruparlos en un subapartado junto a éstos e independiente al apartado sobre los gasoductos IAMI. Las instalaciones afectadas por esta circunstancia son:

¹⁰ Es el caso, por ejemplo, del Gto Jerez – Puerto de Santa M^a y el Gto Caspe – Teruel (Cuencas Mineras)
24 de enero de 2008

Ramales para suministro de Centrales Solares Termoeléctricas

ELEMENTO DE INMOVILIZADO	CCAA	diametro en pulgadas	Longitud en km	Presión de Diseño Gasoducto	Año puesta en marcha
RAMAL A CENTRALES SOLARES LOS LLANOS Y MONEGROS	ARAGÓN	14	5	45	2008
RAMAL A CENTRALES SOLARES BUJARALAZ Y BOVERAL	ARAGÓN	10	5	45	2008
RAMAL A CENTRAL SOLAR PERDIGUERA	ARAGÓN	14	15	45	2008
RAMAL A CENTRAL SOLAR PLANAS DE CASTELNOU E IBERDROLA	ARAGÓN	10	8	45	2008
RAMAL A PLANTA SOLAR LAS HOYAS	ARAGÓN	10	2	45	2008
RAMAL A PLANTA DE BIOETANOL EN BARCIAL DEL BARCO (ZAMORA)	C.Y LEÓN	12	6	45	2008
VELLIZA-VILLÁN DE TORDESILLAS (RAMAL A CENTRAL TERMOELÉCTRICA EN VELLIZA)	C.Y LEÓN	12	7	45	2008
CALZADA DE VALDUNCIEL-FORFOLEDA (RAMAL A CENTRAL TERMOELÉCTRICA EN FORFOLEDA)	C.Y LEÓN	12	2 y/o 8	45	2008
RAMAL A CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EN MONTAMARTA Y CUBILLOS	C.Y LEÓN	12	10 y/o 14	45	2008
RAMAL A CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA EN ALCONABA (SORIA)	C.Y LEÓN	12	11	45	2008
RAMALES A CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA LA DEHESA	EXTREMADURA	14	19	45	2008
RAMAL A CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA LA FLORIDA	EXTREMADURA	12	8	45	2008
RAMAL A CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA CÁCERES	EXTREMADURA	12	10	45	2008
RAMAL A CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA ANDASOL	ANDALUCIA	12	5	45	2009
Ramal a CST de Galera	ANDALUCIA	14	40	45	2011
RAMALES A CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA MÉRIDA	EXTREMADURA	14	25	45	2011
PILAS-AZNALCOLLAR (RAMAL A CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA)	ANDALUCIA	10	20	45	n.d.
ECIJA-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	10	20	45	n.d.
PALMA DEL RIO-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	10	20	45	n.d.
PALMA DEL RIO-FUENTE PALMERA (RAMAL A CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA)	ANDALUCIA	6	20	45	n.d.
EL CARPIO-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	10	12	45	n.d.
ANDÚJAR-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	6	10	45	n.d.
CARMONA-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	8	10	45	n.d.
MAIRENA DEL ALCOR-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	6	15	45	n.d.
BAZA-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	10	10	45	n.d.
AYAMONTE-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	6	10	45	n.d.
LEBRIJA-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	10	5	45	n.d.
PUEBLA DEL RIO-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	10	5	45	n.d.
AZNALCAZAR-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	10	8	45	n.d.
MORÓN DE LA FRONTERA-TERMOSOLARES	ANDALUCIA	6	10	45	n.d.

6.4.6 Sobre los activos descartados o no incluidos en la Planificación

La Propuesta de Planificación recoge aquellas infraestructuras de transporte primario y secundario para la atención de los mercados de influencia (IAMI) que no han sido incluidas en la Planificación 2008-2016. A la vista de las mismas, se identifican dos tipologías: (a) aquellas cuya inclusión no está justificada económicamente; y (b) aquellas que no son incluidas por existir otra instalación alternativa equivalente.

De acuerdo con los criterios de rentabilidad económica que indica la Propuesta de Planificación para los gasoductos IAMI, no se aprueba la inclusión de aquellos activos

donde la demanda de la zona atendida proporcione al sistema menos ingresos que los costes marginales – en realidad el 80% de la demanda teórica necesaria para conseguir un balance económico positivo – aunque señala la posibilidad bien de *“incorporarse posteriormente a la planificación si recibieran una subvención del capital por el importe necesario para igualar los costes marginales a los ingresos”*, bien de *“suministrar dicha zona mediante la extensión de una red de distribución”*.

En relación con los activos no incluidos porque existe otra instalación alternativa equivalente, la Propuesta de Planificación no indica los criterios adoptados para discernir entre ellos aunque, a partir de las observaciones incluidas en las tablas, se observa que se adopta principalmente el criterio de menor coste económico para el sistema gasista. Al objeto de incrementar la transparencia del proceso de planificación, sería conveniente reflejar los criterios que se adoptan para discernir entre dos alternativas equivalentes para el suministro de una zona geográfica determinada. En los cuadros adjuntos se indican las instalaciones afectadas.

Instalaciones Descartadas por no estar justificadas económicamente

ELEMENTO	CCAA	diametro en pulgadas	Longitud en km	Presión de Diseño Gasoducto	Año Puesta en Marcha	Observaciones 2007
ESTEPONA- BAHÍA DE ALGECIRAS	ANDALUCIA		58	72	2012	
MAGREB-BAHIA DE CÁDIZ	ANDALUCIA	10	105	80	2012	
ANTAS-GARRUCHA	ANDALUCIA	10	17	45	2011	
NIJAR-CARBONERAS	ANDALUCIA		37	72	2009	
ALBOLOTE-GUADIX-BAZA	ANDALUCIA	10	120	45	2009	
GASODUCTO A SANLUCAR LA MAYOR	ANDALUCIA	18	12	72	2008	
A RONDA	ANDALUCIA	10	59	45	2008	
RAMAL A BREA DE ARAGÓN E ILLUECA	ARAGÓN	10	30	45	2010	
RAMAL A CARINENA	ARAGÓN	10	30	45	2010	
RAMAL A ÉPILA	ARAGÓN	10	7	45	2009	
ALCOLEA DEL CINCA-SARINENA	ARAGÓN	10	71	45	2008	
VILLAVICIOSA-COLUNGA-CARAVIA	ASTURIAS	10	36	45	nd	
MONREAL-MOLINA DE ARAGÓN	ARAGÓN	12	50	80	2009	
CASARRUBIOS-MÉNTRIDA	C.LA MANCHA	8	16	45	nd	
CASARRUBIOS-EL VISO DE SAN JUAN	C.LA MANCHA	8	14	45	nd	
LOS YEBENES-CONSUEGRA	C.LA MANCHA	10	25	45	2011	
CANADA DE CALATRAVA-ALMAGRO	C.LA MANCHA	10	29	45	2010	
YELES-ESCALONA	C.LA MANCHA	12	63	45	2008	
TOLEDO-GÁLVEZ	C.LA MANCHA	10	32	45	2008	
LA PUEBLA DE MONTALBÁN-MASCARAQUE	C.LA MANCHA	12	50	80	2007	Autorizado como transporte secundario
MASCARAQUE-CONSUEGRA	C.LA MANCHA	12	40	80	2007	Autorizado como transporte secundario
EL ÁLAMO - TORRIJOS	MADRID	12	50	72	2008	
VILLALAR DE LOS COMUNEROS-TORDECILLA DE LA ABADESA	C.Y LEÓN	12	8	45	2012	
BURGOS SURESTE	C.Y LEÓN	12	110	54	2012	
BEJAR - PIEDRAHITA	C.Y LEÓN	12	51	45	2012	
GASODUCTO TIERRA DE CAMPOS	C.Y LEÓN	12	69	45	2010	
CUBILLOS DEL SIL-PARAMO DEL SIL	C.Y LEÓN	12	32	45	2010	
GASODUCTO DEL ALBERCHE Y TIETAR DE ÁVILA	C.Y LEÓN	12	125	45	2010	
GASODUCTO DE LAS MERINDADES DE BURGOS	C.Y LEÓN	12	97	45	2010	
VALVERDE DE LA VIRGEN-SANTA MARINA DEL REY	C.Y LEÓN	12	18	45	2008	
BADAJOS-OLIVENZA	EXTREMADURA	12	33	45	2014	
MALPARTIDA DE CACERES-VALENCIA DE ALCÁNTARA	EXTREMADURA	12	70	45	2012	
JEREZ DE LOS CABALLEROS-FREGENAL DE LA SIERRA	EXTREMADURA		24	72	2011	
MEDELLÍN-CABEZA DEL BUEY	EXTREMADURA	12	90	45	2011	
PLASENCIA-MORALEJA	EXTREMADURA	12	57	45	2009	
VALGA -LALÍN	GALICIA	10	69	45	nd	
NOIA-MUROS-CEE	GALICIA	10	83	45	2016	
MUROS-NOIA-CORCURBIÓN	GALICIA	12	83	45	2009	
SAN JAVIER-TORRE PACHECO-URBANIZACIONES	MURCIA	nd	20	45	nd	

Instalaciones Descartadas por existir otra Instalación Alternativa equivalente

ELEMENTO	CCAA	diámetro en pulgadas	Longitud en km	Presión de Diseño Gasoducto	Año Puesta en Marcha	Observaciones 2007
SAN JUAN MOZARRIFAR-ALMUDEVAR	ARAGÓN	12	51	45	2007	Trazado paralelo a gasoducto existente
ALAGON-SOBRADIEL	ARAGÓN	10	17	45	2007	El suministro a Sobradriel se dará a través del gasoducto Utebo-Sobradriel con menor impacto económico par:
YELES-SESENA	C.LA MANCHA	8	10	45	2008	El suministro a la PAU El Quiñón debería realizarse a partir de las redes de distribución existentes en la zona
VILLALONGA-TAVERNES DE LA VALLDIGNA	C.VALENCIANA	12	33	45	2008	Redundante con Oliva-Cullera
ARÉVALO-NAVAS DE SAN ANTONIO	C.Y LEÓN	8	54	45	2008	Suministro a Arévalo desde Medina del Campo en 12"
CEREZO DEL RÍO TIRÓN-BELORADO	C.Y LEÓN	8	6	45	2008	Suministro a Belorado desde el gasoducto Briviesca-Belorado
GASODUCTO CONEXIÓN A VILLAFRANCA DE LOS BARROS	EXTREMADURA	8	19	72	2006	Este gasoducto ya se encuentra recogido en la PO 2005-2011 bajo categoría A en 16".
RIBADEO-VIVEIRO	GALICIA	12	65	45	2007	Redundante con Ramal a Mariña Lucense que ha incrementado su diámetro a 16" por nueva demanda en la
AS PONTES-MARIÑA LUCENSE	GALICIA	10	85	45	2016	Área suministrada desde el gasoducto a la Mariña Lucense.
LUGO	GALICIA	10	24	45	2008	El refuerzo necesario para el suministro a Lugo se realizará desde el gasoducto Guitiriz-Ponferrada
VALGA-PONFERRADA-LEON	GALICIA - C. Y LEÓN		375	72	nd	Sustituido para el análisis por el Valga-Lalín, Ponferrada-Monforte y Guitiriz-Ponferrada
BELMONTE DE TAJO-MORATA DE TAJUÑA	MADRID	20	28	72	2010	Incluido en Belmonte de Tajo-Morata de Tajuña que tiene un trazado equivalente.
VILLAREJO DE SALVANÉS-ARGANDA DEL REY	MADRID	12	27	45	2009	Incluido en Belmonte de Tajo-Morata de Tajuña que tiene un trazado equivalente.

6.4.7 Sobre activos de almacenamiento de gas en el Sistema Gasista

La elevada dependencia exterior de aprovisionamientos de gas del sistema español obliga al sistema español a tener una capacidad de almacenamiento importante tanto desde el punto de vista operativo como de reservas estratégicas de gas. Es por ello que el artículo 4.3 de la Ley 34/1998 señala, entre otros aspectos, que la Planificación debe referirse a las previsiones relativas a instalaciones de almacenamiento de combustibles gaseosos y plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado, con el fin de garantizar la estabilidad del sistema gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.

En relación con el almacenamiento en las plantas de regasificación del sistema gasista, se observa que, a lo largo del periodo planificado, dispondrán de un nivel de autonomía para producción nominal superior al definido en los criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL¹¹. Al final del periodo, la autonomía media del sistema superará los 10 días, y la mayor parte de las plantas se situará entre 10 y 13 días de autonomía – salvo las Plantas de Barcelona y Mugardos que se situarán en torno a 8 días. Por tanto, las plantas de regasificación se habrán dimensionando para tener una capacidad importante de almacenamiento que garantice tanto la operación normal como las puntuales alteraciones de la misma – cierres de puertos, fallos de otros puntos de entrada y olas de frío prolongadas.

¹¹ 6 días en la plantas del Mediterráneo y 7 días en el Atlántico y Cantábrico
24 de enero de 2008

Siendo importante la evolución favorable de la capacidad de almacenamiento en las plantas de regasificación, es necesario un incremento de la capacidad de los AA.SS. al objeto de mantener unas reservas estratégicas de gas en consonancia con los niveles crecientes de demanda. Esta necesidad cobra mayor importancia al observar que la capacidad de AA.SS. ha permanecido prácticamente constante en los últimos 10 años mientras que la demanda de gas en nuestro país ha sufrido un aumento espectacular.

En relación con los AA.SS., señalar que en la Propuesta de Planificación se vuelven a dar las mismas circunstancias que cuando se realizó el documento de Revisión de 2005 de la Planificación de 2002-2011.¹², es decir, se vuelven a advertir retrasos entre 1 y 3 años en la puesta en marcha de los AA.SS. que se acumulan con los anteriores, tal y como se reflejan en los Informes de Seguimientos de Infraestructuras que realiza esta Comisión, aunque. Por otro lado, se introducen nuevos proyectos de desarrollo de AA.SS.

Por tanto, esta Comisión debe reiterar los comentarios vertidos en su momento con motivo del documento de Revisión de 2005, y señalar la necesidad de priorizar la inversión en AA.SS. y de promover el estudio y desarrollo de la mayoría de las estructuras que, a priori, pudieran resultar viables. En consecuencia, es recomendable que todos aquellos proyectos que puedan demostrar ser viables tengan la misma categoría y ser desarrollados lo más pronto posible, es decir, deberían ser calificados como “A Urgente”.

En consecuencia, a la vista de la información facilitada por los promotores del desarrollo como AA.SS. de las actuales concesiones de hidrocarburos “El Ruedo” y “Las Barreras”, que en su primera fase podrían llegar a aportar conjuntamente 162 millones de m³ de capacidad de almacenamiento en 2012, esta Comisión propone reclasificar con categoría “A urgente” dicha fase de actuación, dejando la fase de ampliación de ambas

¹² En aquel momento, aunque se introdujeron los proyectos de ampliación del AA.SS. de Gaviota y la conversión en almacenamientos de los yacimientos de gas natural de Marismas y Poseidón, así como, del antiguo yacimiento de petróleo del proyecto Castor, se advertía un notable retraso de los proyectos de almacenamiento subterráneo considerados en el primer documento de planificación: La fecha de puesta en marcha de los principales proyectos se retrasaban en torno a 4 años: Yela (antes Santa Bárbara) se retrasó de 2005 a 2009 – aunque operativo en 2011 tras su llenado –, el AASS de Reus de 2006 a 2011, y el AASS de Sariñena, previsto para 2006, se descartó.

estructuras¹³ con categoría “B” condicionas a la puesta en marcha de las fases iniciales y la confirmación de los análisis de viabilidad y trabajos de desarrollo de ambas estructuras.

Por otra parte, según la nueva redacción del artículo 98 de la Ley 34/1998 dada por la Ley 12/2007 y las modificaciones introducidas en el Real Decreto 1716/2004 por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, los sujetos que intervienen en el sector del gas natural están obligados al mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme

De acuerdo con el nuevo redactado del Real Decreto 1716/2004, no tendrán consideración de suministro en firme – es decir se considerarán suministros interrumpibles a los efectos del computo de existencias mínimas – aquellos que estén acogidos a un peaje interrumpible y/o tengan un contrato, al menos, anual con cláusula de interrumpibilidad comercial que permita interrumpir el suministro más de 10 días siempre que disponga de equipo de telemedida. Complementariamente, a los efectos del cálculo de las existencias mínimas, se limita el volumen del suministro interrumpible al 25% del total de las ventas anuales.

De los 20 días de existencias mínimas de seguridad, la mitad tendrán carácter estratégico y se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos extraíble por medios mecánicos. La otra mitad, con carácter operativo, se computaran en base a las ventas firmes del año anterior, de forma que existan 2 días equivalentes durante el año en ejercicio¹⁴ y 8 días equivalentes durante el mes octubre¹⁵, pudiendo mantenerse en AASS, plantas de regasificación y/o plantas satélites de GNL pertenecientes, o no, a la red básica.

Por tanto, es necesario evaluar la capacidad del sistema a lo largo del periodo planificado para cumplir con la normativa vigente. Vistos los escenarios de demanda previstos en la

¹³ Actuación que permitiría alcanzar una capacidad de almacenamiento operativa conjunta de 1.024 millones de m³

¹⁴ Se acreditan como media de los valores diarios en todos y cada uno de los meses del periodo comprendido entre el día 1 de abril del año n y el 31 de marzo del año n+1.

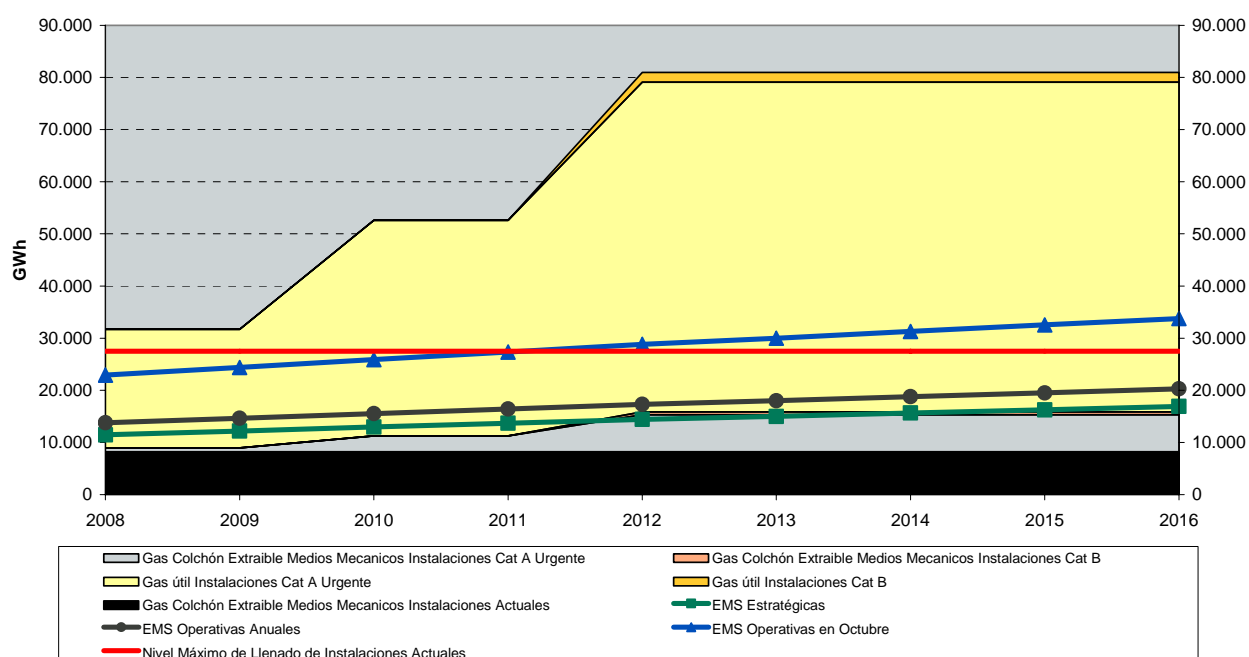
¹⁵ Se acreditan como media de los valores diarios en todos y cada uno de los días del mes de octubre.

Propuesta de Planificación, desde el punto de vista de las existencias mínimas de seguridad, el escenario más restrictivo sería considerar el escenario de demanda del GTS con carácter firme.

Calculadas las existencias mínimas de seguridad (EMS) para cada año, de acuerdo con la normativa, y comparadas – ver gráfico – con la capacidad máxima de almacenamiento de los AA.SS (gas útil más gas colchón extraíble por medios mecánicos) si tienen éxito el desarrollo de todas las infraestructuras previstas. Se extraen las siguientes conclusiones:

- Todas las EMS pueden ser almacenadas en los AA.SS.
- Si se almacenarán todas las EMS en los AASS de la red básica del sistema, ésta ocuparían más del 75% de su capacidad en 2008 y 2009, en torno al 52% en 2010 y 2011, y alrededor del 40% en el periodo 2012-2016.
- Las EMS Estratégicas tendrán un orden de magnitud equivalente al gas colchón extraíble por medios mecánicos, suponiendo un factor de extracción de 1/3.

Capacidad Almacenamiento vs Existencias Mínimas Seguridad (EMS)
(Hipotesis Restrictiva: Escenario Demanda GTS y Todo el Consumo Firme)



Por otra parte, se considera conveniente adjuntar al análisis de capacidad de almacenamiento del sistema, análisis complementarios sobre las capacidades de

extracción simulando las necesidades de transporte de las reservas acumuladas bajo distintas hipótesis de funcionamiento del sistema.

Por último, señalar que de acuerdo con el Artículo 9 de la Ley 34/1998, la autorización de exploración de hidrocarburos faculta a su titular para la realización de trabajos de exploración en áreas sobre las que no exista un permiso de investigación o una concesión de explotación en vigor. Además, el permiso de investigación faculta en exclusiva a su titular para investigar la existencia de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos en la superficie otorgada, y le confiere al titular el derecho, en exclusiva, a obtener las concesiones de explotación sobre la misma área en cualquier momento del plazo de vigencia del permiso.

En consecuencia, en aras a mejorar la predictibilidad de los futuros trabajos en el desarrollo de instalaciones de almacenamiento de combustibles gaseosos como indica el Artículo 4.3 de la citada Ley, sería conveniente que dentro de los Documentos de Planificación se recogieran (i) la autorización de exploración vigentes y en tramitación; (ii) los permisos de investigación vigentes y en tramitación; (iii) los permisos de investigación extinguidos; (iv) los permisos de investigación devenidos en concesiones de explotación de AA.SS.; (v) los permisos de investigación devenidos en concesiones de explotación de yacimientos de gas natural; y, (vi) las concesiones de explotación de AA.SS y yacimientos de hidrocarburos extinguidas; diferenciando para cada casuística entre los concedidos durante el periodo existente entre la publicación de dos Documentos de Planificación consecutivos y los existentes con anterioridad al primero de ellos.

6.4.8 Sobre el factor de utilización de las plantas de regasificación

De acuerdo con la Propuesta de Planificación la demanda prevista en el horizonte 2008 – 2016, y la evolución de la capacidad de emisión en los puntos de entrada al sistema gasista es la siguiente:

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda (GWh/año)									
Escenario del GTS	446.000	472.667	499.333	526.000	548.600	571.200	593.800	616.400	639.000
Escenario Eficiencia	421.000	437.333	453.667	470.000	481.800	493.600	505.400	517.200	529.000
Capacidad Diaria del Sistema (GWh/día)									
Capacidad Nominal Regasificación (Cat A y A urgente)	1.874	1.930	1.971	2.195	2.362	2.533	2.533	2.617	2.617
Capacidad Nominal Regasificación (Cat A + A urgente + B)	1.874	1.930	1.971	2.250	2.418	2.589	2.729	2.854	2.854
Capacidad Conexiones Internacionales	396	396	576	576	576	576	576	576	576

Nota: No se ha tenido en cuenta la ampliación a 1.200.000 m³/h del Musel al carecer de fecha de puesta en marcha definida.

A partir de estos datos, es posible inferir el factor de utilización anual medio de las plantas de regasificación asumiendo un factor de utilización determinado para las conexiones internacionales.

Si las conexiones internacionales tuvieran un factor de utilización anual medio del 95%, el factor de utilización anual medio de las plantas de regasificación variaría entre un techo del 48% y un suelo del 30% – ver cuadro adjunto – en función del escenario de demanda, el año en curso y las instalaciones puestas en marcha – únicamente las catalogadas como “A” y “A Urgente” o también las instalaciones catalogadas como “B”.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Escenario del GTS									
factor de utilización plantas (Cat A y A urgente)	45%	48%	42%	41%	40%	40%	43%	44%	46%
factor de utilización plantas (Cat A + A urgente +B)	45%	48%	42%	40%	40%	39%	40%	40%	42%
Escenario de Eficiencia									
factor de utilización plantas (Cat A y A urgente)	41%	43%	35%	34%	33%	32%	33%	33%	34%
factor de utilización plantas (Cat A + A urgente +B)	41%	43%	35%	33%	32%	31%	31%	30%	32%

Nota: No se ha tenido en cuenta la ampliación a 1.200.000 m³/h del Musel al carecer de fecha de puesta en marcha definida.

La utilización anual esperada de las plantas en los próximos años será inferior a las históricas. En todo caso, se evidencia que el dimensionamiento futuro de las plantas de regasificación estará destinado a satisfacer la demanda punta que, principalmente, provoque el sector eléctrico.

6.5 Sobre instalaciones que permitirían aumentar el mallado del sistema gasista

De acuerdo con las consideraciones enunciadas sobre los criterios de diseño de los gasoductos de transporte principales y los gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia, se considera que para favorecer la mejora de la seguridad del

sistema es recomendable aumentar en lo posible el mallado del sistema de transporte primario de gran capacidad.

Para ello se recomienda que aquellos gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia con posibilidad de poder formar parte de mallas de transporte primario, mediante su adecuación y/o futura extensión, se dimensionen como tales.

Como ejemplos de instalaciones que pueden ser diseñados desde el inicio como parte de futuras mallas de transporte primario de gran capacidad, podemos mencionar al menos las siguientes:

- Conexión Transversal Málaga – Almería (formado por: gasoducto Almería – Adra de 51 km en 20”, gasoducto Cártama – Rincón de la Victoria – Nerja de 91 a 20” y gasoducto Nerja – Adra de 95 km a 20”), en total supone 237 km en 20”, que abastece a esta zona de costa y conecta la entrada del gasoducto MEDGAZ con el eje Tarifa-Madrid. Para evitar futuras duplicaciones y poder tener en el futuro capacidad de intercambio de gas entre el eje Tarifa-Madrid y la zona de Levante, junto con una malla de gran capacidad se recomienda elevar el diámetro planificado de las tuberías.
- Conexión Transversal Granada – Almería (formado por gasoducto Huerca-Overa-Baza-Guadix de 114 km a 16”), se formaría una nueva malla prolongando dicho gasoducto en 55 km desde Guadix hasta Albolote (Granada). Se recomienda elevar el diámetro para disponer de una malla de gran capacidad.
- Eje Alicante – Valencia por la Costa (formado por Gto Alicante – Sant Joan – Benidorm – Altea de 70 km de 12” y 45 bar, junto con gasoducto Oliva – Altea de 55 km de 10” y 45 bar, junto con gasoducto Oliva – Cullera de 39 km de 12” y 45 bar) con un total de 164 km en 10”-12” y 45 bar. Se recomienda reconvertirlo en un gasoducto de transporte primario de gran capacidad elevando el diámetro y la presión, con ello se podría evitar la construcción del desdoblamiento del Alicante a Montesa formando dos nuevas mallas al conectar con el gasoducto Montesa Denia y prolongar desde Cullera hasta Valencia.

- Conexión Transversal Ruta de la Plata – Madrid (formado por gasoducto El Tiemblo – Cebreros – Hoyos de Pinares – Candelada de 186 km a 18” y 45 bar; gasoducto Plasencia – Navalmoral de la Mata de 62 km a 16” y 45 bar y el gasoducto Navalmoral de la Mata – Talayuela de 12 km a 8 “ y 45 bar) supone 260 km en 8”, 16” y 18” en 45 bar. Para cerrar la malla habría de construirse adicionalmente un gasoducto de aproximadamente 44 km. Se propone su conversión a un eje transversal de transporte primario de gran capacidad elevando su presión y diámetro, que facilitaría el movimiento de gas entre el Eje Ruta de la Plata hacia el Eje Central, y con la posibilidad de reforzar la zona de Talavera de la Reina, actual fondo de saco.
- Gasoducto Huelva Ayamonte de 60 km con diámetro 8” a 10” y presión menor de 60 bar. Debería aumentarse su diámetro y presión a gasoducto primario dada su posibilidad de convertirse en el futuro en una conexión internacional con Portugal y desde allí facilitar el suministro a la zona del Algarbe y eventualmente formar una malla con la red portuguesa.

6.6 Análisis de las zonas gasificadas

En el apartado “*Consideraciones sobre los criterios de desarrollo de la red básica*” se ha indicado la necesidad y conveniencia de recoger en la Propuesta de Planificación la definición de zona de gasificación prioritaria y las variables que pudieran tener incidencia en la misma.

En el presente epígrafe se recogen los resultados obtenidos en el análisis de la situación actual de la gasificación en España utilizando los siguientes índices:

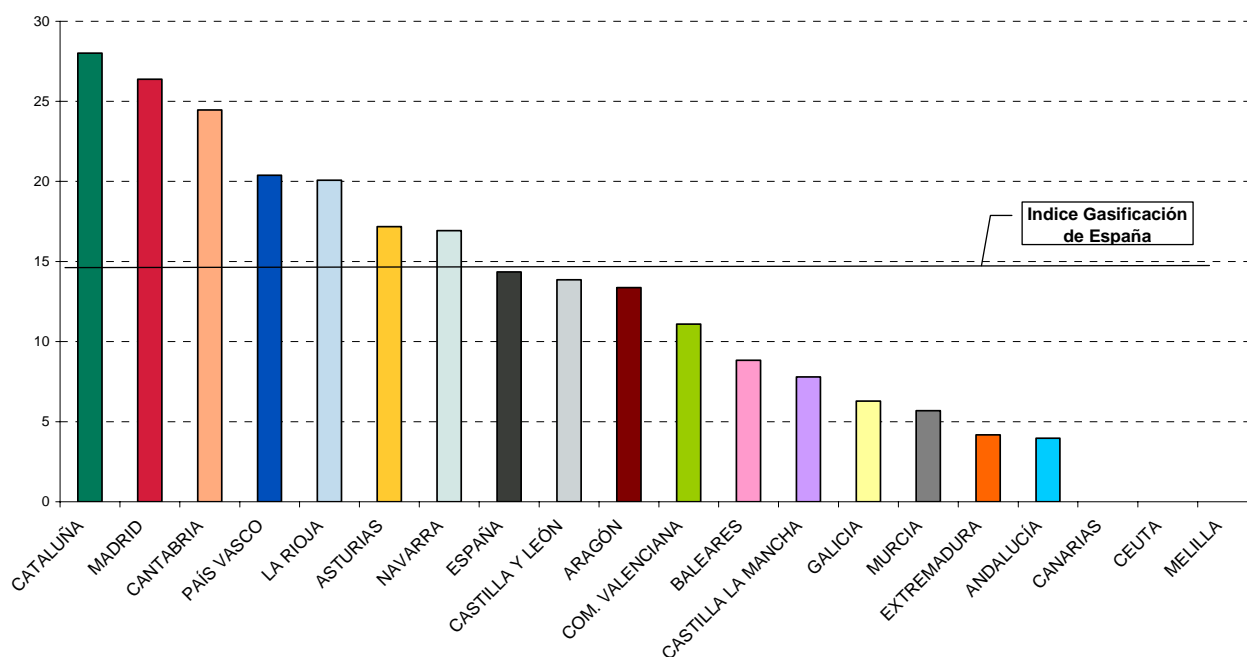
- El Índice de Gasificación de la zona (nº de puntos de suministro / 100 habitantes);
- El Índice de Penetración Geográfica (nº de municipios con distribución de gas natural sobre el nº total de la zona considerada)

- El Índice Población con posibilidades de acceso al gas natural (Población en municipios con distribución de gas natural sobre el total de población de la zona considerada);
- El Índice Saturación de Zona Suministrada con gas natural (% de puntos de suministro sobre el máximo teórico – función del nº de viviendas y locales);

6.6.1 Índice de Gasificación de la CC.AA. y provincias

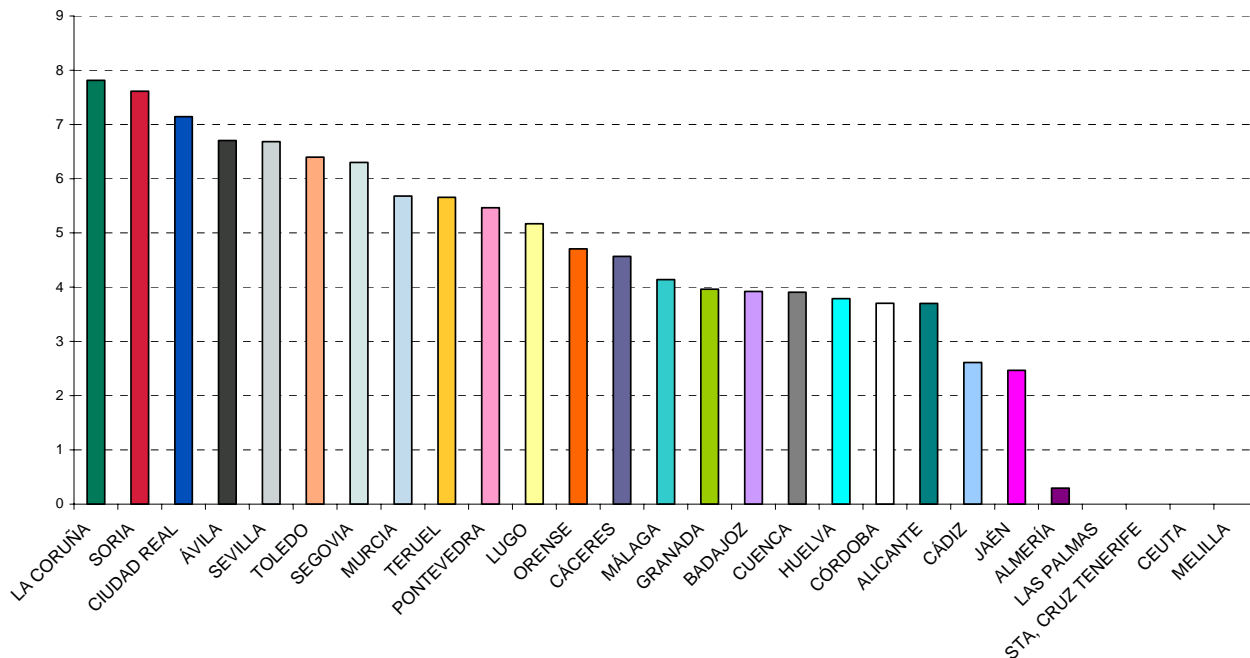
Conforme a los datos correspondientes al año 2006– ver cuadro adjunto –, se observa que las CC.AA. de Islas Baleares, Castilla – La Mancha y Comunidad Valenciana tienen un Índice de Gasificación entre el 80 y el 50% del índice nacional, y las CC.AA. de Galicia, Murcia, Extremadura y Andalucía tienen un Índice de Gasificación inferior al 50%, la Islas Canarias, Ceuta y Melilla no disponen de gas natural o equivalente.

INDICE DE GASIFICACIÓN (Nº Clientes / 100 Hab) DE LAS CC.AA. EN EL AÑO 2006
(INDICE NACIONAL=14,3)



Si se toma como referencia la provincia, se observa que 27 provincias de las 52 tienen un Índice de Gasificación inferior al 60% del Índice Nacional, estas provincias y sus Índices de Gasificación se recogen en el siguiente gráfico.

**PROVINCIAS CON UN ÍNDICE DE GASIFICACIÓN (Nº Clientes / 100 Hab)
 INFERIOR AL 60% DEL ÍNDICE NACIONAL - AÑO 2006
 (ÍNDICE NACIONAL=14,3)**



6.6.2 Índices complementarios

En el cuadro siguiente se recoge, por CC.AA., el número total de municipios y su población en el año 2006, así como el número de municipios con distribución de gas natural a partir de los cuales es posible determinar, además del Índice de Gasificación, los Índices de Penetración Geográfica, de Población con Acceso al gas natural y de Saturación de Zona Suministrada de cada CC.AA.

En dicho cuadro se observa que, en 2006, el sistema gasista ha suministrado gas en 1.224 municipios – 15% de los municipios de España – en los cuales se concentra el 72% de la población española. En cuanto a las CC.AA., a pesar del diferente índice de penetración geográfica – varía entre el 5 y el 53% – en todas las CC.AA. con suministro de gas natural, los municipios con redes de distribución representan más del 45% de la población de la CC.AA. – sólo las CC.AA. de Baleares, Castilla La Mancha y Extremadura se encuentran ligeramente por debajo del 55%. Además, se evidencia que las Comunidades de Andalucía, Murcia, Extremadura, Galicia, Comunidad Valenciana, Castilla La Mancha, Aragón y Baleares tienen capacidad de crecimiento dentro de los

municipios que actualmente tienen acceso al gas natural puesto que presentan unos índices de saturación por debajo del 55%.

CCAA	MUNICIPIOS EN 2006				MUNICIPIOS CON DISTRIBUCIÓN DE GAS							
	Nº TOTAL (a)	%	POBLACIÓN (b)	%	Nº (c)	Índice de Penetración Geográfica (c)/(a)	POBLACIÓN (d)	Índice Población con Posibilidad de Acceso a GN (d)/(b)	Nº Puntos Suministro (e)	Índice Gasificación (e)/(b)*100	Nº teórico máximo de Ptos de Suministro (*) (f)	Índice Saturación Zona Suministrada (e)/(f)
ANDALUCÍA	770	9%	7.975.672	18%	81	11%	4.383.038	55%	316.287	4	1.461.013	22%
ARAGÓN	730	9%	1.277.471	3%	47	6%	991.518	78%	170.895	13	330.506	52%
ASTURIAS	78	1%	1.076.896	2%	25	32%	929.140	86%	184.957	17	309.713	60%
BALEARES	67	1%	1.001.062	2%	4	6%	481.455	48%	88.450	9	160.485	55%
CANTABRIA	102	1%	568.091	1%	40	39%	492.082	87%	138.952	24	164.027	85%
CASTILLA LA MANCHA	919	11%	1.932.261	4%	52	6%	973.899	50%	150.638	8	324.633	46%
CASTILLA Y LEÓN	2.248	28%	2.523.020	6%	107	5%	1.653.328	66%	349.500	14	551.109	63%
CATALUÑA	946	12%	7.134.697	16%	317	34%	6.531.062	92%	1.998.337	28	2.177.021	92%
EXTREMADURA	383	5%	1.086.373	2%	19	5%	531.457	49%	45.269	4	177.152	26%
GALICIA	315	4%	2.767.524	6%	58	18%	1.723.255	62%	174.127	6	574.418	30%
LA RIOJA	174	2%	306.377	1%	25	14%	244.833	80%	61.504	20	81.611	75%
MADRID	179	2%	6.008.183	13%	59	33%	5.728.474	95%	1.584.708	26	1.909.491	83%
MURCIA	45	1%	1.370.306	3%	20	44%	1.093.406	80%	77.815	6	364.469	21%
NAVARRA	272	3%	601.874	1%	81	30%	509.822	85%	101.921	17	169.941	60%
PAÍS VASCO	251	3%	2.133.684	5%	134	53%	2.043.010	96%	434.794	20	681.003	64%
COM. VALENCIANA	542	7%	4.806.908	11%	155	29%	3.799.014	79%	532.879	11	1.266.338	42%
CANARIAS	87	1%	1.995.833	4%	0		0	0%	0	0	0	0
CEUTA	1	0%	75.861	0%	0		0	0%	0	0	0	0
MELILLA	1	0%	66.871	0%	0		0	0%	0	0	0	0
ESPAÑA	8.110	100%	44.708.964	100%	1.224	15%	32.108.793	72%	6.411.033	14,3	10.702.931	60%
Península y Baleares	8.021	99%	42.570.399	95%	1.224	15%	32.108.793	75%	6.411.033	15,1	10.702.931	60%

(*) Se supone que existen 3 habitantes por Pto Suministro

Fuente: INE y CNE

6.6.3 Análisis por tamaño de municipio

Analizados los datos disponibles para el conjunto del territorio nacional – ver cuadro – para 6 tamaños tipos de municipios (los que tienen más de 100.000 habitantes, los que tienen entre 50.000 y 100.000, entre 25.000 y 50.000, entre 5.000 y 25.000, entre 1.000 y 5.000, y los de menos de 1.000 habitantes), se observa que:

- Prácticamente el 100% de las ciudades de más de 100.000 habitantes y el 80% de los municipios con más de 50.000 habitantes, tienen acceso al gas natural o manufacturado, en otras palabras, actualmente, del 52% de la población de España que habita en estos tipos de municipios, el 47% tiene posibilidad de acceso al gas natural.
- En cuanto a los municipios de tamaño medio, se observa que tienen suministro de gas natural el 77% de los municipios con una población entre 25.000 y 50.000

habitantes, y el 51% de los municipios con una población entre 5.000 y 25.000 habitantes. Este segmento de municipios es el que tiene un mayor potencial de crecimiento, pues en su conjunto agrupa al 35% de la población y sólo tiene acceso al gas natural el 63% de la población.

- Por último el grado de penetración del suministro en municipios de menos de 5.000 habitantes apenas alcanza 17 % de los municipios, si bien representan el 84% de los municipios de España y albergan al 13% de la población.

Penetración Geográfica y Población con Acceso a gas natural en España

Tamaño Población Municipio	MUNICIPIOS EN 2006				MUNICIPIOS CON DISTRIBUCIÓN DE GAS			
	Nº TOTAL (a)	%	POBLACIÓN (b)	%	Nº (c)	Indice de Penetración Geográfica (c)/(a)	POBLACIÓN (d)	Indice Población con Posibilidad de Acceso a GN (d)/(b)
TOTAL	8.110	100%	44.708.964	100%	1.225	15%	32.112.725	72%
>100.000	59	1%	17.910.116	40%	54	92%	16.929.295	95%
50.000-100.000	76	1%	5.312.064	12%	61	80%	4.247.074	80%
25.000-50.000	156	2%	5.207.297	12%	120	77%	4.022.552	77%
5.000-25.000	967	12%	10.271.392	23%	493	51%	5.767.889	56%
1.000-5.000	1.959	24%	4.485.533	10%	390	20%	1.083.150	24%
<1.000	4.893	60%	1.522.562	3%	107	2%	62.765	4%

A continuación se realiza este análisis a nivel de CC.AA.:

Penetración Geográfica y Población con Acceso a gas natural en municipios con más de 100.000 habitantes

CCAA	MUNICIPIOS EN 2006				MUNICIPIOS CON DISTRIBUCIÓN DE GAS			
	Nº TOTAL (a)	%	POBLACIÓN (b)	%	Nº (c)	Indice de Penetración Geográfica (c)/(a)	POBLACIÓN (d)	Indice Población con Posibilidad de Acceso a GN (d)/(b)
ANDALUCÍA	12	0%	2.956.915	7%	10	83%	2.718.459	92%
ARAGÓN	1	0%	649.181	1%	1	100%	649.181	100%
ASTURIAS	2	0%	489.355	1%	2	100%	489.355	100%
BALEARES	1	0%	375.048	1%	1	100%	375.048	100%
CANTABRIA	1	0%	182.926	0%	1	100%	182.926	100%
CASTILLA LA MANCHA	1	0%	161.508	0%	1	100%	161.508	100%
CASTILLA Y LEÓN	4	0%	790.358	2%	4	100%	790.358	100%
CATALUÑA	10	0%	3.072.040	7%	10	100%	3.072.040	100%
EXTREMADURA	1	0%	143.748	0%	1	100%	143.748	100%
GALICIA	3	0%	644.712	1%	3	100%	644.712	100%
LA RIOJA	1	0%	147.036	0%	1	100%	147.036	100%
MADRID	9	0%	4.449.652	10%	9	100%	4.449.652	100%
MURCIA	2	0%	625.605	1%	2	100%	625.605	100%
NAVARRA	1	0%	195.769	0%	1	100%	195.769	100%
PAÍS VASCO	3	0%	765.021	2%	3	100%	765.021	100%
COM. VALENCIANA	4	0%	1.518.877	3%	4	100%	1.518.877	100%
CANARIAS	3	0%	742.365	2%	0		0	0%
CEUTA	0	0%	0	0%	0		0	
MELILLA	0	0%	0	0%	0		0	
ESPAÑA	59	1%	17.910.116	40%	54	92%	16.929.295	95%
Península y Baleares	56	1%	17.167.751	38%	54	96%	16.929.295	99%

Penetración Geográfica y Población con Acceso a gas natural en municipios con una población entre 50.000 y 100.000 habitantes

CCAA	MUNICIPIOS EN 2006				MUNICIPIOS CON DISTRIBUCIÓN DE GAS			
	Nº TOTAL (a)	%	POBLACIÓN (b)	%	Nº (c)	Índice de Penetración Geográfica (c)/(a)	POBLACIÓN (d)	Índice Población con Posibilidad de Acceso a GN (d)/(b)
ANDALUCÍA	16	0%	1.067.917	2%	10	63%	645.131	60%
ARAGÓN	0	0%	0	0%	0		0	
ASTURIAS	1	0%	83.538	0%	1	100%	83.538	100%
BALEARES	0	0%	0	0%	0		0	
CANTABRIA	1	0%	56.143	0%	1	100%	56.143	100%
CASTILLA LA MANCHA	6	0%	408.686	1%	6	100%	408.686	100%
CASTILLA Y LEÓN	5	0%	323.802	1%	5	100%	323.802	100%
CATALUÑA	13	0%	885.437	2%	13	100%	885.437	100%
EXTREMADURA	2	0%	144.133	0%	2	100%	144.133	100%
GALICIA	4	0%	343.403	1%	4	100%	343.403	100%
LA RIOJA	0	0%	0	0%	0		0	
MADRID	8	0%	568.783	1%	8	100%	568.783	100%
MURCIA	2	0%	147.367	0%	2	100%	147.367	100%
NAVARRA	0	0%	0	0%	0		0	
PAÍS VASCO	3	0%	238.228	1%	3	100%	238.228	100%
COM. VALENCIANA	9	0%	622.856	1%	6	67%	402.423	65%
CANARIAS	4	0%	279.039	1%	0		0	0%
CEUTA	1	0%	75.861	0%	0		0	0%
MELILLA	1	0%	66.871	0%	0		0	0%
ESPAÑA	76	1%	5.312.064	12%	61	80%	4.247.074	80%
Península y Baleares	70	1%	4.890.293	11%	61	87%	4.247.074	87%

En cuanto a los municipios de tamaño medio, a día de hoy, todavía queda por introducir gas natural en municipios con una población entre 25.000 y 50.000 habitantes de las CC.AA. de Andalucía, Baleares, Castilla –La Mancha, Comunidad Valenciana y Murcia. En cuanto a los municipios con tamaño entre 5.000 y 25.000, se observa una mayor heterogeneidad en índice de penetración geográfica: mientras las CC.AA. de Aragón, Cantabria, Cataluña, País Vasco y Navarra tienen un índice superior al 80%, Andalucía, Extremadura y Galicia no llegan al 35%.

Finalmente, en los municipios de tamaño pequeño, el grado de penetración geográfica es reducido en todas las CC.AA., salvo Navarra (71%). No obstante, se observa que aquellas con un mayor Índice de Gasificación, obviamente, tienen mayor penetración.

Penetración Geográfica y Población con Acceso a gas natural en municipios con una población entre 25.000 y 50.000 habitantes

CCAA	MUNICIPIOS EN 2006				MUNICIPIOS CON DISTRIBUCIÓN DE GAS			
	Nº TOTAL (a)	%	POBLACIÓN (b)	%	Nº (c)	Indice de Penetración Geográfica (c)/(a)	POBLACIÓN (d)	Indice Población con Posibilidad de Acceso a GN (d)/(b)
ANDALUCÍA	24	0%	788.044	2%	13	54%	425.984	54%
ARAGÓN	2	0%	82.985	0%	2	100%	82.985	100%
ASTURIAS	3	0%	141.097	0%	3	100%	141.097	100%
BALEARES	9	0%	296.270	1%	3	33%	106.407	36%
CANTABRIA	2	0%	58.566	0%	2	100%	58.566	100%
CASTILLA LA MANCHA	7	0%	199.990	0%	4	57%	108.947	54%
CASTILLA Y LEÓN	4	0%	136.238	0%	4	100%	136.238	100%
CATALUÑA	26	0%	855.000	2%	26	100%	855.000	100%
EXTREMADURA	3	0%	104.577	0%	3	100%	104.577	100%
GALICIA	10	0%	295.192	1%	10	100%	295.192	100%
LA RIOJA	0	0%	0	0%	0		0	
MADRID	10	0%	392.995	1%	10	100%	392.995	100%
MURCIA	9	0%	279.965	1%	5	56%	156.268	56%
NAVARRA	1	0%	32.802	0%	1	100%	32.802	100%
PAÍS VASCO	9	0%	320.997	1%	9	100%	320.997	100%
COM. VALENCIANA	27	0%	875.367	2%	25	93%	804.497	92%
CANARIAS	10	0%	347.212	1%	0		0	0%
CEUTA	0	0%	0	0%	0		0	
MELILLA	0	0%	0	0%	0		0	
ESPAÑA	156	2%	5.207.297	12%	120	77%	4.022.552	77%
Península y Baleares	146	2%	4.860.085	11%	120	82%	4.022.552	83%

Penetración Geográfica y Población con Acceso a gas natural en municipios con una población entre 5.000 y 25.000 habitantes

CCAA	MUNICIPIOS EN 2006				MUNICIPIOS CON DISTRIBUCIÓN DE GAS			
	Nº TOTAL (a)	%	POBLACIÓN (b)	%	Nº (c)	Indice de Penetración Geográfica (c)/(a)	POBLACIÓN (d)	Indice Población con Posibilidad de Acceso a GN (d)/(b)
ANDALUCÍA	204	3%	2.241.920	5%	39	19%	563.672	25%
ARAGÓN	17	0%	198.226	0%	17	100%	198.226	100%
ASTURIAS	25	0%	281.717	1%	18	72%	210.882	75%
BALEARES	24	0%	249.974	1%	0		0	0%
CANTABRIA	14	0%	139.147	0%	14	100%	139.147	100%
CASTILLA LA MANCHA	54	1%	485.177	1%	24	44%	243.903	50%
CASTILLA Y LEÓN	41	1%	355.672	1%	29	71%	273.444	77%
CATALUÑA	148	2%	1.548.706	3%	126	85%	1.386.586	90%
EXTREMADURA	34	0%	293.143	1%	10	29%	136.840	47%
GALICIA	102	1%	1.011.948	2%	32	31%	411.073	41%
LA RIOJA	7	0%	79.596	0%	5	71%	65.300	82%
MADRID	47	1%	452.379	1%	27	57%	298.656	66%
MURCIA	23	0%	299.940	1%	11	48%	164.166	55%
NAVARRA	17	0%	165.940	0%	15	88%	144.916	87%
PAÍS VASCO	52	1%	583.446	1%	51	98%	576.139	99%
COM. VALENCIANA	108	1%	1.309.387	3%	75	69%	954.939	73%
CANARIAS	50	1%	575.074	1%	0		0	0%
CEUTA	0	0%	0	0%	0		0	
MELILLA	0	0%	0	0%	0		0	
ESPAÑA	967	12%	10.271.392	23%	493	51%	5.767.889	56%
Península y Baleares	917	11%	9.696.318	22%	493	54%	5.767.889	59%

Penetración Geográfica y Población con Acceso a gas natural en municipios con una población entre 1.000 y 5.000 habitantes

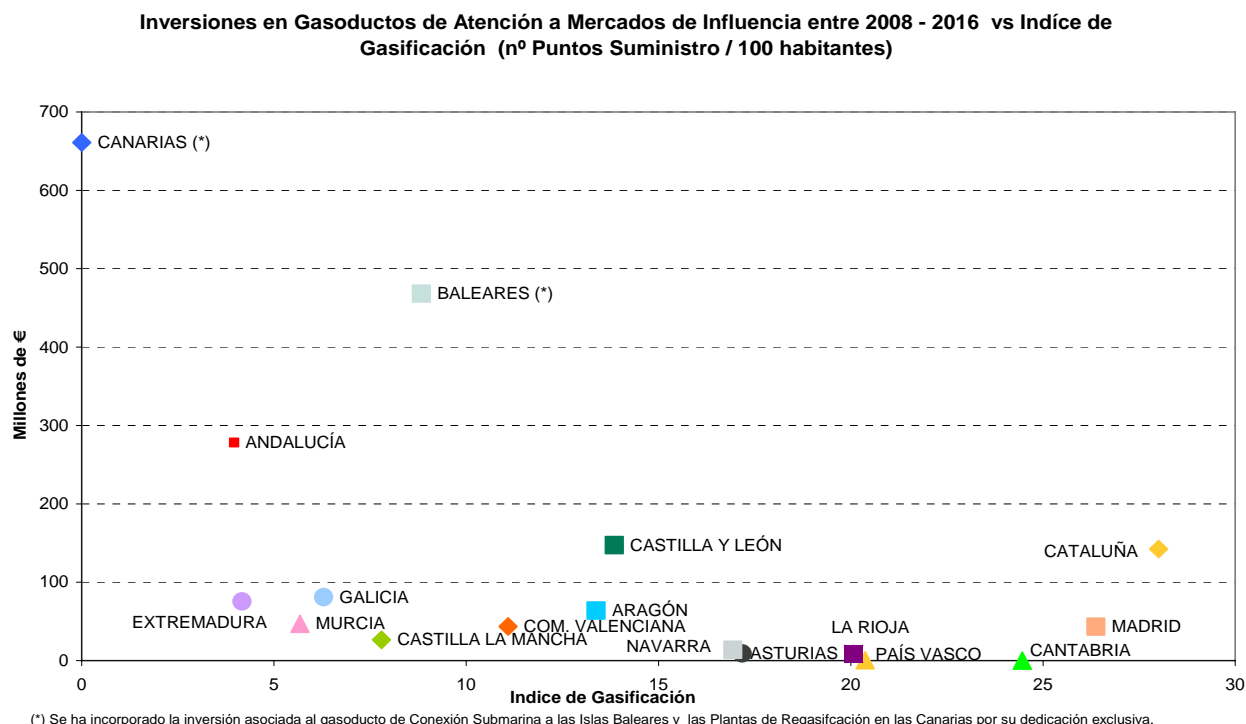
CCAA	MUNICIPIOS EN 2006				MUNICIPIOS CON DISTRIBUCIÓN DE GAS			
	Nº TOTAL (a)	%	POBLACIÓN (b)	%	Nº (c)	Indice de Penetración Geográfica (c)/(a)	POBLACIÓN (d)	Indice Población con Posibilidad de Acceso a GN (d)/(b)
ANDALUCÍA	325	4%	822.822	2%	9	3%	29.792	4%
ARAGÓN	93	1%	189.107	0%	18	19%	55.549	29%
ASTURIAS	31	0%	71.931	0%	1	3%	4.268	6%
BALEARES	25	0%	74.334	0%	0		0	0%
CANTABRIA	53	1%	115.248	0%	21	40%	57.670	50%
CASTILLA LA MANCHA	221	3%	500.238	1%	16	7%	50.616	10%
CASTILLA Y LEÓN	214	3%	412.884	1%	44	21%	116.979	28%
CATALUÑA	253	3%	575.556	1%	119	47%	316.065	55%
EXTREMADURA	149	2%	304.325	1%	1	1%	1.334	0%
GALICIA	181	2%	461.710	1%	8	4%	28.029	6%
LA RIOJA	22	0%	50.049	0%	12	55%	30.222	60%
MADRID	51	1%	122.743	0%	5	10%	18.388	15%
MURCIA	7	0%	15.915	0%	0		0	0%
NAVARRA	66	1%	152.447	0%	49	74%	127.726	84%
PAÍS VASCO	80	1%	178.836	0%	49	61%	131.455	74%
COM. VALENCIANA	169	2%	385.950	1%	38	22%	115.057	30%
CANARIAS	19	0%	51.438	0%	0		0	0%
CEUTA	0	0%	0	0%	0		0	
MELILLA	0	0%	0	0%	0		0	
ESPAÑA	1.959	24%	4.485.533	10%	390	20%	1.083.150	24%
Península y Baleares	1.940	24%	4.434.095	10%	390	20%	1.083.150	24%

Penetración Geográfica y Población con Acceso a gas natural en municipios con menos de 1.000 habitantes

CCAA	MUNICIPIOS EN 2006				MUNICIPIOS CON DISTRIBUCIÓN DE GAS			
	Nº TOTAL (a)	%	POBLACIÓN (b)	%	Nº (c)	Indice de Penetración Geográfica (c)/(a)	POBLACIÓN (d)	Indice Población con Posibilidad de Acceso a GN (d)/(b)
ANDALUCÍA	189	2%	98.054	0%	0		0	0%
ARAGÓN	617	8%	157.972	0%	9	1%	5.577	4%
ASTURIAS	16	0%	9.258	0%	0		0	0%
BALEARES	8	0%	5.436	0%	0		0	0%
CANTABRIA	31	0%	16.061	0%	2	6%	1.562	10%
CASTILLA LA MANCHA	630	8%	176.662	0%	1	0%	239	0%
CASTILLA Y LEÓN	1.980	24%	504.066	1%	21	1%	12.507	2%
CATALUÑA	496	6%	197.958	0%	23	5%	15.934	8%
EXTREMADURA	194	2%	96.447	0%	2	1%	825	1%
GALICIA	15	0%	10.559	0%	1	7%	846	8%
LA RIOJA	144	2%	29.696	0%	7	5%	2.275	8%
MADRID	54	1%	21.631	0%	0		0	0%
MURCIA	2	0%	1.514	0%	0		0	0%
NAVARRA	187	2%	54.916	0%	15	8%	8.609	16%
PAÍS VASCO	104	1%	47.156	0%	19	18%	11.170	24%
COM. VALENCIANA	225	3%	94.471	0%	7	3%	3.221	3%
CANARIAS	1	0%	705	0%	0		0	0%
CEUTA	0	0%	0	0%	0		0	
MELILLA	0	0%	0	0%	0		0	
ESPAÑA	4.893	60%	1.522.562	3%	107	2%	62.765	4%
Península y Baleares	4.892	60%	1.521.857	3%	107	2%	62.765	4%

6.6.4 Inversiones en gasoductos destinados a la atención de sus mercados de influencia

A partir de la información incluida en la Propuesta de Planificación relativa a gasoductos destinados a la atención de sus mercados de influencia (IAMI) es posible determinar los km de red y la inversión prevista realizar en cada CC.AA. en el periodo 2008-2016 y compararlos con los índices actuales enunciados – ver cuadro.



Inversión asociada a gasoductos para la Atención de Mercados de su Área de Influencia previstos en la Propuesta de Planificación 2008-2016 en relación con el Índice de Gasificación de 2006

No obstante, ha sido imposible determinar el impacto que supondrán las actuaciones previstas en los diferentes índices de caracterización por la falta de información asociada a cada proyecto: número de nuevos núcleos urbanos susceptibles de gasificar en la zona; la población potencial que tendría acceso al gas natural en los nuevos municipios y su peso relativo dentro la zona y la previsión de demanda asociada a la conversión de equipos en el tejido industrial y nuevos desarrollos industriales. Por tanto, se considera conveniente que el Documento de Planificación recoja esta información.

6.7 Sobre la adecuación del sistema gasista para favorecer la creación de un mercado único Europeo: infraestructuras de interconexión

En el contexto europeo, la consecución del mercado interior de gas natural va ganando protagonismo a través de las Iniciativas Regionales propugnadas por ERGEG¹⁶, que promueven la creación de mercados regionales como paso intermedio para la creación del mercado único. La iniciativa regional de gas Sur engloba a Francia, Portugal y España. Además, a nivel ibérico es notorio el interés de los gobiernos de España y Portugal en el desarrollo del MIBGAS.

España y por extensión la península ibérica son referencia europea y mundial en el mercado del GNL tanto por el número de instalaciones de recepción como por el volumen de GNL descargado en sus plantas¹⁷. De hecho, la región Sur en su conjunto se caracteriza y diferencia del resto de Europa porque la mayor parte de sus aprovisionamientos llegan en forma de GNL. El GNL, fácilmente intercambiable entre terminales de regasificación, puede ser en esta región un vector determinante en la creación de un mercado de gas líquido y competitivo. La posición geográfica de la península Ibérica respecto a las rutas mundiales de aprovisionamiento de GNL además de la existencia de conexiones relevantes por gasoducto con productores de gas natural (GME y MEDGAZ) del norte de África podría dar lugar a la aparición de un hub de gas en la península Ibérica. No obstante, para la consecución del mercado único es vital asegurar una conexión con Europa, vía Francia, con suficiente capacidad en ambos sentidos, junto con la incorporación de nuevas capacidades de almacenamiento subterráneo de gas al sistema gasista.

Por tanto, esta Comisión considera necesario que la Planificación apoye la creación del mercado único. Para ello, es necesario que el sistema gasista reúna las siguientes características: capacidad de almacenamiento, facilidad de transporte desde y hacia el sistema gasista, y la disponibilidad de gas.

¹⁶ Grupo de reguladores europeos de electricidad y gas

¹⁷ España es en el mundo el tercer consumidor de GNL y en Europa el primero

En relación con las C.I. con Portugal, en el horizonte de la planificación, no se prevén infraestructuras que aumenten la capacidad de interconexión entre ambos países. Cabe señalar que, actualmente, existe una capacidad de interconexión importante entre ambos países, 128 GWh/día de importación y 170 GWh/día de exportación (la capacidad de importación de España suponía un valor del 99% de la demanda media de Portugal y un 12% de la demanda media de España en 2006); la C.I. de Badajoz funciona como una salida de gas de tránsito: aprovisionamiento portugués proveniente del GME y gas del sistema español que retorna por la C.I. de Tuy. De acuerdo con la información disponible, ambas C.I. podrían funcionar en sentido inverso. Además, de acuerdo a los datos proporcionados por los propios transportistas dentro de los estudios de la iniciativa sur de gas, existe capacidad disponible para contratar tanto en Badajoz como en Tuy.

En cuanto a las C.I. con Francia, la capacidad de importación actual es de unos 80 GWh/día y responde solo a un 5% de la demanda media de Francia en el 2006 y a un 7% de la demanda media en España en 2006. La capacidad de exportación es muy pequeña actualmente y depende de la época del año. Se considera fundamental que puede existir flujo físico en ambos sentidos, en mayor cuantía que el actual, tanto para la conexión por Irún, como para la conexión por Larrau. La Propuesta de Planificación indica que se podrá alcanzar una capacidad de transporte de Francia a España de 220 GWh/día (aprox 6,9 bcm anuales) y de 200 GWh/día de España a Francia, condicionada a la inversión que se realice en el lado francés. De no realizarse las inversiones del lado francés que menciona la planificación y que todavía está en estudio, la capacidad de importación/exportación sería aproximadamente de 110 GWh/día con ligeras variaciones entre invierno y verano.

Una mayor integración de ambos sistemas se conseguirá cuando la capacidad de la interconexión este disponible íntegramente, en situación de operación normal del sistema español (o francés), es decir, el sistema gasista español (o francés) debería ser capaz de evacuar hacia Francia (o España) la capacidad nominal bajo cualquier circunstancia probable de operación (situación N-1 de los puntos de entrada en el caso español).

Al objeto de conseguir una plena integración en Europa se considera necesaria una mayor capacidad de interconexión con Francia. No obstante, se considera prudente condicionar las inversiones a realizar, en concreto en las conexiones por el País Vasco y

Cataluña hasta que las inversiones francesas estén decididas. Así, por ejemplo, se desconoce la idoneidad de la EC de la conexión de Irún y su encaje con posibles proyectos en el lado francés de Biriadou.

6.8 Sobre los plazos de ejecución de las instalaciones planificadas

Observando las fechas recogidas en el documento de Planificación de 2005-2011 y en la Propuesta de Planificación de 2008-2016, así como los sucesivos informes de seguimiento de infraestructuras publicados semestralmente por esta Comisión, se ponen de manifiesto un número significativo de retrasos en la puesta en marcha de las instalaciones, por lo que con objeto de disminuir los retrasos se considera conveniente un mayor grado de agilización de las actividades necesarias para llevar a cabo la construcción de las infraestructuras planificadas por parte de todos los agentes implicados.

6.9 Sobre la Valoración Económica de la Propuesta de Planificación:

La información proporcionada por la Propuesta de Planificación sobre inversiones y costes es escasa, en consecuencia, y con el objeto de poder tener un mejor conocimiento de los aspectos económicos que suponen las inversiones incluidas en la Propuesta de Planificación y poder hacer las correspondientes consideraciones, se ha realizado una valoración de las inversiones a acometer en el periodo 2008 – 2016 junto con una valoración de su posible repercusión en los consumidores, para ello se han supuesto las siguientes hipótesis:

1. La valoración de la inversión asociada a los activos se ha realizado de acuerdo con los costes unitarios recogidos en las Ordenes ITC/3993/2006, ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006, y sus formulas de actualización.
2. Se ha considerado un escenario macro-económico, dónde el tipo de interés previsto en los próximos años del bono a 10 años sea 4,21%, y el incremento del IPC, el IPRI y el ICE sea del 2%.

3. Se ha considerado como fecha de puesta en marcha de los activos el 1 de julio de año indicado en la Propuesta de Planificación. En aquellos casos en los que no se indica fecha de puesta en marcha, se han adoptado los siguientes criterios:
 - Año 2012 para los activos previstos en el Documento de Revisión de 2005-2011 con categoría A, A urgente, y B con fecha de puesta en marcha en la Revisión.
 - Año 2017 para los activos previstos en la Propuesta de Planificación 2008-2016, y los previstos en el Documento de Revisión de 2005-2011 con categoría B sin fecha de puesta en marcha del, salvo los vinculados a otras instalaciones – AA.SS. principalmente – que toman la fecha de puesta en marcha de estas.
4. Se considera que todos los activos previstos poner en marcha en 2007, lo han hecho salvo la conversión a AA.SS. de Marismas – Fase I, que se supone tendrá lugar en 2008.
5. Para los AA.SS., inicialmente y salvo información adicional aportada por el promotor, se ha considerado que los AA.SS. “on shore” tienen un coste de inversión y de O&M equivalente al AA.SS. de Serrablo, y los AA.SS. “off shore” equivalentes al AA.SS. de Gaviota, todos ellos actualizados a moneda corriente. Para valorar el gas colchón se ha tomado el CMP medio del año 2006 (20,213 €/MWh) y se ha supuesto una fórmula de actualización del precio equivalente al resto de los costes de inversión.
6. No se han tenido en cuenta ni los ramales de conexión a los CCGT ni los activos cuyas características técnicas no han sido definidas, salvo en el caso de las estaciones de compresión que se ha supuesto una potencia instalada de 16,5 MW. Aquellos gasoductos que tienen dos diámetros pero se desconoce la asignación de longitudes, se han valorado al mayor diámetro; cuando se da un intervalo de longitudes, se ha tomado el valor medio.

Bajo las hipótesis indicadas la inversión a realizar durante el periodo planificado 2008-2016 ascenderá a 9.732 Millones de Euros¹⁸, de los cuales 8.373 corresponden a activos con categoría “A” o “A Urgente” y 1.359 Millones de Euros a activos con categoría B.

En Millones de Euros	Inversión asociada a Activos previstos en la Planificación para incorporar en el año										Sin fecha de puesta en marcha	Total Periodo 2008-2016
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Periodo 2008-2016		
Total Inversiones Previstas	854	1.182	1.614	1.533	2.168	628	332	456	328	9.095	637	9.732
A y A Urgente	799	1.142	1.588	1.465	2.000	619	257	433	70	8.373		8.373
B	56	40	26	68	168	9	75	23	258	722	637	1.359

Diferenciando por actividad, la inversión a realizar durante el periodo planificado 2008-2016 en la actividad de transporte ascenderá a 4.474 Millones de Euros, en la actividad de regasificación a 3.012 Millones de Euros y en almacenamiento subterráneo a 2.245 millones de Euros.

En Millones de Euros	Inversión asociada a Activos previstos en la Planificación para incorporar en el año										Sin fecha de puesta en marcha	Total Periodo 2008-2016
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Periodo 2008-2016		
Actividad de Transporte	555	1.154	475	380	731	425	257	156	70	4.204	270	4.474
Gasoductos de Transporte Primario	358	852	392	298	664	363	206	109	70	3.312	91	3.403
Gasoductos de Transporte Secundario	144	157	27	82	6	9	28			453	31	485
Estaciones de Compresión	53	145	56		62	53	22	47		438	148	586
Actividad de Regasificación	232	28	236	1.153	497	203	75	300	258	2.981	31	3.012
Actividad de Almacenamiento Subterráneo	67		903		939					1.910	335	2.245
Total Inversiones Previstas	854	1.182	1.614	1.533	2.168	628	332	456	328	9.095	637	9.732

Cabe destacar que, durante la primera mitad del periodo planificado (2008-2012), se realizará el 76% de la inversión prevista, dicho esfuerzo inversor es generalizado en todas las actividades del sector ya que en todas ellas la inversión prevista supondrá más del 70% de la inversión planificada. En contraposición, durante la segunda mitad del periodo (2013-2016), aproximadamente el 40% de la inversión restante esta condicionada a la consecución de algún hito para su ejecución (categoría B).

En Millones de Euros	2008-2012			2013-2016 (*)			Esfuerzo inversor	
	Categorías A y A Urgente	Categoría B	Total	Categorías A y A Urgente	Categoría B	Total	Primer Periodo	Segundo Periodo
Actividad de Transporte	3.074	221	3.295	900	279	1.179	74%	26%
Actividad de Regasificación	2.117	29	2.145	480	387	867	71%	29%
Actividad de Almacenamiento Subterráneo	1.803	107	1.910		335	335	85%	15%
Total Inversiones Previstas	6.993	357	7.351	1.379	1.002	2.381	76%	24%

(*) Incluye las inversiones sin fecha de puesta en marcha definida, todas ellas de Categoría B

¹⁸ La Propuesta de Planificación indica para el periodo 2008-2016 una inversión de 9.401 millones de euros

En el cuadro siguiente se recoge la inversión prevista en la Propuesta de Planificación segmentada por año de puesta en marcha, por tipo de activo, y por condicionante (categoría A o A urgente, y categoría B).

	Valor Inversión (VAI) a 31/12/2007	Inversión asociada a Activos previstos en la Planificación para incorporar en el año										Periodo 2008-2016	Sin fecha de puesta en marcha	Total Periodo 2008-2016	Situación Final	Incremento respecto 2007
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016						
GASODUCTOS	3.014	502	1.009	419	380	669	372	235	109	70	3.765	122	3.887	6.902	129,0%	
Transporte Primario	2.768	358	852	392	298	664	363	206	109	70	3.312	91	3.403	6.171	122,9%	
Aumento Capacidad y Seguridad Sistema - IACT	2.355	297	718	308	264	503	351	206	109		2.757	24	2.781	5.136	118,1%	
A y A Urgente		297	715	291	241	499	351	206	109		2.711		2.711			
B			3	17	23	4					47	24	71			
Atención Mercados Zona de Influencia- IAMI	207	61	134	84	34	161	11			70	555	67	622	828	300,8%	
A y A Urgente		61	134	84	34	110	11			70	503		503			
B						52					52	67	118			
Transporte Secundario	246	144	157	27	82	6	9	28			453	31	485	731	197,0%	
Aumento Capacidad y Seguridad Sistema - IACT	13		4								4		4	17	28,0%	
A y A Urgente (1)			4								4		4			
B																
Atención Mercados Zona de Influencia- IAMI	233	144	154	27	82	6	9	28			450	31	481	714	206,6%	
A y A Urgente		89	117	18	65			28			317		317			
B		56	37	9	17	6	9				132	31	164			
ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	382	53	145	56		62	53	22	47		438	148	586	968	153,6%	
A y A Urgente		53	145	56		62	53	22	47		438		438			
B												148	148			
PLANTAS REGASIFICACIÓN	2.118	232	28	236	1.153	497	203	75	300	258	2.981	31	3.012	5.131	142,2%	
Sistema Peninsular y Baleares	2.118	232	28	236	967	309	203	75	300		2.350	31	2.381	4.500	112,4%	
Almacenamiento	1.139	104		215	762	221	112		231		1.646		1.646	2.785	144,5%	
A y A Urgente		104		215	762	221	112		231		1.646		1.646			
B																
Vaporización	957	76	28	21	144	87	91	75	69		590	31	622	1.579	65,0%	
A y A Urgente		76	28	21	115	87	91		46		464		464			
B					29			75	23		127	31	158			
Otras Instalaciones	23	52			61						114		114			
cargaderos cisternas	20				7						7		7	26	33%	
Atraques	3				55						55		55	58	1789%	
Ampliación atraques		52									52		52	52		
Islas Canarias					185	188				258	631		631			
Almacenamiento					109	111				235	454		454	454		
A y A Urgente					109	111					219		219			
B										235	235		235			
Vaporización					22	22				23	67		67	67		
A y A Urgente					22	22					43		43			
B										23	23		23			
Otras Instalaciones					55	56					111		111			
Atraques					55	56					111		111			
ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO	331	67		903		939					1.910	335	2.245	2.576	678,5%	
Gas Colchon	130	44		151		307					502	214	716	847	549,0%	
A y A Urgente		44		151		272					466		466			
B						36					36	214	250			
Resto de Inversiones en AASS	201	23		753		632					1.408	121	1.529	1.730	762,7%	
A y A Urgente		23		753		561					1.336		1.336			
B						71					71	121	193			

Notas: Se asume que las instalaciones que no tienen fecha de p.em. y estaban previstas en Revisión 2005 con categoría A, A urgente, y B con fecha de p.e.m entran en operación en 2012. Los gasoductos de conexión con AA.SS. entran en funcionamiento el mismo año que estos.

(1) Gasoducto de suministro al Valle de Aran desde Francia

En el cuadro adjunto, se indican los costes anuales fijos que supondría la ejecución de las inversiones previstas. El escenario de costes se prolonga hasta el año 2018 al objeto de recoger el impacto anual que supone la inversión de los activos previstos en la Propuesta de Planificación 2008-2016 con categoría B y sin fecha de puesta en marcha, ya que en las hipótesis del modelo económico se ha considerado que su puesta en marcha tendrá lugar en el año 2017.

Estimación de la evolución de los costes fijos anuales del sistema

Millones de Euros	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Instalaciones Existentes	903	968	960	938	926	917	903	887	875	861	849	845
Instalaciones Previstas Planificación		59	193	401	651	932	1.137	1.194	1.242	1.291	1.350	1.378
A y A Urgente		56	184	389	631	895	1.087	1.136	1.174	1.200	1.193	1.178
B		3	9	12	20	37	50	58	68	90	157	200
Total Costes Fijos Sistema	903	1.027	1.153	1.339	1.577	1.849	2.040	2.081	2.117	2.151	2.199	2.223
Incremento Inter anual		13,7%	12,2%	16,2%	17,8%	17,3%	10,3%	2,0%	1,7%	1,6%	2,2%	1,1%
Incremento Acumulado Anual desde 2007		13,7%	13,0%	14,0%	15,0%	15,4%	14,5%	12,7%	11,2%	10,1%	9,3%	8,5%

Tal y como se observa en el cuadro, de llevarse a cabo todas las inversiones previstas, en la primera mitad del periodo (2008-2012), el coste total de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo crecerá a ritmos anuales superiores al 12%, llegando a estar por encima del 17% en los dos últimos años. De hecho, en el año 2012 el coste anual fijo por estas actividades se habrá duplicado, pasando de 903 millones de euros¹⁹ en 2007 a 1.849 en 2012.

En la segunda parte del periodo planificado, salvo en el año 2013, el coste anual del sistema crecerá a ritmos anuales inferiores al 2%, aprovechando tanto el menor ritmo inversor como la compensación que supone el final de la vida útil retributiva de los activos más antiguos del sistema gasista. Esto provocará que a final del periodo planificado, la tasa anual acumulada desde el año 2007 descienda hasta el 10,1%.

¹⁹ De acuerdo con la Orden ITC/3863/2007, y la Memoria adjunta a su propuesta, los costes conjuntos del transporte, regasificación y almacenamiento ascendían 886 millones de Euros en 2007, de los cuales aproximadamente 120 Millones de Euros se corresponden con retribuciones provisionales (costes de explotación y hasta un máximo del 80% de la retribución a la inversión (amortización y retribución financiera). El coste de estas infraestructuras para el año 2008, vista la Orden Ministerial se eleva a 888 Millones de Euros, descontados los 12,7 Millones, que según, la Memoria correspondían "a los "atrasos" pendientes de cobrar de instalaciones incluidas en el régimen económico en el 2003 y que todavía no se han hecho efectivas".

El impacto hacia el consumidor del coste anual de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo será amortiguado o amplificado en función de la evolución de la demanda.

Evolución del coste fijo unitario de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo

€/kWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Coste Unitario en Escenario Demanda GTS												
Si se construyen Instalaciones Cat A urgente y A	0,00221	0,00230	0,00242	0,00266	0,00296	0,00330	0,00348	0,00341	0,00333	0,00323	0,00310	0,00298
Incremento Inter anual		4%	5%	10%	11%	12%	6%	-2%	-2%	-3%	-4%	-4%
Incremento Acumulado Anual desde 2007		4%	5%	6%	8%	8%	8%	6%	5%	4%	3%	3%
Si se construyen Instalaciones Cat A urgente, A y B												
Si se construyen Instalaciones Cat A urgente, A y B	0,00221	0,00230	0,00244	0,00268	0,00300	0,00337	0,00357	0,00350	0,00343	0,00337	0,00334	0,00328
Incremento Inter anual		4%	6%	10%	12%	12%	6%	-2%	-2%	-2%	-1%	-2%
Incremento Acumulado Anual desde 2007		4%	5%	7%	8%	9%	8%	7%	6%	5%	4%	4%
Coste Unitario en Escenario Demanda Eficiencia												
Si se construyen Instalaciones Cat A urgente y A	0,00221	0,00243	0,00262	0,00292	0,00331	0,00376	0,00403	0,00400	0,00396	0,00390	0,00375	0,00360
Incremento Inter anual		10%	8%	12%	13%	13%	7%	-1%	-1%	-2%	-4%	-4%
Incremento Acumulado Anual desde 2007		10%	9%	10%	11%	11%	11%	9%	8%	6%	5%	5%
Si se construyen Instalaciones Cat A urgente, A y B												
Si se construyen Instalaciones Cat A urgente, A y B	0,00221	0,00244	0,00264	0,00295	0,00335	0,00384	0,00413	0,00412	0,00409	0,00407	0,00404	0,00396
Incremento Inter anual		10%	8%	12%	14%	14%	8%	0%	-1%	-1%	-1%	-2%
Incremento Acumulado Anual desde 2007		10%	9%	10%	11%	12%	11%	9%	8%	7%	6%	5%

Como se indica en cuadro adjunto, en el periodo de planificación 2008-2016 el incremento anual acumulado del coste fijo unitario de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo oscila entre el 4% y el 7%, en función del escenario de demanda; no obstante, para el periodo 2007-2012 la tasa anual acumulada del coste unitario será entre el 8% y el 12%, valores todos ellos por encima de la inflación considerada.

En particular, hay que significar que en el periodo 2010 - 2012 todos los escenarios previstos indicar crecimientos interanuales del coste fijo unitario superiores al 10%.

7 CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

En este epígrafe se abordará el análisis del capítulo 5, dedicado a la planificación de infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Hay que destacar que es la segunda vez, desde la aprobación de la Ley de Hidrocarburos, que la planificación energética contempla aspectos relacionados con el sector del petróleo.

7.1 Sobre la Planificación en materia de hidrocarburos líquidos

En el epígrafe acerca de la normativa de aplicación se ha expuesto lo establecido en el artículo 4 de la Ley 34/98 también en lo referente a planificación energética del sector de hidrocarburos líquidos. En el mencionado artículo se determinan aquellos aspectos de la planificación que deben abordarse con carácter vinculante, estableciendo asimismo el contenido mínimo a incluir, en cualquier caso, en la Planificación Energética.

En este sentido, esta Comisión valora positivamente que, por segunda vez desde la aprobación de la Ley de Hidrocarburos, la Planificación llevada a cabo por el Ministerio incluya aspectos relacionados con el sector de hidrocarburos líquidos. Por este motivo, tal y como se señalaba en el anterior informe de esta Comisión sobre la propuesta de revisión 2005-2011 de la Planificación Energética (referencia web 1/2006), se reitera que el título actual del documento de planificación, "*Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas*" es incompleto, al no incluir mención alguna al sector del petróleo. Es por ello que se propone incluir en el contenido del título una mención expresa al sector del petróleo.

Por otro lado, hay que destacar que el documento de planificación actual no cubre todos los contenidos establecidos en el apartado 3 acerca de los aspectos relacionados con el sector del petróleo, como se desarrollará a continuación, y tampoco aborda en su totalidad aquellos aspectos considerados obligatorios para la garantía de suministro, esto es, la planificación de carácter vinculante.

En primer lugar, de acuerdo con la normativa expuesta en el epígrafe anterior, en lo referente al sector petrolero, la planificación energética se considera vinculante en lo referente a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos y en la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor. Si bien se ha incluido un capítulo dedicado a infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos (en concreto el capítulo 5, que comentaremos en el siguiente epígrafe), el documento de planificación no aborda el segundo aspecto.

Por otro lado, en lo que se refiere al contenido mínimo de la planificación energética, en base a lo especificado en el punto 3 del artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos, hay que destacar los siguientes aspectos:

a) "Previsión de la demanda de productos derivados del petróleo y del gas natural a lo largo del periodo contemplado.

El capítulo 2 del documento de Planificación incorpora una previsión de la evolución de la demanda energética española en el periodo 2006-2016, tanto de energía primaria como de consumo final, en la que se estima la parte correspondiente a productos petrolíferos en general, si bien se echa en falta un capítulo específico de estimaciones de consumo de productos petrolíferos en España, desglosado por tipo de producto, tal como se ha incluido en el caso del gas natural. De hecho, el capítulo 4.1. del citado documento está dedicado exclusivamente a la previsión de la demanda de gas natural.

Por otro lado, también deberían incluirse en este capítulo previsiones realizadas en base a distintos escenarios basados en diversas hipótesis, por ejemplo de crecimiento económico (alto, medio o bajo), distintos precios de referencia del crudo, o incluso considerar distintos grados de sustitución de los biocarburantes en el transporte, de modo que se disponga de una horquilla de previsiones de consumo de energía primaria máximo y mínimo, con el escenario más probable como base de trabajo, a partir del cual puedan

realizarse estudios de sensibilidad, si bien se valora positivamente el estudio de sensibilidad realizado en el Anexo 5.1, el cual considera un escenario de variaciones en la evolución de las ventas de productos petrolíferos de cara a determinar las necesidades de almacenamiento de reservas estratégicas.

Adicionalmente, en este capítulo cabe mencionar que el crecimiento previsto de consumo de energía primaria de petróleo para el periodo entre 2006 y 2016 considera una disminución media anual del -0,2% que está muy por debajo del crecimiento medio de los últimos 6 años, que ha sido del 2,3%. Esta cuestión aconseja la elaboración de otros escenarios alternativos al caso base, como se ha comentado en el párrafo anterior.

b) Estimación de los abastecimientos de productos petrolíferos necesarios para cubrir la demanda prevista bajo criterios de calidad, seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

Dado que el documento no incorpora estimaciones específicas de demanda desglosada por productos petrolíferos, tampoco contempla una previsión de cobertura de la misma. En este aspecto, sería aconsejable abordar cuestiones tales como: previsiones de producción de las refinerías españolas, balances de demanda y su cobertura por productos, analizando especialmente aquellos que sean estructuralmente deficitarios en el mercado español, como es el caso de los destilados medios, o los efectos del “Plan de Energías Renovables” y del fomento del uso de biocarburantes. Este análisis debería completarse asimismo con los efectos que las nuevas especificaciones futuras de productos petrolíferos exigidas en la Unión Europea puedan tener sobre la situación de abastecimiento en el mercado español a lo largo del periodo considerado.

En este sentido, hay que destacar que el citado documento sí que aborda la cobertura de la demanda tanto para el mercado eléctrico como para el mercado gasista, en los capítulos 3 y 4, respectivamente.

c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos de acuerdo con la previsión de su demanda, con especial atención de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas.

En este apartado hay que mencionar que, si bien por segunda vez se aborda la planificación energética relativa a instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas, queda pendiente la elaboración de un análisis sobre la idoneidad de las instalaciones de transporte actual y si los planes de inversión y mantenimiento de la red logística se adecuan a la demanda prevista en el periodo considerado en lo que se refiere a capacidad de transporte y almacenamiento.

Adicionalmente a este análisis, es preciso abordar un estudio de carácter periódico sobre los efectos de ciertas variaciones coyunturales de la capacidad de transporte y almacenamiento disponible en el sistema logístico español en situaciones críticas, como por ejemplo un cese de producción en una refinería o problemas en puntos vitales de la red logística. Este documento debería abordarse con la participación conjunta de la Administración, principalmente de la Corporación de Reservas Estratégicas, y de las partes implicadas en la gestión de infraestructuras del sistema logístico español, con objeto de evaluar hasta qué nivel la seguridad de suministro en nuestro país quedaría afectada por crisis puntuales, estimando además el margen de maniobra disponible. Las conclusiones de dicho estudio deberían tenerse en consideración en futuros documentos de Planificación Energética.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el capítulo 5 está dedicado a la planificación de infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos que será objeto de análisis en un epígrafe de este informe.

g) Establecimiento de criterios generales para determinar un número mínimo de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor en función de la densidad, distribución y características de la población y, en su caso, la densidad de circulación de vehículos.

En este punto hay que recordar que el documento de “Planificación” no contempla el establecimiento de criterios en cuanto instalaciones de suministro al por menor de productos petrolíferos, por lo que no se ajusta a lo dispuesto tanto en este artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos como en el artículo 11 del RD-L 15/1999 antes mencionado.

A este respecto cabe mencionar que la Planificación energética nunca ha contemplado este punto desde la aprobación de la Ley 34/98. Esta Comisión únicamente tiene constancia de un documento de trabajo realizado en el año 2000 por la Secretaría de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa del Ministerio de Economía denominado “Criterios para la Determinación del número de Estaciones de Servicio” que, a raíz de lo dispuesto en el artículo 11 del RD L 15/1999, analizaba posibles criterios a considerar.

h) Los criterios de protección medioambiental que deben informar las actividades objeto de la presente ley”.

En cuanto a lo previsto en este punto, el documento no incluye comentario acerca de los criterios de protección medioambiental, si bien para el caso de los sectores de electricidad y gas se señala que *“se deberá someter la planificación de los sectores de electricidad y gas a un proceso de evaluación ambiental estratégica”.*

7.2 Sobre el contenido del capítulo 5 referente a “Infraestructuras de almacenamiento de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos”

A continuación se analiza el contenido del mencionado documento de revisión de la planificación energética en lo que se refiere al capítulo 5 sobre infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Este capítulo está estructurado en 4 epígrafes: Introducción, Previsión de la demanda, Almacenamiento de Reservas Estratégicas y Evaluación de los costes de construcción de las infraestructuras para el almacenamiento de las reservas estratégicas. Adicionalmente, se incluye por primera vez un anexo, el 5.I, que, de acuerdo con lo indicado por esta Comisión en el

último informe de revisión de Planificación energética (referencia web 1/2006), contempla un estudio de sensibilidades.

En cuanto al alcance del capítulo, como su mismo título indica, su contenido se limita al análisis de las necesidades de infraestructuras de almacenamiento de las reservas estratégicas de productos petrolíferos que, de acuerdo con la Ley del Sector de Hidrocarburos y con el Real Decreto 1716/2004²⁰, de 23 de julio, debe constituir y gestionar la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, referidas al periodo 2007-2016, no contemplándose por tanto las necesidades de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad, además de las estratégicas, por parte de los sujetos obligados definidos en la mencionada Ley de Hidrocarburos.

El objetivo de este capítulo del documento de planificación es determinar las necesidades de almacenamiento de reservas estratégicas en España para el periodo considerado, y para ello se han tenido en cuenta las previsiones de demanda de aquellos productos susceptibles de mantenimiento de reservas estratégicas, el aumento del número de días a mantener dichas reservas (45 días a partir de 2007, según lo establecido en el Real Decreto 1716/2004), la composición de las reservas a constituir desglosada por productos, la capacidad actual de almacenamiento disponible para CORES y, por último, los proyectos de construcción de almacenamiento de reservas estratégicas para el periodo.

Previsiones de demanda de productos petrolíferos

En cuanto a la estimación de demanda de consumo de productos petrolíferos hay que destacar que las previsiones definidas por el MITyC, incluidas en el documento de planificación, consisten en una estimación del crecimiento o decrecimiento en porcentaje anual de las ventas declaradas para los cuatro grupos de productos petrolíferos sujetos a obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad: gasolinas,

²⁰ Modificado por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

querosenos, gasóleos y fuelóleos, para el periodo 2006-2016, de acuerdo con un desglose en dos periodos, 2006-2011 y 2011-2016, tal como se detalla en la siguiente tabla:

TASAS DE VARIACIÓN DE LAS VENTAS DECLARADAS PREVISTAS

	2011/2006	2016/2011	2016/2006
Gasolinas	-29,5%	0,3%	-29,3%
Querosenos	23,1%	7,0%	31,7%
Gasóleos	10,2%	-0,9%	9,2%
Subtotal destilados medios	12,1%	0,4%	12,4%
Fuelóleos	-69,7%	-32,5%	-79,5%
TOTAL	-0,9%	-0,5%	-1,3%

A partir de estos datos sobre el futuro crecimiento o decrecimiento de las ventas por categorías de productos, se estiman las correspondientes cifras de demanda tomando como base las ventas declaradas en 2006.

Sobre este punto procede realizar varios comentarios. En primer lugar, el hecho de que la tasa de variación del total de las ventas declaradas previstas que recoge el documento de planificación como definidas por el MITyC sea de signo negativo, plantea si estos datos son compatibles con la previsión de demanda de energía final de productos petrolíferos incluida en el capítulo 2 del mismo documento, la cual es de signo positivo. Convendría por tanto aclarar si ambas cifras se han calculado en base a las mismas hipótesis de partida.

Más concretamente, la variación anual de las previsiones de ventas de productos petrolíferos estimadas en el capítulo 5 del documento de planificación, se situaría, para el periodo 2006-2016, en el -0,1% anual, mientras que en el capítulo 2 de dicho documento se recoge un crecimiento de la previsión de demanda de energía final de productos petrolíferos del 0,3% anual para el mismo periodo 2006-2016.

Por otro lado, sería conveniente que para el cálculo de estas cifras de demanda previstas incluidas en el capítulo 5, se aportara la metodología empleada junto a sus hipótesis de partida, especialmente las más básicas como previsiones de crecimiento del PIB en España, evolución del parque de vehículos o precio base del crudo de referencia.

En todo caso, esta Comisión aporta un modelo de previsión²¹ complementario al del documento de planificación. Éste modelo está basado en los mismos datos pero aporta una evolución año a año de la previsión de las ventas. De cualquier modo, hay que destacar que ambos presentan resultados similares en lo que se refiere a la evolución de ventas previstas. Adicionalmente, en el mencionado Anexo III a este informe se ha incorporado un análisis (caso 1) realizado por la CNE en el que se considera una hipótesis de mayor crecimiento de la demanda de productos, cuyos resultados serán comentados más adelante.

En este sentido, esta Comisión valora positivamente que, por primera vez, la planificación incluye igualmente un estudio de sensibilidad realizado bajo un supuesto de variaciones positivas en la evolución de las ventas de productos petrolíferos. La realización de este tipo de estudios de sensibilidad es necesaria, dado que la determinación de la capacidad futura de almacenamiento para la cobertura de reservas estratégicas, y por tanto en última instancia la garantía de suministro, se basa en datos de previsiones de ventas.

Almacenamiento de reservas estratégicas

El objeto de este apartado es determinar las necesidades de almacenamiento de reservas estratégicas para el periodo 2007-2016. Para ello, en el documento de Planificación, a partir de los datos de demanda de productos petrolíferos previstos hasta 2016, se calcula el volumen que CORES deberá constituir como reserva estratégica. Para este cálculo se ha tenido en cuenta, además de la disminución consecuencia del menor consumo en el mercado español, el incremento previsto debido al mayor número de días considerados como reserva estratégica a los que tendrá que hacer frente CORES, que se sitúa en los 45 días previstos para el periodo 2007-2016, a partir de lo dispuesto en el Real Decreto 1716/2004. En base a estos cálculos el documento concluye con que en el año 2016 CORES deberá tener constituido un volumen de reservas estratégicas equivalente a 7.830.000 m³. Hay que señalar que, como se indica en el documento de planificación,

²¹ Anexo III (Caso Base)

estas cantidades incluyen las reservas estratégicas necesarias para disponer de un colchón operativo adicional de 1,4 días de consumo, de acuerdo con la operativa habitual.

Con objeto de determinar si la capacidad de almacenamiento disponible prevista en el periodo 2007-2016 cubrirá el anterior volumen de reservas estratégicas a constituir, en el documento de Planificación se comienza detallando la situación de partida, geográfica y por productos, de las infraestructuras dedicadas al almacenamiento de reservas estratégicas a 31 de diciembre de 2006, que consistían en una capacidad de 1.954.151 Tm de crudo, 4.015.781 m³ de gasolinas y destilados medios y 257.812 Tm de fuelóleos.

A partir de esta situación el documento determina cual será la capacidad total disponible para CORES para el periodo 2007-2016, concretamente para los años 2011 y 2016, teniendo en cuenta la extensión de contratos de servicios de almacenamiento vigentes, la firma de nuevos contratos de servicios de almacenamiento a largo plazo con terceros, las disminuciones de capacidad de almacenamiento previstas conforme a las cancelaciones previstas en los contratos vigentes y los proyectos de construcción de nuevo almacenamiento de CORES. Se concluye con que en 2016 CORES tendrá disponible una capacidad de almacenamiento de reservas estratégicas de 7.388.000 m³, frente a unas necesidades de 7.830.000 m³.

Hay que mencionar que el documento de planificación no incorpora información suficiente sobre las variaciones previstas en la capacidad de almacenamiento disponible a lo largo del periodo proyectado. Concretamente, considerando, entre 2006 y 2016, los 1.252.000 m³ de capacidad adicional por los proyectos de nuevo almacenamiento previsto por CORES, bien sea por construcción de nuevas instalaciones propias como por la firma de acuerdos de servicios de almacenamiento o cancelaciones en los ya existentes, la capacidad de almacenamiento estratégico a 2011 y 2016 sería de 7.306.000 m³, frente a los 7.388.000 m³ que aparecen en el documento de planificación. Sería preciso por tanto aclarar el flujo de altas y bajas de contratación de almacenamiento en el periodo.

En todo caso, como se desprende de las cifras antes comentadas, la conclusión final a la que llega el documento de planificación, contrastando las cifras de evolución del volumen previsto a almacenar (por disminución de la demanda de productos petrolíferos y por

aumento de los días a almacenar por parte de CORES) con el almacenamiento disponible en el periodo (teniendo en cuenta nuevas construcciones y contratos con terceros) es de déficit, tal y como se refleja en las siguientes tablas:

SUPERÁVIT/DÉFICIT RESERVAS ESTRATÉGICAS (expresados en volumen)

	2006	2011	2016
Gasolinas (miles m ³)	88	120	117
Querosenos (miles m ³)	-48	52	11
Gasóleos (miles m ³)	-356	-996	-939
Subtotal destilados medios	-404	-944	-929
Fuelóleos (miles Tm)	20	302	370
TOTAL	-296	-522	-442

SUPERÁVIT/DÉFICIT RESERVAS ESTRATÉGICAS (expresados en días de cumplimiento)

	2006	2011	2016
Días de cumplimiento	34,7	43,4	43,8
Días de obligación	35,0	45,0	45,0
Días [déficit o superávit + margen 1,4 días*]	-1,7	-3,1	-2,6

* como se ha comentado anteriormente, el documento de planificación incluye reservas estratégicas por 1,4 días adicionales en concepto de colchón operativo.

Concretamente, a 2016 la Planificación prevé un déficit total de 442.000 m³ de capacidad de almacenamiento de reservas estratégicas, equivalente a 2,6 días de consumo (1,2 días de déficit en base a la obligación + 1,4 días de “colchón”), frente a 45 días de obligación, que se desglosa en 117.000 m³ de superávit de gasolinas, 11.000 m³ de superávit de querosenos, 939.000 m³ de déficit de gasóleos y 370.000 Tm de superávit de fuelóleos.

Contrastando estos resultados con las cifras resultantes del Caso Base elaborado por la CNE antes comentado, incluido en el Anexo III, el déficit total previsto a 2011 es de 301.000 m³, que resulta de una magnitud similar al previsto por el documento (la diferencia entre ambos es de poco más de 100.000 m³).

En definitiva, lo destacable es que en todos los casos se llega a la conclusión de que estas cifras revelan un déficit en los días de cumplimiento para que CORES pueda asumir la mitad de las reservas estratégicas, según lo previsto en el Real Decreto 1716/2004, debido a la escasez de almacenamiento disponible.

Este hecho pone de manifiesto una vez más la importancia de que las previsiones de demanda, sobre las cuales se sostiene la determinación de la necesidad de almacenamiento estratégico, se realicen en base a distintas hipótesis. De esta forma podría tenerse en cuenta en el análisis la situación de máximo déficit posible de acuerdo con las hipótesis de partida.

En este sentido, en el Anexo III de este informe esta Comisión recoge, además del mencionado Caso Base, dos análisis adicionales. En el denominado caso 1 se contempla un mayor crecimiento esperado de la demanda de productos petrolíferos, mientras que en el caso 2 se parte de la hipótesis de un retraso de un año en la entrada en operación de la nueva capacidad de almacenamiento disponible. Los resultados de ambos ejercicios se resumen a continuación.

SUPERÁVIT/DÉFICIT DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

	unidad	2.008	2.011	2.016
CASO BASE	miles m ³	-356	-379	-301
	días	-2,1	-2,2	-1,8
CASO 1: Sensibilidad ventas + 0,5% año	miles m ³	-434	-573	-675
	días	-2,5	-3,3	-3,8
CASO 2: Sensibilidad almacenamiento retraso 1 año entrada en operación	miles m ³	-1.035	-379	-301
	días	-6,1	-2,2	-1,8

BASES DE CÁLCULO

<i>Días considerados para cálculo anual</i>	365
<i>Porcentaje de reducción</i>	90%

En ambos casos se produce un mayor déficit a corto plazo. En el Caso 1 se ha supuesto que el incremento de las ventas de aquellos productos con tendencia creciente (gasóleos y querosenos) es un 0,5% superior al contemplado anteriormente a lo largo de todo el periodo considerado (esto es, si el crecimiento de gasóleo previsto para 2007 en el caso Base era de un 2%, en el Caso 1 la variación prevista sería del 2,5%). Paralelamente para aquellos productos con tendencia decreciente se ha considerado un menor decrecimiento en el mismo porcentaje. La conclusión de este supuesto es que variaciones de 0,5% en las ventas anuales, implican un cambio de 2 días en las necesidades de almacenamiento a final del periodo.

Sin embargo, el Caso 2 arroja un resultado más crítico a corto plazo. Se ha supuesto el retraso de 1 año en la entrada en operación de aquellos proyectos de nuevo almacenamiento disponible para CORES a partir de 2007 y lo más destacable, como se observa en la tabla anterior, es que a 2008 el déficit aumentaría de los 2,1 días del Caso Base a 6,1 días, esto es un incremento de cerca del 200%. No obstante, hay que señalar que a partir de 2010 el déficit previsto sería idéntico al del caso Base.

Respecto a la estrategia prevista para hacer frente al déficit esperado, el documento de Planificación determina únicamente que *“el déficit indicado deberá atenderse mediante la formalización de los correspondientes contratos de arrendamiento de servicios de almacenamiento con empresas logísticas o refinerías, en instalaciones existentes o de nueva construcción, o, en su caso, mediante la construcción por la propia CORES de nuevos almacenamientos”*. En este punto hay que destacar que, en cuanto a criterios de distribución geográfica de nueva capacidad, en el documento se ponen de manifiesto las especiales condiciones del mercado de Canarias derivadas de su insularidad, señalando que aproximadamente 150.000 m³ de las nuevas instalaciones de almacenamiento deberían situarse en el territorio de las islas, sin detallar cómo se ha llegado a cuantificar esta necesidad.

Por último, destacar que sería preciso determinar el plazo en el que se estima que dicho déficit podría corregirse, o al menos verse disminuido, en base a las distintas alternativas que podrían considerarse.

Asimismo el documento de planificación establece que *“respecto a la distribución entre crudo y producto, la proporción actual es de 30% para los crudos y 70% para los productos, aunque ésta podría variarse en función de las disponibilidades de almacenamiento de uno u otro tipo”*, añadiendo que *“a efectos de su distribución geográfica, la constitución de reservas estratégicas de crudos debería realizarse en las refinerías existentes, dada su adecuada distribución por el conjunto del territorio nacional. En el caso de los productos terminados, el mismo objetivo se conseguiría mediante el almacenamiento en empresas que estuviesen conectadas con la red logística de CLH, lo*

que permitiría llevar a cabo una distribución adecuada de los productos en todo el territorio nacional....”.

El contenido de la planificación en este punto también debería ampliarse, especialmente en el caso que nos ocupa, caracterizado por un importante déficit de capacidad de almacenamiento estratégico a partir de 2007. En este sentido, sería aconsejable la promoción de otras alternativas de almacenamiento estratégico, siendo especialmente interesante acometer un estudio sobre la posibilidad de almacenamientos subterráneos de crudo a largo plazo por medio de cavidades salinas, tal y como ocurre en países de nuestro entorno como Francia.

Evaluación de los costes de construcción de infraestructuras para el almacenamiento de reservas estratégicas.

Sobre la evaluación de los costes de construcción de nueva capacidad de almacenamiento titularidad de CORES en el documento de planificación se establece que *“teniendo en cuenta un coste en torno a 120 euros/m³ de capacidad construida, en el supuesto de que el déficit anterior de 442.000 m³ se cubriese en su totalidad con instalaciones de nueva construcción, el coste podría situarse en el entorno de 53.000.000 euros”*. Además, a título puramente indicativo, el documento define un desglose aproximado de los costes totales en relación a las grandes partidas de este tipo de proyectos.

8 CONCLUSIONES

De carácter general

Primero. El documento sometido a informe debería mejorar sus análisis económicos energéticos. La falta de referencia clara a los estudios e hipótesis previos utilizados limita el contenido y el alcance de este informe ya que no es posible valorar suficientemente la adecuación de la planificación al cumplimiento de los objetivos de política energética fijados.

Sobre la Planificación del Sector Eléctrico

Primero. Esta Comisión valora que, por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se haya otorgado a esta Comisión en el proceso de Planificación un papel más relevante en el mismo, permitiendo su participación en las distintas reuniones mantenidas con las diversas Comunidades Autónomas. No obstante lo anterior, esta Comisión entiende que el organismo regulador debería de tener una mayor presencia en el proceso de Planificación, en particular en la determinación de los criterios e hipótesis de partida, así como en la supervisión de los distintos estudios realizados por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, en aras a garantizar la transparencia de los procesos y la equidad en el trato otorgado a las peticiones realizadas por los distintos agentes y Administraciones participantes en dicho proceso.

Segundo. Esta Comisión considera que el objetivo mínimo de interconexión eléctrica establecido en la cumbre de Barcelona en un 10% debería intentar conseguirse excluyendo las interconexiones con Portugal, Marruecos y Argelia. Siendo el objeto de tal propuesta conseguir un nivel mínimo de integración de los mercados eléctricos regionales en el mercado interior de electricidad, debería planificarse la consecución de tal objetivo considerando únicamente la interconexión con Francia,

respecto de los sistemas español y portugués, dado que tal interconexión es la que realmente conecta a toda la Península Ibérica con Europa.

Tercero. Esta Comisión considera que tal y como se recoge en las recomendaciones emitidas por esta Comisión tras el análisis del incidente en el suministro eléctrico de Barcelona, acaecido el 23 de julio de 2007, debería normalizarse, principalmente en el caso de grandes poblaciones urbanas, el diseño y las características de las subestaciones de inyección de potencia desde la red de transporte a la red de distribución, con el fin de no acumular una capacidad de transformación excesiva en un único punto de la red, y de garantizar un mínimo apoyo a cada una de estas subestaciones desde las subestaciones colindantes. Por todo ello, esta Comisión entiende oportuno que se realice de manera urgente un estudio pormenorizado de la situación actual de la alimentación de energía eléctrica a las grandes ciudades españolas, con el fin de establecer unos criterios básicos en el diseño de las subestaciones con transformación 220/MT. El citado estudio deberá ser presentado para su evaluación antes de la aprobación del próximo Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica.

Cuarto. Esta Comisión entiende preciso resaltar que la aprobación sistemática del citado programa anual de instalaciones permitirá que las actuaciones que surjan de manera excepcional, o las modificaciones que se quieran realizar respecto a las recogidas en la Planificación vigente, puedan tener cabida. Es por ello que esta Comisión considera que el programa anual de instalaciones debería tener un protagonismo mayor, de forma que mediante su aprobación sistemática se permita acometer las nuevas necesidades de la red de transporte que surjan entre los periodos de revisión del Plan de Desarrollo de la misma.

Sobre la Planificación del Sector Gasista

Primero. Esta Comisión valora que, por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se haya otorgado a esta Comisión en el proceso de Planificación un papel más relevante en el mismo, permitiendo su participación en las distintas

reuniones mantenidas con las diversas Comunidades Autónomas. No obstante lo anterior, esta Comisión entiende que el organismo regulador debería de cobrar una mayor presencia en el proceso de Planificación, en particular en la determinación de los criterios e hipótesis de partida, así como en la supervisión de los distintos estudios realizados por el Gestor Técnico del Sistema, en aras a garantizar la transparencia de los procesos y la equidad en el trato otorgado a las peticiones realizadas por los distintos agentes y Administraciones participantes en dicho proceso.

Segundo. Desde la aprobación por el Consejo de Ministros, en marzo de 2006, de la Revisión 2005-2011, de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, el escenario energético mundial ha experimentado significativos cambios, en particular fuertes incrementos en los precios del petróleo, del gas natural y de su demanda. y una mayor concienciación con el cambio climático. , Junto a estos aspectos se ha producido en el año 2006 por primera vez en España un descenso de la intensidad energética por unidad de PIB, por tanto, se observa un cierto incremento en la volatilidad del sector de gas. En consecuencia, se recomienda que la Propuesta de Planificación 2008-2016, que tiene un impacto determinante en las inversiones a realizar en el sector del gas, incorpore los controles y medidas correctoras suficientes para que dicha planificación sea aplicada con la flexibilidad suficiente para adaptarse a un entorno cambiante. Para ello se propone establecer que haya revisiones periódicas de la Planificación no más tarde de cada 4 años.

Tercero. Dada las significativas diferencias observadas en las previsiones de demanda diaria punta, entre el escenario de eficiencia y el escenario del GTS, junto con la estabilización observada en el crecimiento de la demanda de gas en el mercado convencional, en el periodo 2006 y 2007, y teniendo en cuenta la significativa importancia que las previsiones de la demanda de gas tienen en la definición de las infraestructuras a construir y, por tanto, en las inversiones a realizar, se estima adecuado que se incluya en la Propuesta de Planificación la justificación de las diferencias observadas entre las previsiones de la demanda anual y máxima diaria de gas para el mercado convencional del GTS y las que

corresponden al escenario de eficiencia, máxime teniendo en cuenta que, por criterios de diseño, se prevé disponer anualmente de una sobrecapacidad del 10 % en las entradas de gas para asegurar los suministros aunque la demanda punta crezca durante varios años seguidos a un ritmo superior al previsto.

Cuarto. Se considera necesario que, en el apartado de criterios, la Propuesta de Planificación incluya explícitamente los que se han de aplicar para la definición y selección de las Zonas de Gasificación Prioritaria (ZGP) a incluir en la Planificación, según indica el artículo 4.3, de la Ley 34/1998, con el objetivo de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional.

Quinto. Se considera necesario, en aplicación de lo previsto en el artículo 4.3.e, de la Ley 34/1998, sobre definición de las zonas de gasificación prioritaria con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional, que la Propuesta de Planificación incluya un apartado donde se indique la situación actual de implantación del gas natural en las CC.AA., y el impacto que sobre ella se prevé vayan a tener las nuevas infraestructuras previstas en la Planificación.

Sexto. Las simulaciones sobre el comportamiento del sistema gasista, que se incluyen en la Propuesta de Planificación 2008-2016, se han realizado teniendo en cuenta la demanda diaria punta estimada para el año 2016, junto con los criterios de seguridad definidos en la Propuesta, pero no hay indicación alguna sobre el comportamiento del sistema de transporte planificado para los próximos años, ni hasta que año puede durar sin necesidad de nuevas instalaciones y refuerzos. , A este respecto conviene indicar, según se ha puesto de manifiesto en el apartado 6.2.3 de este informe, que en el transporte por gasoducto las inversiones por unidad de energía transportable disminuyen exponencialmente al aumentar el diámetro, por lo que es muy recomendable, por los ahorros que ello supone, que el dimensionamiento de los gasoductos planificados se realice con la demanda diaria punta esperada a largo plazo. Así, se considera que los nuevos gasoductos a construir se dimensionen para poder atender la demanda durante 30 años, que es su vida útil estimada.

Por tanto, se propone como mejora de la Propuesta de Planificación 2008-2016, que primeramente se analice hasta qué año, mas allá del año 2016, el sistema de transporte planificado puede funcionar adecuadamente sin necesidad de nuevas instalaciones y refuerzos; y en segundo lugar, que el sistema de gasoductos de transporte previsto construir en el periodo 2008-2016 se dimensione teniendo en cuenta la previsión de la demanda diaria punta a largo plazo, y en cualquier caso con posterioridad al año 2038 (30 años). Como consecuencia de esta propuesta pudiera ser necesario modificar el diámetro y las presiones de funcionamiento de algunos gasoductos ya contemplados en la Planificación.

Séptimo. Para favorecer la mejora de la seguridad del sistema se recomienda aumentar el mallado del sistema de transporte primario de gran capacidad y que aquellos gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia con posibilidad de poder formar parte de mallas de transporte primario, mediante su adecuación y/o futuras extensiones, se dimensionen como tales. Como ejemplos consideramos al menos los siguientes: Conexión Transversal Málaga – Almería, Conexión Transversal Granada – Almería, Eje Alicante – Valencia por la Costa, Conexión Transversal Ruta de la Plata – Madrid, Gasoducto Huelva – Ayamonte.

Octavo. La Ley 34/1998, modificada por la Ley 12/2007, introduce una nueva clasificación entre los almacenamientos subterráneos, diferenciando entre “Básicos” y “No Básicos”. De acuerdo con el nuevo redactado del artículo 4.1, de la Ley 34/1998, la Planificación de los almacenamientos subterráneos básicos tendrá carácter obligatorio. El artículo 61.2, de la Ley 34/1998, establece que el acceso a los almacenamientos no básicos será negociado y se establecerán reglamentariamente sus criterios que serán transparentes, objetivos y no discriminatorios y quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural. Por tanto la Propuesta de Planificación debería especificar los criterios para determinar cuándo un almacenamiento subterráneo ha de ser considerado básico o no, y deberá definir para cada almacenamiento de los incluidos en ella a qué clase pertenece.

Noveno. Dado el impacto que pudiera suponer sobre la población o la industria del país, se recomienda que la Propuesta de Planificación incluya las infraestructuras necesarias para que las grandes ciudades y las zonas industriales de importancia en España dispongan para su suministro de gas natural desde al menos dos fuentes de gran capacidad, bien desde dos gasoductos independientes, o, bien por un gasoducto y una planta de regasificación o almacenamiento subterráneo que haga una función equivalente, y todo ello con el criterio de poder soportar una vulnerabilidad tipo n-1. Este objetivo es más factible de conseguir en la medida que se aumente en todo lo posible el mallado del sistema de transporte.

Décimo. Esta Comisión reitera la necesidad de priorizar la inversión en almacenamientos subterráneos y de promover el estudio y desarrollo de la mayoría de las estructuras que, a priori, pudieran resultar viables. En consecuencia, es recomendable que todos aquellos proyectos que sean viables tengan la misma categoría y ser desarrollados lo más pronto posible, es decir, deberían ser calificados como “A Urgente”. En esta línea, dada la escasez de almacenamientos subterráneos que hay, se recomienda se estudie y, en su caso, se considere su inclusión en la Propuesta de Planificación como almacenamiento subterráneo tipo A urgente, aquéllos AA.SS. que han sido yacimientos de gas y que sean viables técnicamente, como “El Ruedo” y “Las Barreras”, así como los correspondientes gasoductos de conexión con la red de transporte.

Undécimo. Se considera necesario que la Planificación de las instalaciones del sector gasista incluya entre sus distintos objetivos el favorecer la creación de un mercado único europeo para el sector de gas. Para ello, es necesario que el sistema gasista cuente en su diseño con suficiente capacidad de almacenamiento, así como, capacidad firme para el intercambio de gas entre el sistema gasista español y los sistemas gasistas de los países europeos vecinos.

Duodécimo. Se estima apropiado realizar el análisis de cobertura considerando el factor de interrumpibilidad. Con ello, se podría mitigar la necesidad de cubrir el 100% de la demanda punta, convencional y de ciclos combinados, cuando, además, ésta última está sujeta a un elevado grado de incertidumbre. De esta

forma, podría evitarse una situación de exceso de capacidad de entrada, que repercutiría también en un sobrecoste para los usuarios del sistema.

Decimotercero. Durante el periodo planificado 2008-2016 la inversión prevista en la actividad de transporte ascenderá a 4.474 Millones de Euros, en la actividad de regasificación a 3.012 Millones de Euros y en almacenamiento subterráneo a 2.245 millones de Euros. Estas inversiones supondrán un incremento anual acumulado del coste fijo unitario de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo que oscilará entre el 4% y el 7%, en función del escenario de demanda. Sin embargo, durante el periodo 2007-2012 la tasa anual acumulada del incremento de coste unitario será mucho mayor y estará entre el 8% y el 12%. , En particular, hay que significar que en el periodo 2010 - 2012 todos los escenarios previstos indican crecimientos interanuales del coste fijo unitario superiores al 10%.

Decimocuarto. Dado el volumen de inversiones a realizar en el sector del gas, mucho mayor que el de etapas anteriores, se debería proceder al pronto desarrollo y convocatoria de los procedimientos de concurrencia para la autorización de las nuevas instalaciones, tal como indica el artículo 71, del Real Decreto 1434/2002. De acuerdo con la ley, éste deberá ser el mecanismo habitual de autorización de instalaciones. Ese mecanismo debería permitir que se determinase el ganador de la oferta de forma transparente, no discriminatoria y ágil, y debería articularse de modo que no supusiera un retraso significativo para el inicio de la construcción de los proyectos y pudiera resultar más económico. En dicho mecanismo se podrían establecer las posibles penalizaciones por retrasos imputables al transportista. En el caso de que, como hasta ahora, las infraestructuras fueran asignadas directamente, los tratamientos de los posibles retrasos deberían ser similares a los que se diseñaran para el sector eléctrico.

Sobre la Planificación del Sector Hidrocarburos Líquidos

Primero. Esta Comisión valora que, por segunda vez desde la aprobación de la Ley de Hidrocarburos, la Planificación llevada a cabo por el Ministerio incluya aspectos relacionados con el sector de hidrocarburos líquidos. Si bien se considera que el título actual del documento de planificación, "Planificación de los Sectores de la Electricidad y el Gas" es incompleto, al no incluir mención alguna al sector del petróleo y por ello se propone incluir en el contenido del título una mención expresa al mismo. No obstante hay que destacar que el documento actual no cubre los contenidos mínimos establecidos respecto a la planificación energética del sector petróleo ni tampoco aborda en su totalidad aquellos aspectos considerados obligatorios para la garantía de suministro, esto es, la planificación de carácter vinculante.

Segundo. Respecto a la metodología utilizada, resulta necesario una mejor determinación de las bases de partida y, en concreto, resolver ciertas dudas en las consideraciones de la tasa de variación del total de las ventas previstas y la previsión de demanda de energía final de productos petrolíferos, que han sido detalladas en el cuerpo de este informe.

Tercero. Con objeto de minimizar riesgos derivados de incertidumbres en las hipótesis de partida es aconsejable incluir en la planificación, además del caso considerado más probable y del estudio de sensibilidad realizado en base a variaciones positivas en la evolución de las ventas de productos petrolíferos, análisis de sensibilidad adicionales. En este sentido, esta Comisión ha elaborado un modelo complementario (Anexo III a este informe) en el que se incorporan dos análisis adicionales considerando por un lado, una hipótesis de mayor crecimiento de la demanda de productos, y por otro, un retraso en la entrada en operación de las nuevas instalaciones de almacenamiento previstas por CORES.

Cuarto. La conclusión final a la que se llega, de acuerdo con el caso Base, es de un déficit de almacenamiento estratégico en los próximos años, que se sitúa aproximadamente en trescientos mil metros cúbicos de déficit en 2016, equivalentes a 1,8 días de demanda.

Quinto. Por último, dado el déficit previsto de capacidad de almacenamiento estratégico a partir de 2007, sería aconsejable la promoción de otras alternativas de almacenamiento, siendo para ello especialmente interesante la elaboración de un estudio sobre la posibilidad de almacenamientos subterráneos de crudo mediante cavidades salinas, del mismo modo que hacen países de nuestro entorno.



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I
Alegaciones de los miembros
del
Consejo Consultivo de Electricidad



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO II
Alegaciones de los miembros
del
Consejo Consultivo de Hidrocarburos



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO III

Tablas de Petróleo

Planificación estratégica (cap 5)

Infraestructuras de almacenamiento de productos petrolíferos (EMS)

14/01/08

Utilizando año corriente

CASO BASE

BASES DE CÁLCULO

Unidades: productos claros miles m³ fuelóleos: miles de Tm

Días considerados para cálculo anual 365

Porcentaje de reducción 90%

Sensibilidad crecimiento consumo s/ año 2006 0%

TASAS DE VARIACIÓN DE LAS VENTAS DECLARADAS

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	-8,0%	-7,0%	-6,5%	-6,0%	-6,0%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Querosenos	5,0%	4,5%	4,5%	4,0%	3,5%	2,0%	1,5%	1,0%	1,0%	1,0%
Gasóleos	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,1%
Subtotal Destilados Medios	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%
Fuelóleos	-22,0%	-22,0%	-21,0%	-21,0%	-20,0%	-10,0%	-10,0%	-7,5%	-5,0%	-5,0%
Total	-1,1%	-0,5%	0,0%	0,4%	0,6%	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,1%	0,0%

VENTAS DECLARADAS (Año 2006: Ventas reales - Resto años: Previsiones de ventas)

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	9.253	8.513	7.917	7.402	6.958	6.541	6.554	6.560	6.560	6.560	6.560
Querosenos	6.763	7.101	7.421	7.755	8.065	8.347	8.514	8.642	8.728	8.815	8.904
Gasóleos	39.769	40.564	41.376	42.203	43.047	43.908	43.820	43.733	43.645	43.558	43.514
Subtotal Destilados Medios	46.532	47.666	48.796	49.958	51.112	52.255	52.334	52.374	52.373	52.373	52.418
Fuelóleos	4.877	3.804	2.967	2.344	1.852	1.481	1.333	1.200	1.110	1.054	1.002
Total	60.662	59.982	59.680	59.704	59.922	60.277	60.221	60.135	60.044	59.988	59.980
Datos MICyT	60.662					60.141					59.862

DÍAS DE OBLIGACION DE MANTENIMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (referencia sobre total 90 días de cumplimiento)

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Todos los grupos de productos	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

RESERVAS ESTRATÉGICAS A CONSTITUIR

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	1.166	1.085	1.014	953	896	898	899	899	899	899
Querosenos	486	508	531	552	572	583	592	598	604	610
Gasóleos	5.557	5.668	5.781	5.897	6.015	6.003	5.991	5.979	5.967	5.961
Subtotal Destilados Medios	6.043	6.176	6.312	6.449	6.587	6.586	6.583	6.577	6.571	6.571
Fuelóleos	521	406	321	254	203	183	164	152	144	137
Total	7.730	7.667	7.648	7.656	7.685	7.666	7.646	7.627	7.614	7.607
Datos MICyT					7.910					7.830

ENTRADA DE PROYECTOS ALMACENAMIENTO

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proyecto CORCA y CORPU	200									
Proyecto CASTELLON (crudo)			0							
TOTAL Gasóleos	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones propias	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrato Petróleos Asturianos (Gijón)	240									
Contrato Meroil (Barcelona)										
Disminuciones contratos vigentes			-608							
Contrato CLH	138	679	603							
TOTAL Gasóleos	378	679	-5	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones almacenamiento largo plazo	378	679	-5	0	0	0	0	0	0	0

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114
Querosenos	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
Gasóleos	4.053	4.631	5.310	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305
Subtotal Destilados Medios	4.380	4.958	5.637	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632
Fuelóleos	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Total	6.054	6.632	7.311	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306
Datos MITyC	6.054					7.388					7.388

SUPERAVIT/DEFICIT DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	-52	29	100	161	218	216	215	215	215	215
Querosenos	-159	-181	-204	-225	-245	-256	-265	-271	-277	-283
Gasóleos	-926	-358	-476	-592	-710	-698	-686	-674	-662	-656
Subtotal Destilados Medios	-1.085	-539	-680	-817	-955	-954	-951	-945	-939	-939
Fuelóleos	39	154	239	306	357	377	396	408	416	423
Total	-1.098	-356	-342	-350	-379	-360	-340	-321	-308	-301
Datos MITyC					-522					-442

DÍAS DE OBLIGACIÓN DE MANTENIMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (referencia sobre total de 90 días de cumplimiento)

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Días de cumplimiento total	38,6	42,9	43,0	42,9	42,8	42,9	43,0	43,1	43,2	43,2
Días de obligación RD 1716	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Días déficit/ superávit	-6,4	-2,1	-2,0	-2,1	-2,2	-2,1	-2,0	-1,9	-1,8	-1,8
Datos MITyC					-3,1					-2,6

Planificación estratégica (cap 5)

Infraestructuras de almacenamiento de productos petrolíferos (EMS)

14/01/08
Utilizando año corriente

CASO 1: sensibilidad ventas

BASES DE CÁLCULO

Unidades: productos claros miles m³ fuelóleos: miles de Tm
Días considerados para cálculo anual 365
Porcentaje de reducción 90%
Sensibilidad crecimiento consumo s/ año 2006 0,5%

TASAS DE VARIACIÓN DE LAS VENTAS DECLARADAS

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	-7,5%	-6,5%	-6,0%	-5,5%	-5,5%	0,7%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Querosenos	5,5%	5,0%	5,0%	4,5%	4,0%	2,5%	2,0%	1,5%	1,5%	1,5%
Gasóleos	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,4%
Subtotal Destilados Medios	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	0,7%	0,6%	0,5%	0,5%	0,6%
Fuelóleos	-21,5%	-21,5%	-20,5%	-20,5%	-19,5%	-9,5%	-9,5%	-7,0%	-4,5%	-4,5%
Total	-0,6%	0,0%	0,5%	0,9%	1,1%	0,4%	0,4%	0,3%	0,4%	0,4%

VENTAS DECLARADAS (Año 2006: Ventas reales- Resto años: Previsiones de ventas)

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	9.253	8.559	8.003	7.523	7.109	6.718	6.765	6.805	6.805	6.805	6.805
Querosenos	6.763	7.135	7.492	7.866	8.220	8.549	8.763	8.938	9.072	9.208	9.346
Gasóleos	39.769	40.763	41.782	42.827	43.898	44.995	45.130	45.265	45.401	45.537	45.719
Subtotal Destilados Medios	46.532	47.898	49.274	50.693	52.118	53.544	53.893	54.203	54.473	54.746	55.066
Fuelóleos	4.877	3.828	3.005	2.389	1.899	1.529	1.384	1.252	1.165	1.112	1.062
Total	60.662	60.286	60.282	60.605	61.126	61.791	62.041	62.261	62.443	62.663	62.933
Datos MICyT	60.662					60.141					59.862

DÍAS DE OBLIGACION DE MANTENIMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (referencia sobre total 90 días de cumplimiento)

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Todos los grupos de productos	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

RESERVAS ESTRATÉGICAS A CONSTITUIR

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	1.172	1.096	1.030	974	920	927	932	932	932	932
Querosenos	489	513	539	563	586	600	612	621	631	640
Gasóleos	5.584	5.724	5.867	6.013	6.164	6.182	6.201	6.219	6.238	6.263
Subtotal Destilados Medios	6.073	6.237	6.405	6.576	6.749	6.782	6.813	6.841	6.869	6.903
Fuelóleos	524	412	327	260	209	190	172	160	152	146
Total	7.770	7.745	7.763	7.810	7.879	7.899	7.917	7.933	7.953	7.981
Datos MICyT					7.910					7.830

ENTRADA DE PROYECTOS ALMACENAMIENTO

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proyecto CORCA y CORPU	200									
Proyecto CASTELLON (crudo)			0							
TOTAL Gasóleos	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones propias	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrato Petróleos Asturianos (Gijón)	240									
Contrato Meroil (Barcelona)										
Disminuciones contratos vigentes			-608							
Contrato CLH	138	679	603							
TOTAL Gasóleos	378	679	-5	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones almacenamiento largo plazo	378	679	-5	0	0	0	0	0	0	0

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114
Querosenos	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
Gasóleos	4.053	4.631	5.310	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305
Subtotal Destilados Medios	4.380	4.958	5.637	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632
Fuelóleos	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Total	6.054	6.632	7.311	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306
Datos MITyC	6.054					7.388					7.388

SUPERAVIT/DEFICIT DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	-58	18	84	140	194	187	182	182	182	182
Querosenos	-162	-186	-212	-236	-259	-273	-285	-294	-304	-313
Gasóleos	-953	-414	-562	-708	-859	-877	-896	-914	-933	-958
Subtotal Destilados Medios	-1.115	-600	-773	-944	-1.117	-1.150	-1.181	-1.209	-1.237	-1.271
Fuelóleos	36	148	233	300	351	370	388	400	408	414
Total	-1.138	-434	-457	-504	-573	-593	-611	-627	-647	-675
Datos MITyC					-522					-442

DÍAS DE OBLIGACIÓN DE MANTENIMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (referencia sobre total de 90 días de cumplimiento)

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Días de cumplimiento total	38,4	42,5	42,3	42,1	41,7	41,6	41,5	41,4	41,3	41,2
Días de obligación RD 1716	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Días déficit/ superávit	-6,6	-2,5	-2,7	-2,9	-3,3	-3,4	-3,5	-3,6	-3,7	-3,8
Datos MITyC					-3,1					-2,6

Planificación estratégica (cap 5)

Infraestructuras de almacenamiento de productos petrolíferos (EMS)

14/01/08
Utilizando año corriente

CASO 2: sensibilidad almacenamiento	
BASES DE CÁLCULO	
Unidades: productos claros miles m ³ fuelóleos: miles de Tm	
Días considerados para cálculo anual	365
Porcentaje de reducción	90%
Sensibilidad crecimiento consumo s/ año 2006	0%

TASAS DE VARIACIÓN DE LAS VENTAS DECLARADAS

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	-8,0%	-7,0%	-6,5%	-6,0%	-6,0%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Querosenos	5,0%	4,5%	4,5%	4,0%	3,5%	2,0%	1,5%	1,0%	1,0%	1,0%
Gasóleos	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,1%
Subtotal Destilados Medios	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%
Fuelóleos	-22,0%	-22,0%	-21,0%	-21,0%	-20,0%	-10,0%	-10,0%	-7,5%	-5,0%	-5,0%
Total	-1,1%	-0,5%	0,0%	0,4%	0,6%	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,1%	0,0%

VENTAS DECLARADAS (Año 2006: Ventas reales - Resto años: Previsiones de ventas)

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	9.253	8.513	7.917	7.402	6.958	6.541	6.554	6.560	6.560	6.560	6.560
Querosenos	6.763	7.101	7.421	7.755	8.065	8.347	8.514	8.642	8.728	8.815	8.904
Gasóleos	39.769	40.564	41.376	42.203	43.047	43.908	43.820	43.733	43.645	43.558	43.514
Subtotal Destilados Medios	46.532	47.666	48.796	49.958	51.112	52.255	52.334	52.374	52.373	52.373	52.418
Fuelóleos	4.877	3.804	2.967	2.344	1.852	1.481	1.333	1.200	1.110	1.054	1.002
Total	60.662	59.982	59.680	59.704	59.922	60.277	60.221	60.135	60.044	59.988	59.980
Datos MICyT	60.662					60.141					59.862

DÍAS DE OBLIGACION DE MANTENIMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (referencia sobre total 90 días de cumplimiento)

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Todos los grupos de productos	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

RESERVAS ESTRATÉGICAS A CONSTITUIR

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	1.166	1.085	1.014	953	896	898	899	899	899	899
Querosenos	486	508	531	552	572	583	592	598	604	610
Gasóleos	5.557	5.668	5.781	5.897	6.015	6.003	5.991	5.979	5.967	5.961
Subtotal Destilados Medios	6.043	6.176	6.312	6.449	6.587	6.586	6.583	6.577	6.571	6.571
Fuelóleos	521	406	321	254	203	183	164	152	144	137
Total	7.730	7.667	7.648	7.656	7.685	7.666	7.646	7.627	7.614	7.607
Datos MICyT	6.351				7.910					7.830

ENTRADA DE PROYECTOS ALMACENAMIENTO

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proyecto CORCA y CORPU		200								
Proyecto CASTELLON (crudo)			0	0						
TOTAL Gasóleos	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones propias	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrato Petróleos Asturianos (Gijón)		240								
Contrato Meroil (Barcelona)										
Disminuciones contratos vigentes				-608						
Contrato CLH		138	679	603						
TOTAL Gasóleos	0	378	679	-5	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones almacenamiento largo plazo	0	378	679	-5	0	0	0	0	0	0

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114
Querosenos	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
Gasóleos	4.053	4.053	4.631	5.310	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305
Subtotal Destilados Medios	4.380	4.380	4.958	5.637	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632
Fuelóleos	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Total	6.054	6.054	6.632	7.311	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306	7.306
Datos MITyC	6.054					7.388					7.388

SUPERAVIT/DEFICIT DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Gasolinas	-52	29	100	161	218	216	215	215	215	215
Querosenos	-159	-181	-204	-225	-245	-256	-265	-271	-277	-283
Gasóleos	-1.504	-1.037	-471	-592	-710	-698	-686	-674	-662	-656
Subtotal Destilados Medios	-1.663	-1.218	-675	-817	-955	-954	-951	-945	-939	-939
Fuelóleos	39	154	239	306	357	377	396	408	416	423
Total	-1.676	-1.035	-337	-350	-379	-360	-340	-321	-308	-301
Datos MITyC					-522					-442

DÍAS DE OBLIGACIÓN DE MANTENIMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (referencia sobre total de 90 días de cumplimiento)

	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Días de cumplimiento total	35,2	38,9	43,0	42,9	42,8	42,9	43,0	43,1	43,2	43,2
Días de obligación RD 1716	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Días déficit/ superávit	-9,8	-6,1	-2,0	-2,1	-2,2	-2,1	-2,0	-1,9	-1,8	-1,8
Datos MITyC					-3,1					-2,6