



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 2/2006 SOBRE EL
DOCUMENTO "PROPUESTA DE
PLANIFICACIÓN DE LOS SECTORES
DE ELECTRICIDAD Y GAS 2002-2011.
REVISIÓN 2005-2011"**

2 de febrero de 2006

1	Objeto.....	1
2	Antecedentes	1
3	Comentarios sobre el contenido del documento de revisión de la planificación energética 2005-2011.....	2
3.1	Consideraciones generales.....	3
3.2	Consideraciones específicas del sector eléctrico.....	10
3.3	Consideraciones específicas del sector gasista.....	22
3.4	Consideraciones específicas del sector petróleo	50
4	Conclusiones.....	73
4.1	Conclusiones Generales	73
4.2	Conclusiones sobre la planificación del sistema eléctrico.....	74
4.3	Conclusiones sobre la planificación del sistema gasista.....	75
4.4	Conclusiones sobre la planificación del sector petróleo.....	78
5	Erratas.....	80

1 OBJETO

El objeto del presente informe preceptivo es el análisis del documento "Propuesta Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. Revisión 2005-2011", remitido por la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Con él se pretende valorar la propuesta de revisión de la Planificación y aportar un conjunto de consideraciones que permitan introducir posibles mejoras y enriquecer el documento.

2 ANTECEDENTES

Con fecha 24 de noviembre de 2005, tiene entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía, el escrito del Secretario General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por el que se remite la propuesta de revisión de la "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011". De acuerdo con éste, se insta a esta Comisión a que, en el ejercicio de sus funciones, contempladas 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, emita el correspondiente informe preceptivo, en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia en el artículo 6 del Reglamento de la Comisión Nacional de Energía.

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 24 de noviembre se remitió el referido escrito y la información anexa al mismo a los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos, instando a éstos a que emitan su correspondiente informe preceptivo.

Asimismo, la Presidenta de esta Comisión solicitó ampliación del plazo establecido, para la realización de este informe.

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 2 de febrero de 2006 ha aprobado por mayoría el presente informe.

3 COMENTARIOS SOBRE EL CONTENIDO DEL DOCUMENTO DE REVISIÓN DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA 2005-2011.

A continuación se relacionan las Consideraciones de esta Comisión sobre la propuesta de revisión de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, enviada por la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, presentada en el documento *“Propuesta Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005-2011. Noviembre 2005”*

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 y gasistas, 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*

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

*Economía el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos*².

El mencionado documento de revisión está compuesto por 13 capítulos y anexos ordenados por bloques temáticos. Hay que destacar que es la primera vez, desde la aprobación de la Ley de Hidrocarburos, que la planificación energética contempla aspectos relacionados con el sector del petróleo.

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.

3.1 Consideraciones generales.

Primera.- El vigente sistema de planificación energética en materia de electricidad y de gas natural se configura en dos fases separadas: la planificación indicativa para la producción de electricidad o el aprovisionamiento de gas natural, y la planificación vinculante para el transporte de electricidad y el gas natural o para el almacenamiento y la regasificación de este gas.

En el sector eléctrico, la planificación indicativa parte de las solicitudes de acceso de los generadores en régimen ordinario (generalmente nuevas centrales de ciclo combinado) y de los objetivos indicativos establecidos por el Gobierno para las energías renovables y la cogeneración. Por su parte, la planificación vinculante de la red de transporte toma como base de partida la información anterior referente a dicha planificación indicativa. En el sector del gas natural ocurre prácticamente lo mismo.

Por otra parte, en el documento analizado se asevera que en la revisión de la planificación vinculante se han tenido en cuenta los efectos de otras políticas energéticas aprobadas o en fase de aprobación, como son:

- Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética

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

- Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010
- Plan Nacional de Asignación de de derechos de emisión de CO₂

En base a todo lo anterior se puede afirmar que la planificación de la nueva infraestructura de transporte de electricidad y gas natural, y de los nuevos almacenamientos y plantas de regasificación de gas, resulta de la conjunción de la demanda prevista por los operadores eléctrico y gasista, en escenarios más o menos prudentes, y de la oferta agregada de centrales eléctricas existentes y nuevas, a partir de la información suministrada por los agentes y el propio Gobierno (para el caso de las energías renovables y de la cogeneración). Asimismo, en el sector del gas se consideran los aprovisionamientos nuevos previstos por los agentes, aparte de los existentes.

Lo anterior no es equivalente a un análisis estructurado, de carácter previo y coordinado, que en electricidad analice conjuntamente todas las opciones de generación y de consumo, para determinar a partir de dicho análisis, las más eficientes desde el punto de vista económico, energético (seguridad de abastecimiento), y ambiental (cumplimiento de los requerimientos sobre contaminantes atmosféricos, CO₂, etc).

Los resultados del análisis estructurado podrían servir como base de partida de la planificación vinculante del transporte de electricidad y para la identificación de las infraestructuras de ejecución prioritaria. Un segundo resultado de dicho análisis, tan valioso como el anterior, podría ser la determinación de las opciones de fomento de energías renovables, cogeneración y de gestión de la demanda que resulten más efectivas y eficientes para el sistema eléctrico global. Por último, podría resultar, también del mismo análisis, la necesidad concreta de nueva potencia en régimen ordinario y su posible ubicación geográfica, al relacionarla con la distribución de la demanda y la infraestructura existente en el transporte de gas y de electricidad, lo cual podría justificar la introducción de señales regulatorias de localización.

Adicionalmente, este análisis estructurado podría hacerse también integrando al sector eléctrico el vector energético del gas natural, y considerando que en determinados segmentos de consumo la electricidad y el gas natural son bienes sustitutivos.

El caso español es paradigmático en lo que se refiere a la elevada dependencia energética y al incumplimiento de los límites de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Es por ello, por lo que esta Comisión considera que en sucesivos ejercicios de planificación, y en línea con lo descrito en el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, se tome como punto de partida un análisis estructurado como el descrito, en el que se contemplen a priori y en el largo plazo, todas las opciones de oferta y las de demanda, junto a todos sus costes, tanto privados como sociales, para obtener con ello el óptimo económico, energético y ambiental que la nueva infraestructura de transporte debe atender con carácter prioritario. Ello no tiene por qué interferir con el principio de libertad de instalación de los agentes, ya que lo que se pretende es conocer las opciones más ventajosas para el país, que podrían servir de base a la regulación cuando se introduzcan incentivos o señales que traten de orientar a los agentes hacia dicho óptimo.

Segunda.- Esta Comisión considera que se deberían estudiar e implantar medidas que contribuyan a fomentar la diversidad de fuentes primarias de energía, de cara a paliar los efectos de la dependencia energética exterior de España, con el fin de que se propongan medidas concretas para reducir el riesgo de concentración de los suministros de energía.

Esta Comisión observa con preocupación que, en el escenario de planificación contemplado, la dependencia energética de España se agrava considerablemente, al confiar una parte significativa de la expansión del sistema eléctrico a los ciclos combinados de gas natural, combustible limitado en el número de proveedores disponible para Europa y concentrado, en el caso de España, en países del norte de África, debiendo ser la estabilidad de tales suministros motivo de especial estudio por parte del planificador.

Tercera.- Esta Comisión considera necesaria la realización de la Revisión de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas que se informa, pues si bien las infraestructuras hasta ahora incluidas en la vigente Planificación del horizonte temporal 2002-2011, han demostrado ser adecuadas para atender la creciente demanda,

atendiendo a las prioridades del sistema, se han detectado importantes diferencias con respecto a las previsiones de crecimiento de la demanda y de la oferta establecidas en la citada Planificación.

Es por ello que esta Comisión valora esta Revisión de la Planificación, ya que el extenso horizonte temporal del documento inicial, 10 años, requiere acciones de supervisión y concreción periódicas, que permitan analizar el grado de coincidencia de las previsiones con la realidad a lo largo del periodo, ajustando y actualizando los valores previstos inicialmente con la mejor información de que se disponga en cada momento, con el objetivo de corregir no sólo las desviaciones detectadas, sino también la aparición de nuevas necesidades.

No obstante, esta Comisión propone el incremento de la frecuencia con que se realicen las futuras revisiones, que deberían analizar el grado de coincidencia de la realidad con las hipótesis realizadas, ajustando en consecuencia las hipótesis de demanda y la necesidad de infraestructuras.

En este sentido esta Comisión valora la propuesta de Revisión de la Planificación remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio si bien hubiera deseado que se especificaran de una manera más concreta los criterios e hipótesis utilizados por el planificador en la valoración de las diversas propuestas de desarrollo de la red de transporte y en la elaboración de los planes incluidos en el citado documento, ya que tal y como se indica en el mismo, *“se mantienen los restantes criterios que configuraban el anterior documento”*. En consecuencia, con la información aportada, resulta complejo realizar cualquier tipo de valoración técnico-económica del Plan propuesto.

A pesar de que en el documento recibido se relacionan alguno de los criterios y directrices, desarrollados con mayor detalle en el Capítulo 5 sobre los *“Criterios de desarrollo de la red de transporte eléctrico”*, no se explicitan ni se definen con exactitud los criterios de “tipo económico”, salvo de una manera genérica. En ese sentido, esta Comisión considera que:

- La determinación precisa de los criterios económicos es la base para la realización de cualquier ejercicio de planificación, ya que su aplicación permite determinar aquellas instalaciones cuya realización resulta económicamente eficiente.
- La ausencia de tales criterios dificulta el análisis de las propuestas de planificación recogidas en el documento, en el sentido de justificación técnico-económica de las inversiones previstas, reduciendo asimismo la transparencia y previsibilidad del proceso de planificación en el que han participado los diferentes agentes y las Administraciones Públicas.
- Dado el papel central desempeñado por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte en el desarrollo de los estudios y propuestas de planificación, únicamente tras la definición de unos criterios de planificación precisos y transparentes se podrá garantizar que la propuesta de planificación realizada sea técnica y económicamente adecuada. Así mismo, se podrían evitar posiciones de dominio del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte en su integración con la actividad de transporte en la misma empresa, frente a otros agentes, en relación con los procedimientos de adjudicación y autorización para la construcción y operación de nuevas instalaciones.

Cuarta.- Teniendo en cuenta el elevado volumen de información que se maneja en la Planificación y la complejidad de los oportunos análisis de simulación de diferentes configuraciones de infraestructuras que posibiliten la cobertura de las demandas estimadas, se considera que la información o participación de esta Comisión en etapas anteriores del procedimiento, tal como parece ocurrir, por ejemplo, con las Comunidades Autónomas, permitiría un conocimiento más detallado de las hipótesis asumidas, alternativas consideradas y/o finalmente adoptadas, estando en condiciones de aportar un mayor valor añadido al documento final de Planificación, o Revisión de ésta. Esto es especialmente importante, dado que los análisis técnicos de la Planificación para el sistema gasista los realiza el Gestor Técnico del Sistema y en el caso del sector eléctrico, el Operador del Sistema que son respectivamente, además, los transportistas principales de sus sectores, a los que se les vienen adjudicando las infraestructuras planificadas, hasta ahora, de forma directa.

La emisión de un informe por parte de esta Comisión, sobre la Revisión de la Planificación, solicitado a través del trámite de urgencia, sin más información que el propio documento, y una vez que, al parecer, ya ha sido debatida con el resto de los agentes y las Comunidades Autónomas, difícilmente puede aportar un elevado valor al documento.

En la próxima revisión de la planificación se debería considerar la participación de esta Comisión en las primeras etapas del proceso, ya que entre sus competencias que emanan de la Ley están la de informar preceptivamente la planificación y la regulación energética, por lo que se deberá facilitar que esta participación sea efectiva. Se considera que hasta el momento no se ha facilitado esta participación, como ya ocurriera en las recientes revisiones del Plan de Fomento de las Energías Renovables o el Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, revisiones para los que este Organismo no fue consultado.

Quinta.- Por otra parte, cabe indicar que aunque no haya sido detallado el procedimiento de planificación para el sistema gasista, el Real Decreto 1955/2000 sí lo desarrolla para el sistema eléctrico. Según éste, el proceso de planificación del transporte de la energía eléctrica consta de tres etapas: propuestas, plan de desarrollo y programa anual de instalaciones.

Esta Comisión considera que sería conveniente el desarrollo de un procedimiento detallado de planificación para el sistema gasista, de forma homogénea y coordinada con el del sistema eléctrico, dado el elevado grado de imbricación entre ambos sectores. Dicha imbricación deriva del incremento de la potencia eléctrica en base a plantas de ciclo combinado. La construcción de ciclos combinados condiciona de forma significativa el desarrollo y funcionamiento del sistema gasista y, a su vez, la operación de éste condiciona la actividad de los ciclos combinados y, por ende, la cobertura de las demandas eléctrica y gasista.

Sexta.- Del análisis del documento se pone de manifiesto, como ya se ha expuesto en los sucesivos “*Informe marco sobre la de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura*”, la necesidad de establecer señales de localización para la instalación de nueva generación en el sistema, de manera que las decisiones libremente adoptadas por los promotores de

nueva generación tengan en consideración el efecto sobre el transporte de electricidad y el transporte de gas, y así permitan cumplir el objetivo marcado por la Ley del Sector eléctrico de suministro al menor coste posible. A este respecto, cabe señalar que el hecho de no desarrollar nuevas infraestructuras eléctricas para la evacuación de excedentes de producción constituye la primera señal de localización. Por lo tanto, al no existir reserva de capacidad de acceso para los generadores, en el caso de instalarse en una zona con exceso de generación, se plantearían problemas para vender toda la energía que podrían producir, e incluso para hacerlo a precios inferiores debido a la mayor competencia existente entre ellos.

Séptima.- Esta Comisión considera que la existencia de la planificación de los sectores de electricidad y gas, aunque ésta sea objeto de revisiones periódicas, no sustituye al Informe Marco de Cobertura de la Demanda realizado por la CNE, ya que éste constituye un seguimiento de las necesidades del sistema centrado en el corto y medio plazo, que se revisa anualmente, frente a los plazos superiores de revisión contemplados en la planificación, y constituye un marco adecuado para el análisis de los efectos que la regulación de los sectores de gas y electricidad tienen sobre las decisiones de inversión en el sistema, permitiendo corregir a tiempo los desequilibrios que se puedan producir.

Octava.- Esta Comisión considera que el *“Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural, y su cobertura”* que viene realizando y publicando anualmente desde el año 2001, puede corresponderse con el informe solicitado por la Comisión Europea en el artículo 4, sobre supervisión de la seguridad del suministro, de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y en el artículo 5 de la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. En el citado Informe Marco se revisa el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto y en construcción, la calidad y el mantenimiento de las redes.

Novena.- Esta Comisión valora que, por primera 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. Sin embargo, se considera que la actual “Propuesta de Revisión de la Planificación de los sectores de la Electricidad y el Gas” no constituye el documento adecuado para cubrir aspectos relativos a la planificación del sector petrolero y, por tanto, se estima necesaria la elaboración de un documento específico de Planificación del sector de hidrocarburos líquidos en el que, no solo se incluyan los aspectos abordados en el capítulo 13 de este documento, sino que se desarrollen todos los aspectos de la planificación del sector de hidrocarburos líquidos..

Décima.- Conviene reseñar que el documento de planificación actual no cubre los contenidos establecidos en el artículo 4 de la Ley 34/98 acerca de los aspectos relacionados con el sector del petróleo, y tampoco aborda en su totalidad aquellos aspectos considerados obligatorios para la garantía de suministro, esto es, la planificación de carácter vinculante.

3.2 Consideraciones específicas del sector eléctrico

3.2.1 Sobre la demanda de electricidad peninsular

En la figura siguiente se muestra la previsión de demanda eléctrica peninsular considerada en la vigente Planificación de 2002-2011, en la Revisión del Informe Marco de 2004 y en la Revisión de la Planificación 2005-2011. Cabe señalar que la previsión de demanda ha sido revisada al alza con respecto a las previsiones realizadas en 2002 y en la revisión del Informe Marco, ello motivado por haberse registrado un mayor incremento de demanda que el previsto en los últimos años. Sin embargo, la demanda prevista finalmente en 2011 es muy similar a la recogida en la Planificación anterior, dado que la misma incorpora las medidas previstas en el Plan de Acción 2005-2007 de Ahorro y Eficiencia Energética (2003-2012).

Sin embargo, esta CNE debe señalar que los progresos que puedan conseguirse en el terreno del ahorro y la eficiencia energética, si bien contribuirán a una mayor eficiencia en el consumo energético, no es seguro que influyan en una contención de su nivel global o absoluto reduciendo las tasas de crecimiento del consumo.

En este sentido la CNE considera oportuno señalar que el aumento de la eficiencia de los recursos productivos “*ceteris paribus*” estimulan su utilización o consumo, y no lo contrario, con resultados difíciles de evaluar sobre el balance final. Por consiguiente, la demanda final prevista para la frontera de la planificación 2010-2011 debería ser revisada al alza.

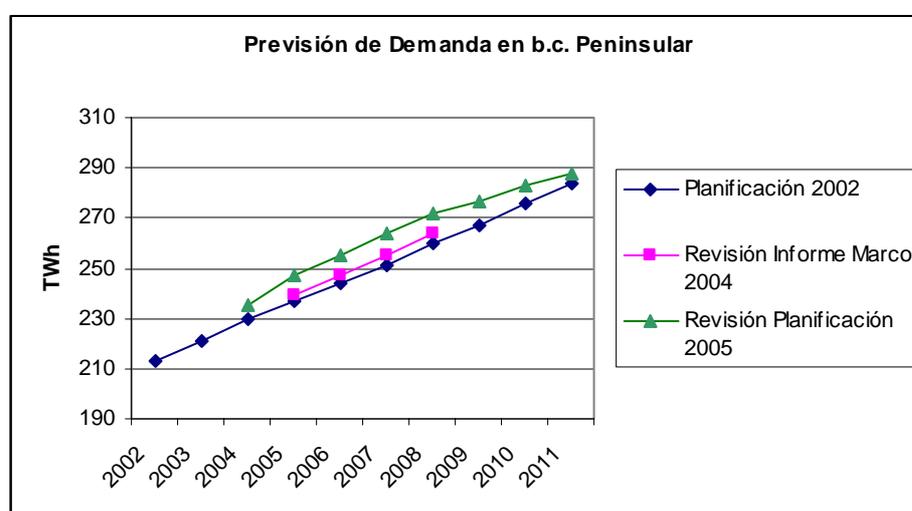


Figura. Previsión de demanda total en el periodo 2005-2011. Planificación inicial vs. Revisión.
Escenario Central

3.2.2 Sobre la generación peninsular en régimen ordinario

Al analizar el rango de potencia posible de incorporación de ciclos combinados, cabe señalar que el límite superior estimado en la Revisión de la Planificación resulta inferior a las previsiones indicadas en el Informe de seguimiento del Informe Marco de 2004, tal y como puede verse en el cuadro siguiente. Es necesario recordar que la información del seguimiento del Informe Marco corresponde a las previsiones más actualizadas de fechas de entrada en explotación de las instalaciones, aportadas por los propios promotores. En el caso que nos ocupa, la última información disponible por la CNE para el informe de seguimiento es de octubre de 2005.

Potencia Instalada de ciclos combinados MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Revisión de 2005 de Planificación Potencia Mínima	10.420		17.600				24.000
Revisión de 2005 de Planificación Potencia Máxima	10.420		19.500				35.000
Informe de Seguimiento del Informe Marco 2004	12.258(*)	16.800	22.800	24.400			

(*) En 2005, datos aportado por REE en Avance de informe 2005

Sin embargo, en el año 2011, se considera que la potencia máxima prevista es optimista, teniendo en cuenta el bajo número de horas resultantes de la producción prevista para la energía térmica en el Balance de Potencia Peninsular considerado en la Propuesta de Revisión (alrededor de 3.000 h). En este sentido, cabe señalar que las previsiones de potencia manejadas en la Propuesta de Revisión sobre el consumo de gas natural para generación eléctrica corresponderían con una incorporación de ciclos combinados incluso superior al límite de potencia máxima indicado en la tabla anterior.

3.2.3 Sobre los sistemas extrapeninsulares

Sin bien la metodología utilizada para el cálculo de la cobertura de la demanda en los sistemas extrapeninsulares coincide con los nuevos criterios de planificación existentes para estos sistemas, en cuanto a la potencia instalada de generación se han detectado algunas diferencias con las previsiones realizadas en la Revisión del Informe Marco de 2004, basadas éstas últimas en las aportadas por Endesa.

La potencia instalada prevista en Baleares en la Revisión de la Planificación es inferior a la considerada en la Revisión del Informe Marco de 2004, tal y como puede observarse en el cuadro siguiente:

Potencia Instalada en Baleares MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Revisión de 2005	1.619	1.708	1.778	1.848	1.924	1.924	1.962

de Planificación							
Informe Marco 2004	1.627(*)	1.853	1.928	1.928			

(*) En 2005, datos aportado por REE en Avance de informe 2005

La potencia instalada prevista en Canarias en la Revisión de la Planificación es inferior a la considerada en la Revisión del Informe Marco de 2004, únicamente en 2006, tal y como puede observarse en el cuadro siguiente:

Potencia Instalada en Canarias MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Revisión de 2005 de Planificación	2.113	2.383	2.601	2.699	2.785	2.814	2.968
Informe Marco 2004	2.108(*)	2.541	2.544	2.709			

(*) En 2005, datos aportado por REE en Avance de informe 2005

3.2.4 Sobre la generación en régimen especial

Las estimaciones de la potencia de régimen especial se han obtenido a partir de las previsiones de potencia y producción de las energías renovables y de la cogeneración. Las previsiones de energías renovables corresponden a las establecidas en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, de julio de 2005, para el año 2010 a nivel nacional. Con el fin de ser coherente con el resto de la planificación, sería conveniente que estas previsiones fueran establecidas también para 2011 y a nivel peninsular.

En cuanto a la cogeneración, la potencia prevista para 2011, 9.100 MW ha sido incrementada con respecto a la planificación inicial de 2002 en 2.000 MW, de acuerdo con lo establecido en el Plan de Acción de la E4 2005-2007. La potencia actualmente instalada de plantas de cogeneración asciende a 5.815 MW, manteniéndose muy estabilizada desde el año 2001 (la incorporación de nueva potencia en 2005 ha sido de 28 MW). Para alcanzar la potencia estimada de 9.100 MW en 2011, sería necesaria una incorporación anual de potencia superior a 500 MW, en línea con la tendencia registrada

por la cogeneración en España antes de 2001. Por tanto, se prevé en la Planificación actual un escenario mucho más optimista que el que se podría extrapolar de la situación actual, motivado por las medidas contempladas en el Plan de Acción 2005-2007 para este tipo de tecnologías, entre ellas, la prevista transposición de la Directiva 08/2004/CE de Fomento de la Cogeneración.

3.2.5 Sobre las infraestructuras de transporte de electricidad

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

- Valor otorgado a la fiabilidad del sistema, entendido como el coste otorgado a la energía no suministrada en el sistema. Este valor constituye una de las hipótesis principales de cualquier estudio de planificación eléctrica, y sin su conocimiento no parece posible evaluar las decisiones de inversión analizadas.

Igualmente sería deseable conocer el índice de fiabilidad alcanzado en el sistema con la planificación propuesta, ya que esta variable constituye, por sí misma, un indicador de la adecuación de la planificación realizada.

- 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 claros, 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.
- Criterios para la determinación de instalaciones destinadas, principalmente, para 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.

Excediendo el propio trabajo de planificación realizado, las dificultades aquí expuestas hacen necesario revisar el procedimiento general de asignación de acceso a la red de los generadores, de forma que exista un compromiso superior de los nuevos promotores de instalaciones de generación, incluyendo el horizonte temporal de su incorporación al sistema.

En particular, en la propuesta realizada, resulta absolutamente necesario explicitar los criterios empleados para justificar económicamente el desarrollo de nuevas infraestructuras destinadas a la evacuación de generación de zonas excedentarias, cuando el propio documento de planificación parece desaconsejar la instalación de nueva generación en estas zonas, y teniendo en cuenta que los costes ocasionados por las pérdidas de transporte son significativos y la seguridad del sistema se reduce con la existencia de grandes flujos entre zonas lejanas.

- Criterios para determinar cuándo se deben instalar subestaciones blindadas y líneas subterráneas, particularmente en los casos en que el coste de estas instalaciones sea soportado por todos los consumidores del sistema, y no sólo por los consumidores de la zona o CCAA afectada.

- 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 para determinar las instalaciones técnica y económicamente eficientes para suministrar la demanda. A este respecto debe tenerse en cuenta la demanda real a suministrar, sin considerar si la demanda que se debe atender corresponde a uno o varios agentes (consumidores o gestores de redes de distribución), evitando la instalación de una duplicidad, claramente ineficiente, de instalaciones de transporte cuando concurren en un mismo punto, o en puntos cercanos, varias solicitudes de acceso referidas a una misma demanda, o referidas a demandas independientes que justificarían conjuntamente una única instalación.

En los casos señalados, tal y como recoge el Real Decreto 1955/2000, todos los agentes que lo solicitasen tendrían acceso a la nueva capacidad de transporte (supuesto que se considere eficiente dar acceso a todos ellos en el mismo punto de la red de transporte). Por su parte la construcción de las instalaciones definidas en la planificación se debe adjudicar, como en cualquier otro caso, a través de los mecanismos de concurrencia previstos en el Real Decreto 1955/2000 a los agentes con una oferta más competitiva.

- Criterios o análisis particularizados de los casos en los que resulta recomendable la realización de nuevas líneas con apoyos preparados para 2 ó 3 circuitos cuando inicialmente sólo se requiere uno, en relación con el plazo en que resulta previsible la necesidad del segundo o tercer circuito.
- Criterios para la incorporación de líneas de conexión internacional, y en particular las posibles conexiones con Marruecos y Argelia, identificando el nivel de interconexión eficiente, y por tanto explicitando el valor 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 1955/2001, 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 5 de la propuesta de planificación que se informa, deben recogerse formalmente en los referidos Procedimientos de Operación, completando de esta forma la regulación que, sobre esta materia, se inicia con la entrada en vigor del Real Decreto 1955/2001.

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.”

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 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 de la que dispone, que en la Revisión de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2005-2011 se encuentran recogidas tan solo 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. 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 Revisión de la Planificación, debiera obedecer a la no verificación de los criterios e hipótesis anteriormente citados.

Tal y como se ha indicado anteriormente, esta Comisión entiende que el organismo regulador debería de cobrar un mayor protagonismo en este proceso, 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 el proceso de Planificación.

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 Revisión 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. Sin embargo cabe reflexionar sobre el efecto que las inversiones previstas en la Revisión de la Planificación recibida tendrán sobre los precios de la electricidad en España en los próximos 5 años.

Únicamente en lo que respecta a las redes de transporte de energía eléctrica se prevé invertir 3.870 millones de €, que representará un aumento aproximado en el año 2011 de casi un 50% de la retribución de la actividad de transporte con respecto a la del año 2005.

En este sentido, y teniendo en cuenta que las redes de transporte pertenecen mayoritariamente en la actualidad a un único agente, se debería revisar el procedimiento de autorización de instalaciones de transporte mediante procedimiento de concurrencia, así como 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.

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, hasta la fecha, el citado programa anual de instalaciones no ha sido aprobado para ninguno de los ejercicios transcurridos desde la aprobación de la vigente Planificación, impidiendo con ello 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. Actualmente las actuaciones que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte entiende necesarias y que no aparecen recogidas en el vigente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte, aún siendo informadas favorablemente por el organismo regulador, se han visto retrasadas hasta la revisión del citado Plan, lo que implica 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 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.

A este respecto, cabe resaltar que tras el análisis realizado en el suministro eléctrico a la isla de Tenerife a consecuencia de los incidentes acaecidos tras el paso de la tormenta tropical Delta, es más que probable que tengan que acometerse instalaciones de transporte no contempladas en la Revisión de la Planificación que se informa, las cuales no podrán obtener la preceptiva autorización administrativa, salvo que se incorporen en el correspondiente Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte, y éste sea aprobado por la DGPEM y publicado en el B.O.E.

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, implicaría completar las fases previstas en la planificación del transporte de energía eléctrica, lo cual permitiría a los agentes, por un lado, conocer las instalaciones previstas que han de entrar en servicio durante el próximo ejercicio y, por otro, en su caso, la ejecución de las mismas mediante los mecanismos de concurrencia previstos en la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con la previsible reducción de costes respecto de los valores estándares establecidos en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

Sexta.- Esta Comisión, conforme a las actuaciones realizadas por las diferentes empresas transportistas a lo largo de los últimos años, no tiene por menos que mostrar su disconformidad ante la venta, y en ocasiones posterior recompra, de activos de transporte de energía eléctrica. Esta Comisión considera que el esquema regulatorio de la actividad

de transporte de energía eléctrica en cuanto a sus condiciones administrativas y retributivas debe estar en consonancia, en todo caso, con el modelo empresarial de la actividad, por lo que deberían introducirse en la normativa las modificaciones que sean precisas a tal objeto.

Séptima.- El objetivo mínimo de interconexión eléctrica establecido en la cumbre de Barcelona en un 10% debería intentar conseguirse excluyendo las interconexiones con Portugal y Marruecos. 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, e incluso debería perseguirse alcanzar tal valor mínimo en la interconexión Francia, respecto de los sistemas español y portugués, dado que tal interconexión es la que realmente conecta a toda la Península Ibérica con Europa, teniendo en cuenta, además, que está previsto el desarrollo del mercado ibérico de electricidad.

Octava.- Otro aspecto importante, que a juicio de esta Comisión se ha mejorado con respecto a la planificación vigente, versa sobre el desarrollo de las instalaciones de transporte autorizadas. Al respecto, esta Comisión manifestó, con motivo del Informe de la vigente planificación, que la autorización de instalaciones debería conllevar los medios para que éstas se llevasen a cabo en plazo, articulando los mecanismos necesarios de incentivo o penalización. En este sentido, con fecha 2 de diciembre de 2005 se ha aprobado el Real Decreto 1454/2005, en el que, entre otras cosas, se procede a la modificación del artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, incluyendo el siguiente texto:

“Para las instalaciones de producción en régimen ordinario, el solicitante antes de iniciar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía del 2% del presupuesto de la instalación. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los trámites de evaluación de impacto ambiental.”

Del mismo modo se incluye un artículo 59 bis por el que se establecen los “*Avales para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de nuevas instalaciones de producción en régimen especial*”, en el que se indica:

“Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía del 2% del presupuesto de la instalación. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte por parte del operador del sistema.”

Es por ello que esta Comisión considera que se ha conseguido, al menos, el objetivo de comprometer a los promotores de generación durante la autorización de instalaciones, con el fin de evitar que un agente por decisiones empresariales o de cualquier otra índole, decidiera en el último momento no acometer su proyecto o retrasarlo, deviniendo innecesarias las instalaciones de transporte desarrolladas con tal finalidad. En este sentido, se propone que estas exigencias se extiendan también a las instalaciones que se conectan a la red de distribución. Igualmente, entiende esta Comisión que debería hacerse recaer sobre los solicitantes al menos una parte del coste incurrido por atender a las solicitudes de acceso (costes de los estudios, por ejemplo), de manera que no se promuevan solicitudes de acceso sin una ejecución final evidente.

3.3 Consideraciones específicas del sector gasista

3.3.1 Introducción

Se considera necesaria la revisión de la planificación en el sector gasista, debido a los importantes incrementos de demanda de gas que se vienen registrando en los últimos años, en torno al 13% anual.

Sin embargo, llama la atención el poco desarrollo justificativo del documento, precisamente en la parte del sector gasista. No existe una justificación clara de algunos

aspectos muy relevantes y novedosos respecto a la planificación inicial de 2002, como la importante modificación al alza, de la demanda punta. Asimismo, se echa de menos la justificación de algunas de las nuevas infraestructuras incluidas en el documento, así como la descripción de las simulaciones que las justificarían o la introducción de otras que hubieran sido necesarias y que argumentasen las infraestructuras por las que finalmente se ha optado y el estudio de otras posibles alternativas desechadas.

En cualquier caso, no sería necesario incluir en el propio cuerpo del documento todas las alternativas estudiadas o toda la documentación adicional, datos e hipótesis en virtud de los cuales se ha realizado la elección de infraestructuras final, pudiendo detallar éstos en una memoria explicativa de la propuesta de documento de planificación. Así se viene realizando, por ejemplo, con las órdenes ministeriales de retribución, tarifas y peajes del sector gasista, resultando de gran utilidad.

Por otro lado, tampoco la valoración económica de las nuevas infraestructuras profundiza en la repercusión que el incremento de las infraestructuras planificadas tendrá sobre las tarifas y peajes. Este aspecto se considera especialmente relevante, toda vez que en esta Revisión de la Planificación el aumento de demanda sobre la prevista en 2002 es notablemente inferior al incremento porcentual de las inversiones.

Asimismo, dado que a fecha de cierre de este informe se dispone ya de los datos de consumo de gas de 2005, se sugiere la actualización de los valores de demanda previstos para dicho año en el documento de Revisión de la Planificación.

3.3.2 Consideraciones sobre la previsión de la evolución energética española

Se ha detectado una incongruencia en la previsión de demanda de gas natural incluida en el capítulo 11 con respecto a la considerada en el balance de energía primaria del capítulo 2 (tabla 2.4). Según esta última se estima, para el año 2011, una reducción del consumo de gas natural del 1% frente a la prevista en el documento de Planificación de 2002, mientras que, según los datos del capítulo 11, se estima un incremento de la demanda de gas del 4,9%.

En esta revisión se dimensiona el sistema para una punta de demanda superior en un 30% a la de la Planificación de 2002, si bien la demanda total experimenta un incremento más reducido, inferior al 7%. Las medidas de eficiencia energética a las que se alude en el capítulo 2 deberían incidir, en la medida de lo posible, en la suavización de la curva de carga, lo mismo que la interrumpibilidad aplicada en los momentos en los que la demanda el sistema gasista. Esto llevaría a una menor necesidad de inversión en infraestructuras y una mayor rentabilidad de las existentes.

3.3.3 Consideraciones sobre la previsión de la demanda de gas

Demanda de gas natural

A continuación, se realiza una comparación del grado de ajuste con la realidad del escenario de evolución de la demanda previsto inicialmente en el documento de Planificación de 2002. Según se aprecia en el cuadro 3.1, la demanda real fue ligeramente inferior a la prevista en la Planificación para el periodo 2002-2004.

	Demanda total		
	Prevista en 2002 [GWh]	Real [GWh]	Diferencia (real/prev)
2002	249.115	243.013	-2,40%
2003	295.867	275.393	-6,90%
2004	329.594	319.493	-3,10%

Cuadro 3.1. Evolución de la demanda total real frente a la demanda prevista hasta 2004.

Desagregando la demanda por sectores, se aprecia que el consumo del sector industrial se situó por debajo de lo previsto en todo el periodo, a diferencia del sector doméstico, que se situó ligeramente por encima. En el caso de los ciclos combinados, sector más difícilmente predecible que los dos anteriores, especialmente durante los primeros años en los que esta tecnología se ha incorporado al parque generador nacional, el consumo real se alejó de forma más irregular de las previsiones iniciales, superándolas ampliamente en 2002 (un 81,2% superiores) y situándose por debajo de lo previsto en 2003 y 2004. En general, de acuerdo con los datos reflejados en los sucesivos informes

de seguimiento de infraestructuras³ elaborados por esta Comisión, se observa una tendencia al retraso en la construcción de los ciclos combinados respecto de las previsiones iniciales.

	Demanda industrial + Centrales Térmicas convencionales			Demanda doméstico-comercial			Demanda de ciclos combinados		
	Prevista en 2002 [GWh]	Real [GWh]	Diferencia (real/prev)	Prevista en 2002 [GWh]	Real [GWh]	Diferencia (real/prev)	Prevista en 2002 [GWh]	Real [GWh]	Diferencia (real/prev)
2002	191.779	172.758	-9,9%	42.217	42.855	1,5%	15.119	27.400	81,2%
2003	195.500	188.071	-3,8%	46.520	47.301	1,7%	53.847	40.022	-25,7%
2004	203.990	201.917	-1,0%	50.474	51.483	2,0%	75.130	66.093	-12,0%

Cuadro 3.2. Evolución de la demanda real frente a la demanda prevista hasta 2004, desagregada por sectores.

A continuación se realiza una comparación de la nueva previsión de demanda contemplada en la Revisión, respecto de la considerada en el documento de Planificación elaborado en 2002. Aunque la demanda total real del periodo 2002-2004 fue ligeramente inferior a la prevista inicialmente en la Planificación, en cambio, en la actualización de ésta, para el periodo 2005-2011 la previsión de la demanda se ha revisado al alza, siendo los incrementos muy significativos durante los primeros años de dicho periodo.

	Demanda total		
	Prevista en Planificación de 2002 [GWh]	Prevista en la Revisión [GWh]	Diferencia (Revisión / Planificación)
2005	353.901	394.700	11,5%
2006	375.882	418.100	11,2%
2007	404.375	435.500	7,7%
2008	433.218	458.800	5,9%
2009	458.804	483.100	5,3%
2010	482.761	503.400	4,3%
2011	511.836	537.100	4,9%

Cuadro 3.3. Previsión de demanda total en el periodo 2005-2011. Planificación inicial vs. Revisión.

En el caso particular del sector doméstico-comercial, las previsiones permanecen muy similares a las anteriores, registrando únicamente un ligero incremento, que se asienta

³ Informes semestrales de seguimiento de las infraestructuras referidas en el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural y su cobertura.

entre el 1 y 1,5% en todo el periodo, en línea con el incremento de la demanda real, sobre las previsiones iniciales, constatado para el periodo 2002-2004.

Por otro lado, la demanda del sector industrial y de las centrales térmicas convencionales se ha revisado significativamente al alza, incrementándose las diferencias hacia el final del horizonte temporal, siendo las nuevas previsiones un 10% superiores a las iniciales del documento de Planificación, en 2011. Esto contrasta con la demanda real del periodo 2002-2004, que fue inferior a la prevista.

La demanda debida a los ciclos combinados también se ha revisado al alza para el periodo 2005-2007. Concretamente, en los años 2005 y 2006 se ha incrementado en porcentajes superiores al 25% sobre la prevista inicialmente. Para el periodo restante, 2008-2011, la nueva demanda no varía significativamente.

	Demanda industrial + Centrales Térmicas convencionales			Demanda doméstico-comercial			Demanda de ciclos combinados		
	Prevista en Planif. 2002 [GWh]	Prevista en la Revisión [GWh]	Diferencia (Revisión/Planif.)	Prevista en Planif. 2002 [GWh]	Prevista en la Revisión [GWh]	Diferencia (Revisión/Planif.)	Prevista en Planif. 2002 [GWh]	Prevista en la Revisión [GWh]	Diferencia (Revisión/Planif.)
2005	212.364	227.600	7,2%	54.312	55.100	1,5%	87.225	112.000	28,4%
2006	221.319	238.200	7,6%	58.034	58.900	1,5%	96.529	121.000	25,4%
2007	230.041	250.000	8,7%	61.755	62.500	1,2%	112.578	123.000	9,3%
2008	238.764	259.700	8,8%	65.244	66.100	1,3%	129.209	133.000	2,9%
2009	247.138	269.500	9,0%	68.850	69.600	1,1%	142.816	144.000	0,8%
2010	255.395	280.200	9,7%	72.455	73.200	1,0%	154.912	150.000	-3,2%
2011	264.931	291.500	10,0%	75.828	76.600	1,0%	171.077	169.000	-1,2%

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

Finalmente, de acuerdo con los datos provisionales publicados por Sedigas, la demanda real de gas natural de 2005 estaría en torno a los 376.000 GWh, un 4,7% inferior a la prevista en la Revisión de la Planificación, aunque un 6% superior a la prevista en la Planificación inicial.

A diferencia del documento inicial de Planificación, en esta Revisión se omiten los análisis detallados de los diferentes componentes de la demanda que justificaban su evolución, las consideraciones relativas a la estacionalidad y modulación de la demanda, así como la distribución regional de los consumos. En el caso concreto de los ciclos combinados,

tampoco se indica la evolución prevista de potencia instalada, ni las hipótesis o fuentes de información utilizadas para la determinación del consumo.

Demanda punta de gas natural

A continuación, se realiza una comparación del grado de ajuste con la realidad de las puntas de demanda previstas inicialmente en el documento de Planificación de 2002. Según se aprecia en el cuadro 3.5, las puntas reales fueron prácticamente iguales a las previstas en la Planificación para el periodo 2002-2004.

	Demanda punta total		
	Prevista en 2002 [GWh/día]	Real [GWh/día]	Diferencia (real/prev)
2002	1.116	1.137	1,8%
2003	1.244	1.246	0,1%
2004	1.477	1.503	1,8%

Cuadro 3.5. Evolución de las puntas de demanda reales frente a las previstas hasta 2004.

NOTA.: Como puntas reales se han incluido las de los periodos invernales iniciados en cada año. Es decir, que la punta real de 2002 corresponde a la del invierno 2002/2003, y así sucesivamente.

En el documento de Revisión ha tenido lugar una modificación sustancial de las puntas previstas inicialmente en la Planificación de 2002. Concretamente, para el periodo 2005-2007 los valores de demanda punta han sido revisados a la baja, mientras que para el periodo 2008-2011 éstos se han visto incrementadas de forma notable, alcanzando, en el año 2011, un valor superior en un 30% al previsto inicialmente. Según se aprecia en la gráfica 3.1, esta variación en la previsión de las puntas se debe esencialmente al sector de generación eléctrica en base a ciclos combinados, ya que no se observan modificaciones relevantes de los sectores doméstico-comercial e industrial, representados de forma conjunta dentro del consumo convencional.

Según la información manejada por ENAGAS, la punta total de demanda prevista para el invierno 2005/2006 se estima en 1.797 GWh/día, que supone un incremento del 19,6% respecto a la punta registrada en el invierno anterior. Éste valor está próximo al considerado en el documento de Revisión de la Planificación, que para el año 2005 se estima en unos 1.700 GWh/día.

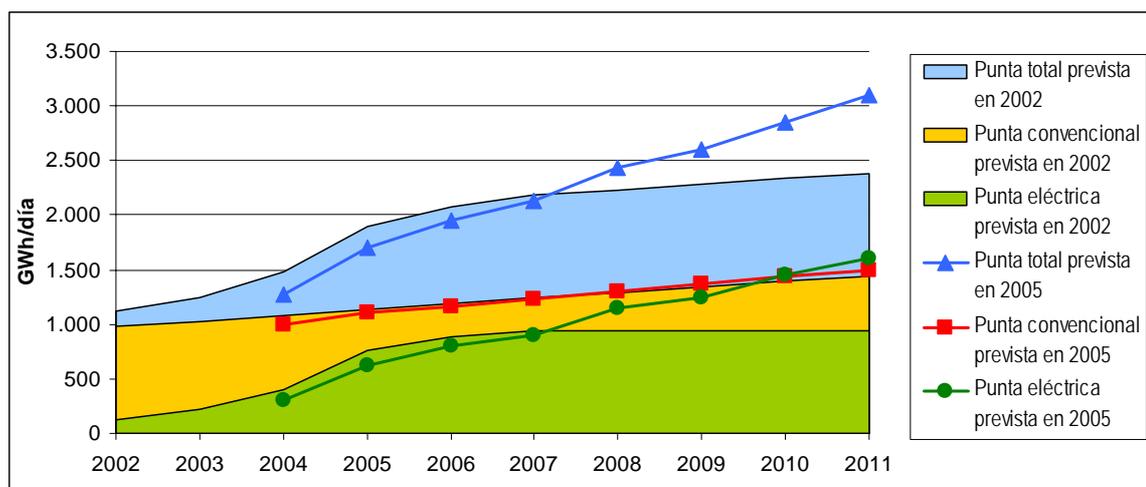


Gráfico 3.1. Evolución de la demanda punta en el periodo 2002-2011 por sectores. Planificación inicial vs. Revisión.

Los criterios utilizados para la determinación de la demanda punta son los mismos que en la Planificación de 2002, esto es, un factor de carga de 1,55 para el cálculo de la punta de demanda convencional y un coeficiente de simultaneidad del 100% para el de la punta debida a los grupos de ciclo combinado, con un consumo nominal por grupo de 400 MW, de unos 18 GWh/día.

Teniendo en cuenta que la demanda convencional apenas registra variación, el análisis se centra, a continuación, en la punta debida a las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, cuya variación es muy significativa respecto a la previsión inicial de 2002.

Según se observa en la gráfica 3.1, si bien inicialmente (según la Planificación de 2002) se preveía un fuerte incremento de la punta debida a los ciclos combinados en el periodo inicial del horizonte temporal de la Planificación, se estimaba un estancamiento del incremento de ésta para el periodo 2007-2011. No obstante, en la nueva Revisión se contempla un crecimiento lineal e importante de la punta de consumo de centrales de producción eléctrica, que en el año 2011 supera en un 70% a la prevista anteriormente en la Planificación de 2002. Cabe señalar también que la punta debida a los ciclos combinados sería superior a la del sector convencional a partir del año 2010.

Dado que la actividad de generación eléctrica no está sometida a la Planificación vinculante y la instalación de nuevas centrales de generación depende exclusivamente de la libre decisión empresarial, estas previsiones de punta deben de haberse llevado a cabo

teniendo en cuenta los calendarios de incorporación de nuevos proyectos de ciclo combinado considerados por sus promotores. Se ha deducido el programa de incorporación de grupos en el horizonte de la Planificación, en función de la potencia instalada incluida en las simulaciones de la Revisión.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nº de ciclos previstos según la Planificación de 2002	42	51	54	54	55	55	55
Nº de ciclos previstos según la Revisión de la Planificación de 2005	34	44	49	64	70	82	91

Cuadro 3.6. Previsión de incorporación de grupos de 400 MW de ciclo combinado en Planificación inicial de 2002 vs. Revisión de 2005.

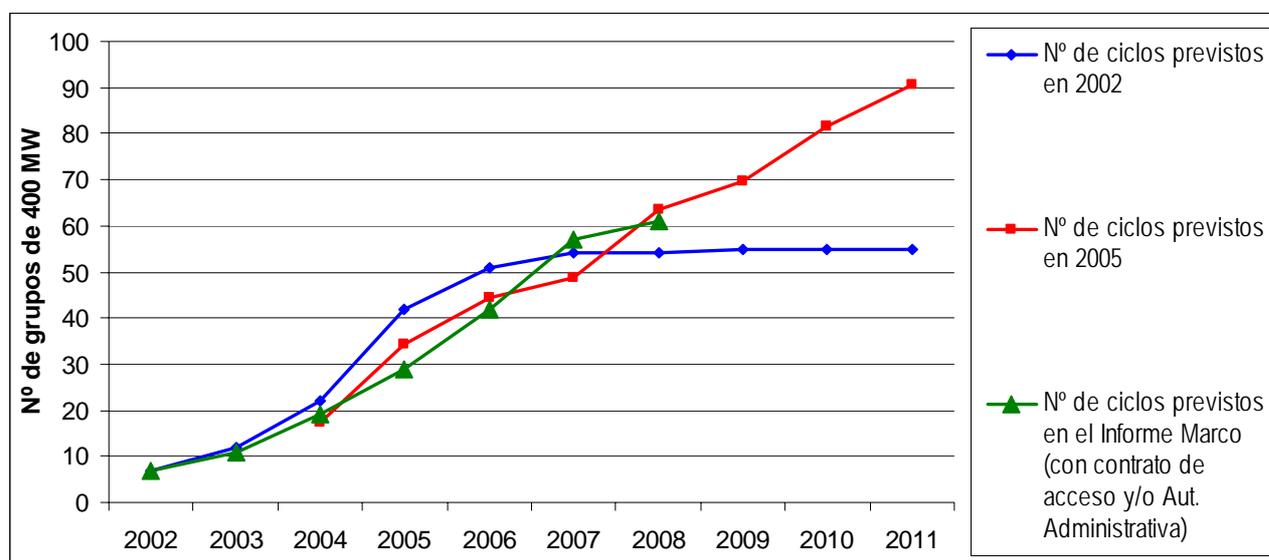


Gráfico 3.2. Previsión de incorporación de grupos de ciclo combinado en Planificación inicial vs. Revisión e Informe Marco de 2004.

Según se observa en la grafica 3.2, la senda de incorporación de ciclos considerada en el Informe Marco de 2004⁴ es muy similar a la prevista en la Revisión, hasta el año 2008, fecha límite del horizonte temporal del Informe Marco. No obstante, cabe señalar que, teniendo en cuenta la senda de incorporación de ciclos considerada en la Revisión, el número medio de horas de funcionamiento a potencia nominal de cada grupo se reduce progresivamente, alcanzando hacia el final del periodo valores próximos a las 2.500 horas equivalentes.

⁴ Informe anual elaborado por esta Comisión a partir de la información aportada por los diversos agentes que participan en los mercados eléctrico y gasista. La edición de 2004 consideraba como horizonte temporal de estudio el periodo 2004-2008. Para el cálculo se tuvieron en cuenta únicamente aquellos proyectos que contaban con contrato de acceso al sistema gasista firmado y/o con Autorización Administrativa, por considerarlos un indicativo suficiente del grado de firmeza del proyecto,

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nº de ciclos previstos según la Revisión de la Planificación de 2005	34	44	49	64	70	82	91
Demanda anual de gas para los ciclos combinados [GWh/año]	112.000	121.000	123.000	133.000	144.000	150.000	169.000
Demanda punta debida al funcionamiento simultáneo del 100% de los ciclos [GWh/h]	25,8	33,3	36,6	47,7	52,2	61,2	67,9
Nº de horas de funcionamiento medio de cada grupo de 400 MW, a potencia nominal	4.335	3.630	3.360	2.787	2.758	2.450	2.488

Cuadro 3.7. Estimación del número medio de horas de funcionamiento de los ciclos combinados previstos en la Revisión de la Planificación de 2005.

Dado que, como ya se ha mencionado, la instalación de nueva capacidad de generación depende exclusivamente de la libre decisión empresarial de sus promotores, la determinación final de la ejecución efectiva de los proyectos se tomará en base a la rentabilidad de los mismos que, en gran medida, dependerá del número de horas de funcionamiento de cada central. La previsión de un reducido número de horas de funcionamiento puede hacer económicamente inviable la ejecución de los proyectos y, por lo tanto, la decisión final de no llevar a cabo los mismos, reduciendo así las previsiones iniciales de instalación de nueva potencia. En línea con lo anterior, cabe destacar la coincidencia de varios miembros del Consejo Consultivo en manifestar sus dudas sobre la instalación final de todos los proyectos de ciclo combinado considerados en las simulaciones.

En cualquier caso, se aprecia una incoherencia en el documento en los valores de potencia de ciclos combinados prevista para 2007 y 2011. Por un lado, en las simulaciones incluidas en el epígrafe 11.3.2 se ha considerado una potencia instalada de 19.525 MW y 36.221 MW en 2007 y 2011 respectivamente, mientras que, por otro lado, en la página 39, se indica que la potencia estará comprendida entre 17.600 y 19.500 en 2007 y entre 24.000 MW y 35.000 MW en 2011.

	2004	2005	2007	2011
MW de potencia eléctrica total instalada	66.784	69.908	80.192	94.802
MW de potencia eléctrica total disponible	42.502	45.100	51.210	58.780
MW de potencia eléctrica instalada en base a ciclos combinados	7.600	13.600	19.525	36.221

Cuadro 3.8. Porcentaje de potencia en base a ciclos combinados frente a la total eléctrica instalada y disponible.

Se aprecia también que la ejecución de todos los proyectos de ciclo combinado en el horizonte temporal considerado, supondría un crecimiento considerable de la participación de dicha tecnología en el mix de generación nacional.

La previsión de nuevas infraestructuras de transporte gasista debe tener también en cuenta la ubicación de los nuevos ciclos, cuya punta, como ya se ha dicho, superará a la conjunta del resto de los sectores a partir de 2010 según las previsiones del documento de Revisión. Por lo tanto, es esencial contar con la información más ajustada a la realidad final posible. Todo ello con objeto de dimensionar correctamente la red de transporte, de forma que se disponga de la capacidad suficiente para dar cobertura a la demanda con los criterios de seguridad asumidos en la Planificación, pero sin dar lugar a los usuarios a un sobre-coste derivado de una posible estimación ineficiente de instalación de nueva capacidad de transporte de gas como consecuencia de la previsión errónea de instalación de nueva capacidad de generación en base a ciclos combinados.

Previsión de la demanda extrapeninsular

En el caso de las Islas Baleares, en el nuevo documento de Revisión se hace referencia a que *“se mantiene la previsión de demanda incluida en la planificación vigente; con fecha objetivo de llegada del gas natural a Mallorca e Ibiza en el año 2008”*, retrasando así un año la fecha de inicio de suministro de gas natural al archipiélago. No obstante, se ha observado que la demanda consignada en la tabla 9.3 del citado documento no coincide exactamente con la demanda prevista en la Addenda de la Planificación⁵, aunque se haga referencia al mantenimiento de la previsión de la Planificación. La diferencia es significativa en el último año del horizonte temporal, 2011, siendo el valor de la nueva demanda cercano al doble de la estimada inicialmente, sin que se justifique tal diferencia.

Por otro lado, en el caso de las Islas Canarias, la introducción del gas natural en las islas de Gran Canaria y Tenerife se retrasa desde el año 2006, previsto en la Planificación de 2002, hasta los años 2009 y 2010 respectivamente, en los que tendrá lugar la puesta en marcha de sendas plantas de regasificación. En el documento de Revisión de la Planificación se prevé, en la isla de Tenerife, una demanda muy similar, debida casi

⁵ Addenda de la Planificación de los sectores de electricidad y gas. Infraestructuras para el abastecimiento energético de las Islas Baleares, aprobada por el Consejo de Ministros el 5 de diciembre de 2003.

exclusivamente al mercado eléctrico, mientras que, en la isla de Gran Canaria se ha revisado al alza la previsión del consumo debido al mercado eléctrico, y se han eliminado los consumos convencionales, que anteriormente suponían un 18% del gas consumido en esta isla. No se acompaña justificación de tales modificaciones ni se indica las fuentes de procedencia de los nuevos datos considerados.

3.3.4 Consideraciones sobre los criterios de cobertura

De igual manera que en la Planificación de 2002, en el documento de Revisión se incluyen, en este apartado, los criterios para la cobertura de la demanda, en base a los cuales se realiza la previsión de las nuevas necesidades de infraestructuras de transporte gasista. No obstante, se ha retirado el epígrafe sobre los *“precios de los abastecimientos”*, medida que se considera apropiada porque, si bien el objeto esencial de la planificación obligatoria es asegurar la cobertura de la demanda con unas condiciones de seguridad adecuadas y al menor coste posible, no procede la realización de un análisis de los factores que influyen en la formación de los precios del gas natural en este apartado, sino el enunciado y justificación de los propios criterios de cobertura asumidos.

Como novedad, se ha incluido un nuevo epígrafe dedicado a los *“Criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL”*, que viene a completar a los criterios específicos para los gasoductos de transporte, gasoductos dedicados al suministro de una zona geográfica y almacenamientos subterráneos, ya contemplados en la Planificación de 2002. En él se recoge, como pauta principal, la necesidad de disponer de entre nueve y once días de la capacidad nominal de producción de cada planta para permitir simultáneamente la operación normal de la planta y para hacer frente a posibles contingencias meteorológicas, de forma que la tendencia de todas las plantas en el futuro sea la de disponer de unos 10 días de autonomía, a excepción de la de Reganosa, para la que se prevé una autonomía de unos 20 días. No obstante, en el documento de Revisión no se justifica el criterio de una mayor autonomía en la planta de Reganosa y se omite la representación de la evolución de los días de autonomía de ésta en el Gráfico 10.1.

El establecimiento de este incremento de la capacidad de almacenamiento de GNL de las plantas de regasificación se sitúa en línea con las observaciones realizadas por esta

Comisión en el Informe Marco de 2004, en el cual se hacía referencia a la vulnerabilidad frente a contingencias externas o internas al sistema, en particular por la poca autonomía de los tanques de almacenamiento de GNL, resuelto temporalmente con la contratación de un buque de apoyo en las cercanías de las plantas de ENAGAS durante el invierno. El incremento de la autonomía de funcionamiento de las plantas de regasificación revertirá en una mayor seguridad de suministro para el sistema y debería evitar en el futuro la necesidad de contratar almacenamientos flotantes durante los meses más críticos del año.

Desaparece también la indicación relativa al mantenimiento de la participación de ambos tipos de suministro, GN y GNL, por encima de un tercio del total, lo cual se considera apropiado, dado que tal proporción no venía apoyada por estudios concretos. Debería ser el propio desarrollo del mercado el que diera lugar a la determinación del valor óptimo de participación de una y otra forma de suministro, como resultado de la búsqueda del mejor precio y de la garantía de suministro en cada momento.

Por otro lado, el objetivo de un coeficiente de sobrecapacidad del 10% como margen de seguridad para asegurar la cobertura, de forma equivalente al coeficiente de sobrecapacidad de potencia instalada manejado típicamente en el sector eléctrico, se considera apropiado, como ya ha sido indicado por esta Comisión en ocasiones anteriores. Asimismo, se considera adecuado el criterio de fallo de una cualquiera de las entradas, que permite analizar la sustitución de éstas en base a un incremento en la utilización de las demás entradas y a un mallado suficiente del sistema.

En relación con los criterios relativos a los almacenamientos subterráneos, además de por motivos estratégicos y de seguridad, sería necesario resaltar también la necesidad de disponer de estas infraestructuras para la modulación y ajuste de la oferta y la demanda, así como para flexibilizar la operación de los agentes que participan en el mercado gasista.

La reducida capacidad de almacenamiento subterráneo actual es uno de los problemas del sistema gasista español. El desarrollo de nuevos almacenamientos es una actividad que requiere fuertes inversiones y largos períodos de tiempo de investigación y desarrollo.

El importante crecimiento esperado de la demanda de gas requiere un desarrollo equivalente de la capacidad de almacenamiento. Este desarrollo no se está produciendo en la actualidad, lo que agrava el déficit de capacidad de almacenamiento de nuestro sistema y empeora la seguridad del mismo, teniendo en cuenta la dependencia externa de nuestros aprovisionamientos de gas. En consecuencia, requiere promover el estudio y desarrollo de estructuras que puedan resultar viables y adecuadas para el sistema gasista.

Asimismo, se debería hacer mención de la importancia de la ampliación no sólo de la propia capacidad de almacenamiento, sino también de la capacidad de inyección y, sobre todo, de extracción de los almacenamientos subterráneos, que permitan tener disponible el gas natural almacenado para hacer frente a contingencias externas a nuestro sistema gasista.

Finalmente, cabe indicar que no se ha incluido la referencia a los criterios relativos a la definición de las zonas de gasificación prioritaria. Según se indica en el artículo 4 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, apartado 3.e:

“3. Dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos:

[...]

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.”

3.3.5 Consideraciones sobre las infraestructuras

De forma previa a las consideraciones más concretas sobre las infraestructuras incluidas en este documento de Revisión de la Planificación, se estima conveniente hacer una apreciación general, relativa a la forma de adjudicación de las infraestructuras de transporte incluidas en la Planificación. Según se indica en el artículo 71 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural:

“Artículo 71. Forma de autorización de las nuevas instalaciones de la red básica de gas natural.

1. Las autorizaciones administrativas de las nuevas instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural, contempladas en la planificación en materia de hidrocarburos prevista en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, deberán ser otorgadas preferentemente por el sistema de concurrencia, conforme a lo previsto en el presente Real Decreto, mediante concurso público promovido y resuelto por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, de forma que se garantice su transparencia, objetividad y libre concurrencia.

2. No obstante lo anterior, y con carácter excepcional, las empresas interesadas en acometer alguna nueva instalación de la red básica de gas natural, por considerar justificada la necesidad de la misma, para la que no se hubiese iniciado aún el procedimiento de concurrencia a que se hace referencia en el punto anterior, podrán solicitar les sea otorgada de forma directa la autorización de dicha instalación.

[...]”

En consecuencia con ello y siempre que las circunstancias así lo permitan, se debería proceder al pronto desarrollo y convocatoria de los procedimientos de concurrencia anteriormente referidos, convirtiéndose éste en el mecanismo más habitual de autorización de instalaciones, ya que la legislación contempla la opción de autorización de forma directa de forma excepcional. El mecanismo de concurrencia, debería permitir que se determinase el ganador de la oferta de forma transparente, no discriminatoria y ágil, de modo que este procedimiento no supusiera un retraso significativo para el inicio de la construcción de los proyectos, presentando la hipotética ventaja de que existiese competencia y, por tanto, un menor coste de la infraestructura sobre el valor estándar reconocido de los activos. Hasta la fecha, no se ha adjudicado ninguna infraestructura a través del procedimiento de concurrencia y, según el documento de Revisión, únicamente está pendiente la decisión sobre la forma de autorización de ocho infraestructuras.

Dados los retrasos observados en las previsiones de construcción de nuevas infraestructuras, puestos de manifiesto mediante la comparación de las fechas recogidas en el documento de Revisión de 2005 y en el de Planificación de 2002, así como a través de los sucesivos informes de Seguimiento de infraestructuras publicados semestralmente por esta Comisión, se considera preciso un mayor grado de compromiso por parte de todos los agentes, con el objeto de dar cumplimiento a los objetivos marcados por la Planificación.

Por un lado, en lo que concierne a los trámites administrativos, la propia Administración debería agilizar todos los procesos relativos a la evaluación y aprobación de los proyectos, para no demorar el inicio de la construcción de los mismos.

Por otro lado, los promotores de los proyectos (bien asignados a través del procedimiento de concurrencia, bien asignados de forma directa) deberían ser lo más diligentes posibles, tanto a la hora de tramitar las solicitudes de autorización, como en la ejecución de los proyectos.

En este sentido, podría ser positiva la introducción de compromisos de cumplimiento de los plazos de ejecución de los nuevos proyectos, desincentivando así la acumulación de retrasos en las infraestructuras planificadas. Esto, unido al incremento de la periodicidad con que se realicen futuras revisiones, podría dar lugar a un mayor grado de ajuste de la realidad a las previsiones, permitiendo anticipar de forma eficiente las nuevas necesidades de infraestructuras del sistema.

El documento de Revisión de la Planificación ha incluido en su capítulo 11 un nuevo epígrafe en el que se recoge información sobre diversas simulaciones realizadas sobre el funcionamiento del sistema para cada uno de los años del periodo 2007-2011, bajo las hipótesis de fallo total de una de las entradas en época invernal y ola de frío. La inclusión de esta información completa⁶, no contenida en el documento de Planificación de 2002, se estima que sería positiva para la valoración de la adecuación de la planificación. No se trataría de realizar un análisis exhaustivo de cada simulación o incluir en el propio cuerpo del documento todas las alternativas y documentación adicional consideradas, pudiendo detallar éstos en una memoria explicativa de la propuesta de documento de planificación o, en su caso, revisión.

Plantas de regasificación

Tal y como se ha venido poniendo de manifiesto a través de los sucesivos informes de seguimiento de infraestructuras, publicados con periodicidad semestral por esta Comisión, se han detectado variaciones en parte de los proyectos de incremento de capacidad o de

⁶ Las gráficas que se recogen deberían incluir más detalles sobre caudales vehiculados y presiones, para que pudieran ser de mayor utilidad al lector del documento.

nuevas plantas de regasificación, considerados inicialmente en el documento de Planificación de 2002.

En relación con la capacidad de emisión, ésta se incrementa en 300.000 m³(n)/h en Barcelona (150.000 m³(n)/h estaban clasificados como tipo C en la Planificación). Se incrementa en 400.000 m³(n)/h en Bilbao y Sagunto. Se incluye la nueva planta del Musel, con una capacidad de emisión de 800.000 m³(n)/h. Se reduce en 50.000 m³(n)/h en la planta de Huelva. Se reduce en unos 400.000 m³(n)/h en Mugarodos (capacidad que en documento de Planificación estaba clasificada con prioridad C). Y se reducen 60.000 m³(n)/h en las plantas de Gran Canaria y Tenerife. Es decir, que la capacidad de emisión de las plantas peninsulares se incrementa de forma significativa, en 1.300.000 m³(n)/h, y la de las insulares se reduce en 120.000 m³(n)/h.

En relación con la capacidad de almacenamiento de GNL, desaparece el proyecto del 9º tanque de GNL, de 150.000 m³, de la planta de Barcelona. Se incrementa la capacidad de almacenamiento de Bilbao y Sagunto en 300.000 m³ (dos nuevos tanques de 150.000 m³ en cada una). Y se incluye la nueva planta del Musel, con una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ de GNL. Es decir, que la capacidad de almacenamiento de GNL de las plantas peninsulares se incrementa de forma significativa, en 750.000 m³.

Conviene apuntar que las fechas de puesta en marcha de las infraestructuras ya consideradas en la Planificación de 2002 en general se retrasa, excepto tres de los proyectos de incremento de la capacidad de emisión de las plantas de Cartagena y Barcelona.

Como ya se ha indicado anteriormente y se puede apreciar en el cuadro 3.9 siguiente, la tendencia de todas las plantas en el futuro es la de disponer de unos 10 días de autonomía, a excepción de la de Mugarodos, que alcanzaría una autonomía de unos 23 días a lo largo de todo el periodo 2007-2011.

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Barcelona	Cap. de emisión [m ³ (n)/h]	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000
	Cap. de almac. GNL [m ³]	390.000	390.000	540.000	540.000	610.000	680.000	680.000
	Días autonomía	5,8	5,8	8,0	6,8	7,6	8,5	8,5
Cartagena	Cap. de emisión [m ³ (n)/h]	900.000	1.200.000	1.200.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000
	Cap. de almac. GNL [m ³]	290.000	290.000	290.000	440.000	440.000	590.000	590.000
	Días autonomía	7,9	5,9	5,9	7,9	7,9	10,7	10,7
Huelva	Cap. de emisión [m ³ (n)/h]	1.050.000	1.200.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000
	Cap. de almac. GNL [m ³]	310.000	460.000	460.000	460.000	610.000	610.000	610.000
	Días autonomía	7,2	9,3	8,3	8,3	11,0	11,0	11,0
Bilbao	Cap. de emisión [m ³ (n)/h]	800.000	800.000	800.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000
	Cap. de almac. GNL [m ³]	300.000	300.000	300.000	450.000	450.000	600.000	600.000
	Días autonomía	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	12,2	12,2
Sagunto	Cap. de emisión [m ³ (n)/h]		800.000	1.000.000	1.000.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000
	Cap. de almac. GNL [m ³]		300.000	300.000	300.000	450.000	450.000	600.000
	Días autonomía		9,1	7,3	7,3	9,1	9,1	12,2
Mugarodos	Cap. de emisión [m ³ (n)/h]			322.500	322.500	322.500	322.500	322.500
	Cap. de almac. GNL [m ³]			300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
	Días autonomía			22,7	22,7	22,7	22,7	22,7
Musel	Cap. de emisión [m ³ (n)/h]						800.000	800.000
	Cap. de almac. GNL [m ³]						300.000	300.000
	Días autonomía						9,1	9,1
Total	Cap. de emisión [m ³ (n)/h]	4.400.000	5.650.000	6.322.500	7.172.500	7.372.500	8.172.500	8.172.500
	Cap. de almac. GNL [m ³]	1.290.000	1.740.000	2.190.000	2.490.000	2.860.000	3.530.000	3.680.000
	Días autonomía	7,1	7,5	8,4	8,5	9,5	10,5	11,0

Cuadro 3.9. Evolución de la capacidad de regasificación, de almacenamiento de GNL y de los días de autonomía de las plantas de regasificación peninsulares

Como comentario específico al incremento de la capacidad de entrada en base a plantas de regasificación, cabe hacer mención de la nueva planta de El Musel, situada en Asturias. Este proyecto no estaba considerado en la Planificación de 2002 y aparece en esta Revisión sin venir acompañado de ninguna argumentación que justifique los criterios seguidos (económicos, por seguridad, etc.) para su inclusión en la planificación como alternativa al incremento de la capacidad de otras plantas ya existentes o incluidas en la Planificación con anterioridad.

En consecuencia, se debería incluir la motivación de esta elección que justifique su adopción en detrimento de otras posibilidades. A modo de ejemplo, se desconoce el análisis, tanto técnico como económico, de las ventajas e inconvenientes de ésta en comparación con el funcionamiento del sistema en caso de incrementar la capacidad de regasificación y almacenamiento de la planta de Mugarodos en un valor equivalente y realizar los oportunos refuerzos en la red de transporte.

Por otro lado, se observa un incremento de la capacidad de emisión de la planta de Barcelona, que al final del horizonte registra una capacidad de regasificación significativamente mayor que el resto de las plantas. Cabe recordar que, en relación con el documento de planificación de 2002, se ha incrementado en 300.000 m³(n)/h la capacidad de emisión de esta planta y se ha eliminado el proyecto de construcción del 9º tanque de GNL lo que daría lugar a una autonomía de 8,5 días en 2011, inferior a la de las demás plantas. El dimensionado de la planta de Barcelona muy por encima de los valores contemplados en otras daría lugar a cierto grado de “desequilibrio” entre las entradas, que implicaría una mayor vulnerabilidad del sistema en dicho punto y una mayor inversión en infraestructuras de transporte que garantizara la cobertura de la demanda en caso de fallo de esta entrada. Por lo tanto, se debería incluir en el documento la justificación que apoya la determinación del incremento de capacidad en esta infraestructura por encima de la media de las demás plantas. En este sentido, podría considerarse como opción al aumento de Barcelona, el mayor dimensionamiento de Sagunto o Bilbao.

Asimismo, se ha detectado una incongruencia de valores, entre las tablas 11.8 y 11.11. En la primera de ellas se indica una capacidad de emisión para Mugaros de 412.800 m³(n)/h, mientras que en la segunda la capacidad de regasificación que figura es de 322.500 m³(n)/h.

Almacenamientos subterráneos

La elevada dependencia exterior de aprovisionamientos de gas del sistema español obliga al sistema español a tener reservas estratégicas de gas. Si bien las propias plantas de regasificación se están dimensionando para tener una capacidad importante de almacenamiento, son necesarias además capacidades de almacenamiento subterráneo en consonancia con los niveles crecientes de demanda previstos. En lo que va de década la demanda de gas en nuestro país ha sufrido un aumento espectacular (la demanda de 2005 casi duplica la registrada en el año 2000), mientras que la capacidad de almacenamiento subterráneo ha permanecido prácticamente constante. Esto quiere decir que los días de almacenamiento han disminuido, y continuarán disminuyendo, de acuerdo a las previsiones.

En relación con la planificación de 2002 se advierte un notable retraso de los proyectos de almacenamiento subterráneo considerados. Según se aprecia en el cuadro 3.10, se ha llevado a cabo únicamente uno de los proyectos considerados, la ampliación de la capacidad de extracción en Serrablo. En cuanto al resto, el proyecto de Yela (antes Santa Bárbara) se retrasa cuatro años, hasta 2009, el de Reus cinco años, hasta 2011, mientras que el de Sariñena, que se preveía para 2006, se ha descartado. Cabe destacar como positiva la concreción de los proyectos de conversión de los yacimientos de Marismas y Poseidón en almacenamientos de gas natural, así como la ampliación de Gaviota.

Nombre del proyecto	Fecha de puesta en marcha según la Planificación de 2002	Fecha de puesta en marcha según la Revisión de 2005
Ampliación capacidad extracción en Serrablo	Finalizado	
Almacenamiento subterráneo de Yela (Santa Bárbara)	2005	2009
Almacenamiento subterráneo de Sariñena	2006	Descartado
Almacenamiento subterráneo de Reus	2006	2011
Almacenamiento subterráneo de Castor	Sin datos	2009
Almacenamiento subterráneo de Marismas (Fase I)	(No contemplado)	2005
Almacenamiento subterráneo de Marismas (Fase II)	(No contemplado)	2009
Almacenamiento subterráneo de Poseidón	(No contemplado)	2009
Almacenamiento subterráneo de Gaviota	(No contemplado)	2009

Cuadro 3.10. Fechas de puesta en marcha de las infraestructuras de almacenamiento en la Planificación de 2002 y en la Revisión de 2005.

En la planificación del año 2002 se preveía disponer del Almacenamiento de Yela, el primero en desarrollarse, en el año 2005 y otros dos en el año 2006 con una capacidad de 3 bcm de volumen útil, que sería más del doble de la existente en la actualidad (1,4 bcm) . En esta revisión de la planificación se prevé para 2006 sólo la entrada de Marismas con 0,3 bcm, retrasándose hasta 2009 la puesta en marcha del resto de los proyectos. De estos, sólo los antiguos yacimientos de gas, Marismas, Gaviota (2009) y Poseidón (2009) estarían en condiciones de producir gas en el horizonte de esta planificación, incrementando la capacidad hasta los 2,7 bcm. Los nuevos almacenamientos subterráneos, como Yela y Castor, no entrarían en operación hasta pasado el 2011.

En consecuencia, la planificación original preveía disponer de nueva capacidad de almacenamiento subterráneo en el año 2005, pero según esta revisión, la puesta en marcha de los nuevos proyectos no tendrá lugar, al menos, hasta el año 2009, con la excepción de la primera fase de Marismas.

Por tanto, y de acuerdo con los criterios de diseño de los almacenamientos subterráneos puestos de manifiesto en el documento de Revisión de la Planificación, se debe promover el estudio y desarrollo de la mayoría de las estructuras que, a priori, puedan resultar viables. En consecuencia, todos aquellos proyectos que hayan demostrado ser viables deberían tener la misma categoría y ser desarrollados lo más pronto posible, es decir, deberían ser calificados como “A Urgente”. Este debería ser el caso del almacenamiento de Castor. En el almacenamiento de Castor también parece existir un error en la tabla 11.9, en el volumen operativo, ya que, según la información aportada por uno de los miembros del Consejo Consultivo, éste está previsto en $1.300 \text{ Mm}^3(\text{n})$.

Por otro lado, los análisis de capacidad de almacenamiento deberían venir acompañados también de análisis de capacidades de extracción, simulando las necesidades de extracción de las reservas acumuladas bajo las distintas hipótesis de funcionamiento del sistema.

Conexiones internacionales por gasoducto

A continuación se realizan una serie de apreciaciones sobre la disponibilidad de las capacidades de las entradas por gasoducto contempladas en el documento de Revisión, que afectarían al análisis posterior de la cobertura de la demanda.

En el documento, la conexión internacional de Badajoz se considera como una entrada al sistema durante el periodo 2005-2011, con una capacidad de transporte de $150.000 \text{ m}^3(\text{n})/\text{h}$. No obstante, esta conexión viene funcionando como una salida del sistema español, ya que a través de ella se conduce el gas procedente del gasoducto del Magreb con destino el mercado portugués. A pesar de que puedan tener lugar intercambios en Badajoz, de gas introducido a través de la planta de Sines con el gas natural procedente del sur de Francia, según indicaciones de ENAGAS, estaría condicionado a los necesarios acuerdos de intercambios comerciales y/o condiciones técnicas necesarias. Por lo tanto, no parece que esta interconexión pueda considerarse como una entrada a efectos de cálculo de la cobertura de la demanda, por criterio de prudencia y dado también que en las publicaciones de capacidad realizadas periódicamente por ENAGAS no se tiene en cuenta como punto de entrada.

La interconexión de Tuy figura con una capacidad de 100.000 m³(n)/h durante los años 2005 y 2006 reduciéndose posteriormente hasta 40.000 m³(n)/h hasta el final del periodo. Se desconoce la causa a que obedece ese incremento temporal de capacidad. Por otro lado, ENAGAS publica una capacidad disponible en Tuy de valor 64.583 m³(n)/h, indicando que *“La entrada en servicio de la Planta de regasificación de Sines en el Sistema de Portugal permite un aumento de 1,55 Mm³(n)/día adicionales en la conexión de Tuy, para lo cual la compañía solicitante deberá aportar el correspondiente certificado de aumento de presión en la frontera hispano-portuguesa aportado por el operador portugués”*.

La conexión internacional con Francia por Irún se contempla como una entrada a nuestro sistema por el valor total de su capacidad prevista. No obstante, y aunque esta interconexión esté proyectada para trabajar en ambas direcciones, como entrada o como salida, se estima que funcione primordialmente como salida de gas hacia el país vecino, con lo cual su capacidad de transporte, o al menos parte de la misma, puede no estar disponible para atender el consumo nacional y, en particular, las puntas de demanda. A efectos de cobertura, podría tener que computarse como una salida del sistema y no como entrada.

Finalmente, en relación con todos los proyectos de incremento futuro de la capacidad de interconexión con Francia, tanto a través de Irún, como de Larrau o por Cataluña, se debería mantener una estrecha comunicación con el país vecino, de forma que se coordinen de forma eficiente las actuaciones necesarias a ambos lados de la frontera, permitiendo al sistema disponer de las nuevas capacidades efectivas en las fechas previstas. Así por ejemplo, se está dimensionando el Martorell-Figueras en 36” en previsión de una hipotética conexión con Francia. No se tiene noticia de que el operador francés tenga previsto ningún desarrollo en el otro lado de la frontera.

Es necesario tener también en cuenta el comentario de la Generalitat de Catalunya sobre la gasificación del Valle de Arán que debe ser alimentado, por sus características geográficas, desde la red de gasoductos del sur de Francia mediante una conexión internacional.

Otras infraestructuras de transporte

Tal y como se ha venido poniendo de manifiesto a través de los sucesivos informes de seguimiento de infraestructuras, se ha detectado, al igual que en el caso de las plantas de regasificación, un retraso de parte de los proyectos de construcción de nuevos gasoductos y estaciones de compresión, considerados inicialmente en el documento de Planificación de 2002.

En el epígrafe 11.11 del documento de revisión, relativo a los gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema, debería diferenciarse claramente entre las infraestructuras incluidas originariamente en la planificación de 2002 y las nuevas. En el caso de estas últimas, se deberían especificar los criterios que han dado lugar a la inclusión de las mismas en la Revisión (incremento de la demanda punta prevista, cambio en alguno de los criterios iniciales, etc.).

Nombre del proyecto	Fecha de puesta en marcha según la Planificación de 2002 (apdo. 11.3.2)	Fecha de puesta en marcha según la Revisión de 2005 (tabla 11.13)
Gasoducto Huelva Córdoba	Finalizado	
Desdoblamiento del gasoducto Córdoba - Madrid	Finalizado	
Gasoducto Alcázar de San Juan - L'Alcudia de Crespins (denominado en la revisión como Alcázar- Montesa)	2005	2007
Gasoducto Algete-Yela	2005	2009
Duplicación Caspe-Tivissa	2006	2008
Gasoducto a los pozos de Jaca	Finalizado	
Gasoducto Treto-País Vasco	2006	2007
Gasoducto Lemona-Haro	2006	2007
Gasoducto a almacenamiento de Reus	2006	2011
Gasoducto Barcelona-L'Arbós-Tivissa ⁽²⁾	2005	2007
Gasoductos de conexión desde la Planta Mugaridos (incluye Mugaridos-Cabañas-As Pontes-Guitiriz, Cabañas-Betanzos-Abegondo y Abegondo-Sabón)	2005	2006
Gasoducto Llanera-Aboño	No se indica	2008
Ampliación Gasoducto Arrigorriaga-Santurce	Finalizado	
Interconexión gasista península-Baleares (incluye (los proyectos de Montesa-Denia y Denia-Baleares)	2007	2008
Medgaz: Almería-Lorca	2007 (incluido como C)	2008
Medgaz: Lorca-Chichilla	2007 (incluido como C)	2009
Duplicación Irún-Vergara	2006	2007
Duplicación Treto-Llanera. Incremento de capacidad en el Cantábrico	No se indica (incluido como C)	2009
Gasoducto Martorell Figueras	2007 (Barcelona-Frontera francesa)	2010
Gasoducto Figueras-Frontera francesa	2007 (Barcelona-Frontera francesa)	No se indica
Gasoducto de conexión de la planta de Sagunto a la red básica	(No contemplado)	2005
Asociado a la planta del Musel: Musel-Llanera	(No contemplado)	2010

Gasoducto Bermeo-Lemona	(No contemplado)	2009
Gasoducto Marismas-Almonte. Asociado al AASS de Marismas	(No contemplado)	2007
Conexión al AASS de Castor	(No contemplado)	2009
Duplicación Villapresente-Burgos. Incremento de capacidad en el Cantábrico	(No contemplado)	2010
Gasoducto de duplicación Castelnou-Tivissa	(No contemplado)	2008
Gasoducto de duplicación Paterna-Tivissa	(No contemplado)	2008
Gasoducto Zarza de Tajo-Yela	(No contemplado)	2009
Gasoducto Yela-Villar Arrendó	(No contemplado)	2009
Nuevo gasoducto Tivissa-Arbós	(No contemplado)	2010

Cuadro 3.11. Listado de gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema incluidos en la Planificación de 2002 y en la Revisión de 2005.

- (1) *En el listado relativo a la Planificación de 2002 se han excluido los proyectos relativos a ramales de suministro específico a ciclos combinados. Se incluyen también los gasoductos de la Addenda de Baleares.*
- (2) *En la Revisión de 2005 aparece el proyecto Barcelona-Martorell-Arbós previsto para 2007, así como el Arbós-Tivissa (en construcción).*

Cabe hacer mención de la necesidad de coordinar la construcción de infraestructuras que incrementan la capacidad de entrada con aquellos refuerzos de la red de transporte que posibiliten la correcta vehiculación de gas desde éstas hasta los puntos de suministro, optimizando así el uso de las infraestructuras.

En línea los comentarios realizados por varios de los miembros del Consejo Consultivo, se considera preciso tener en cuenta los efectos economía de escala en relación con la construcción de gasoductos, considerando además las elevadas previsiones de incremento de la demanda, así como la dificultad creciente para la obtención de todos los permisos de autorización de las infraestructuras, derivada ésta de mayores condicionantes medioambientales, dificultades para encontrar nuevos trazados factibles u otros motivos. En consecuencia, el dimensionamiento de los diámetros de los gasoductos debería ser suficiente para evitar la necesidad de duplicación de los mismos a corto plazo.

En este sentido llama especialmente la atención la aparición de la segunda duplicación del gasoducto Arbos-Tivissa, que ya se ha duplicado en el año 2005. Este tipo de situaciones debe evitarse, ya que cada vez es más difícil la construcción de nuevos gasoductos en zonas densamente pobladas y por otra parte, el coste es considerablemente más alto para el sistema.

También por este motivo, se cree necesario mantener el gasoducto Almería-Lorca-Chinchilla con un diámetro de 48 pulgadas, tal como estaba diseñado en el proyecto original, en lugar de lo propuesto en 40 pulgadas, que ya necesita una estación de compresión en Chinchilla. El coste de ambas soluciones es el mismo, y en cambio la capacidad de transporte de un gasoducto de 48" supera en más de un 50% a la de un gasoducto de 40". Debe no perderse de vista que la previsión de los promotores del gasoducto Medgaz es la de duplicar la capacidad recogida en el documento de Revisión a partir del 2015, hasta 16 bcm, lo que implicaría, con un gasoducto de 40" la necesidad de dos o tres estaciones de compresión en el tramo Almería-Chinchilla. Por otra parte, el tramo de gasoducto del proyecto Medgaz que se instalará en territorio Argelino será también de 48".

Entre las nuevas infraestructuras previstas destacan tres gasoductos de conexión con el futuro almacenamiento de Yela⁷. Todos están previstos para el año 2009, el mismo año en el que empezaría a inyectar gas el almacenamiento y tienen categoría A. Incluso el Algete-Yela tiene calificación de urgente. Es evidente que es necesaria una buena conexión de las infraestructuras de almacenamiento con el resto del sistema gasista, y sobre todo es imprescindible que no se retrase la entrada en operación de un almacenamiento, porque no esté disponible el gasoducto de transporte; pero no deja de ser menos cierto que los nuevos almacenamientos tienen todavía posibilidades de fracasar (Yela no es un antiguo yacimiento), y parece innecesario que se conecte con tres gasoductos el mismo año de su puesta en operación, cuando conforme a la Revisión de la planificación ni siquiera puede extraerse gas hasta pasado el 2011(estaría en fase de llenado hasta esa fecha). En consecuencia, podría ser más adecuado que alguno de los gasoductos se programase para más tarde y que se le diese la categoría de B, en función del éxito del almacenamiento.

En la misma línea, llama la atención que, por el contrario, el gasoducto de conexión con el almacenamiento de Castor se clasifica como B. Se estima necesario que su calificación sea A.

⁷ Se trata de los gasoductos Algete-Yela, Yela-Villar de Arnedo y Zarza de Tajo-Yela que totalizan 418 Km, en su mayoría, en 30".

Entre las alegaciones recibidas por parte de las Comunidades Autónomas, en concreto las de la Junta de Extremadura y el Gobierno del Principado de Asturias se realizan comentarios muy concretos sobre ciertas infraestructuras que deberían ser considerados. Nos referimos a los gasoductos Villafranca de los Barros-Jerez de los Caballeros y al Musel- Llanera (Tamón). Esta Comisión no dispone de información suficiente para poder tener opinión sobre la procedencia de incluir las modificaciones que señalan, en el documento de planificación.

Por otro lado, se observa un elevado número de infraestructuras aún pendientes de Autorización Administrativa, con fecha prevista de puesta en marcha 2006, lo cual no parece demasiado realista teniendo en cuenta los periodos típicos de ejecución de las mismas. En consecuencia, se debería actualizar la tabla 11.3 con fechas más probables, de acuerdo con la información más actualizada sobre cada proyecto de que se disponga.

3.3.6 Consideraciones sobre el análisis de cobertura de la demanda

A continuación se realiza un análisis del grado de cobertura de la demanda punta prevista, en el supuesto de contar con todas las infraestructuras de entrada y en el de fallo de la infraestructura de mayor capacidad de entrada, esto es, de la planta de regasificación de Barcelona. Para el estudio del primer supuesto, se han tenido en cuenta las apreciaciones sobre disponibilidad de la capacidad de las entradas por gasoducto manifestadas anteriormente, por esta Comisión, en este documento. Para el segundo caso, criterio N-1, se ha considerado la totalidad de las capacidades consignadas en el documento de Revisión de la Planificación, bajo el supuesto de poder hacer uso de las mismas en situaciones de emergencia, como es la de fallo de la principal entrada al sistema.

En el cuadro 3.12 se muestra el primero de los casos, suponiendo la disponibilidad normal de todas las entradas al sistema. En ella se observa un índice de cobertura que se sitúa en torno al 110% de la demanda punta estimada durante el periodo, variando entre un 106% en 2005 y el 119% alcanzado en 2010. Todo ello teniendo en cuenta de forma simultánea la cobertura de toda la demanda, es decir del 100% de los ciclos combinados y de la demanda convencional, sin haber sustraído de ésta los consumos interrumpibles

(no se dispone de estimaciones de evolución de estos consumos)⁸. Estas hipótesis son conservadoras, por lo que la cobertura podría ser superior.

m ³ (n)/h	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Plantas de regasificación	4.400.000	5.650.000	6.322.500	7.172.500	7.522.500	8.472.500	8.472.500
Conexiones internacionales	1.558.755	1.558.755	1.558.755	1.630.445	2.543.687	2.543.687	2.543.687
Almacenamientos subterráneos	525.000	591.667	591.667	591.667	708.333	1.125.000	1.125.000
CAPACIDAD TOTAL	6.483.755	7.800.422	8.472.922	9.394.612	10.774.520	12.141.187	12.141.187
Cobertura de la demanda punta estimada según la Revisión de 2005							
Demanda punta según Revisión de 2005	6.090.570	6.986.242	7.631.126	8.705.933	9.314.990	10.210.662	11.106.334
Índice de cobertura	1,06	1,12	1,11	1,08	1,16	1,19	1,09

Cuadro 3.12. Índices de cobertura según la previsión de demanda del documento Revisión de la Planificación, considerando las apreciaciones sobre disponibilidad de capacidades de entrada propuestas por esta Comisión.

Teniendo en cuenta el fallo de la planta de Barcelona, la cobertura sería prácticamente total durante todo el periodo, con valores comprendidos entre el 97% y 110%, salvo en 2005, año en que se cubriría únicamente un 87% de la demanda. Todo ello teniendo en cuenta la cobertura de la demanda convencional, considerando como interrumpible el 5% de ésta, y el suministro simultáneo en punta del 90% de los ciclos combinados.

M ³ (n)/h	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Plantas de regasificación	4.400.000	5.650.000	6.322.500	7.172.500	7.522.500	8.472.500	8.472.500
Conexiones internacionales	1.737.078	1.737.078	1.677.078	2.205.388	3.118.630	3.118.630	3.118.630
Almacenamientos subterráneos	525.000	591.667	591.667	591.667	708.333	1.125.000	1.125.000
CAPACIDAD TOTAL	6.662.078	7.978.745	8.591.245	9.969.555	11.349.463	12.716.130	12.716.130
CAPACIDAD TOTAL ante fallo de la principal entrada (N-1)	5.012.078	6.328.745	6.941.245	8.019.555	9.249.463	10.466.130	10.466.130
Cobertura de la demanda punta estimada según la Revisión de 2005							
Índice de cobertura en situación N-1	0,87	0,97	0,98	0,99	1,07	1,10	1,02

Cuadro 3.13. Índices de cobertura en situación de fallo de la principal entrada, según la previsión de demanda y capacidades de entrada propuestas en el documento Revisión de la Planificación.

La previsión de incorporación de nuevos ciclos combinados del documento de Revisión de la Planificación, que considera 91 grupos instalados en 2011, como ya se ha indicado anteriormente en este informe, daría lugar a valores medios próximos a las 2.500 horas equivalentes de funcionamiento de los grupos hacia el final del horizonte de previsión. En consecuencia cabría cuestionarse la ejecución final de todos los proyectos de ciclo

⁸ Dada la reciente publicación de la Oren ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones, en la que se introduce el peaje de transporte interrumpible, podría ser apropiado realizar el análisis de cobertura considerando este factor de interrumpibilidad. Con ello, se mitigaría la necesidad de cubrir el 100% de la demanda punta, convencional y de ciclos combinados, estando además ésta última sujeta a un elevado grado de incertidumbre.

combinado propuestos, ya que se plantearían serias dudas sobre la rentabilidad final de los mismos (sin pretender juzgar en ningún caso las libres decisiones empresariales sobre la instalación de nueva capacidad de generación) y podrían llevar a un sobre-dimensionamiento del sistema, a partir de 2008, con el consiguiente sobre-coste para los usuarios del sistema.

En línea con lo anterior se ha realizado el mismo ejercicio de cálculo de la cobertura pero teniendo en cuenta las estimaciones de demanda punta previstas en la Planificación de 2002 (que considera el funcionamiento simultáneo de 52 grupos de ciclo combinado, a potencia nominal, en 2011), estimaciones que se diferencian de las incluidas en el documento de Revisión esencialmente por la significativa revisión al alza de las previsiones de punta debida a los ciclos combinados. Según dichas estimaciones, los índices de cobertura se elevarían considerablemente, hasta valores en torno al 145% de la demanda punta hacia el final del horizonte temporal, en 2010. En caso de considerar el fallo de la principal infraestructura, esto es, Barcelona, la cobertura sería también muy elevada, con un máximo de 134% en 2010 nuevamente.

Cobertura de la demanda punta estimada según la Planificación de 2002							
m ³ (n)/h	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Demanda punta según Planif. de 2002	6.791.667	7.416.667	7.833.333	8.000.000	8.166.667	8.375.000	8.541.667
Índice de cobertura	0,95	1,05	1,08	1,17	1,32	1,45	1,42
Índice de cobertura en situación N-1	0,79	0,92	0,95	1,08	1,22	1,34	1,32

Cuadro 3.14. Índices de cobertura según la previsión de demanda del documento de Planificación de 2002.

En cuanto al ritmo de incorporación de la nueva capacidad de entrada, cabe apuntar que, el mayor esfuerzo inversor en nueva capacidad de entrada se concentra en los años centrales del periodo de revisión, en torno a 2008, mientras que se reduce drásticamente al final del mismo. En cualquier caso y en función de las previsiones más ajustadas de evolución de la punta de demanda de que se vaya disponiendo, el ritmo de incorporación de nueva capacidad de entrada debe adaptarse al de crecimiento de aquélla, de forma que, asegurando el cumplimiento de los criterios de cobertura establecidos, no se dé lugar a una situación de exceso de capacidad de entrada, que repercutiría también en un sobre-coste para los usuarios del sistema.

3.3.7 Análisis de inversiones y costes

La información proporcionada en el capítulo 12 sobre inversiones y costes es realmente escasa. En concreto, en la primera tabla 12.1 sobre inversiones anuales, no se especifica a qué se refiere la misma y cómo se han calculado esos valores y lleva a confusión si se la compara con la tabla 12.2.

La tabla 12.2 recoge el valor reconocido de los activos puestos en operación en cada año desde el 2005, hasta el 2011. A partir de estos valores y la retribución de las infraestructuras, actualmente en operación, debería haberse calculado los valores de las tablas 12.3 y 12.4, sobre la evolución de los costes medios de transporte. No obstante si se tiene en cuenta lo valores publicados en las Ordenes ITC para la retribución de los transportistas en los años 2005 y 2006, más la estimación de la parte variable correspondiente a las plantas de regasificación, estos valores no coinciden con los recogidos en la tabla.

Lo que sí se pone de manifiesto es un incremento notable del coste de las infraestructuras por kWh de demanda suministrada, a lo largo del periodo 2005-2011. Esta Revisión recoge, para 2005-2011, un crecimiento de la demanda inferior al 7%, sobre la Planificada en 2002, mientras que el coste de las infraestructuras aumenta un 46% sobre la planificación inicial.

Las nuevas infraestructuras se han dimensionado teniendo en cuenta un escenario en el que la demanda punta aumenta el 30% sobre la planificación original. Este incremento de la punta se debe mayoritariamente a la inclusión de nuevos ciclos combinados. Como ya se ha dicho, el número de horas de funcionamiento de los mismos parece, a priori, demasiado bajo, lo que parecería indicar que la lógica empresarial lleve a no construir un número tan elevado. Pero, por otra parte, también es cierto que el sistema gasista debe dimensionarse teniendo en cuenta la demanda potencial anunciada y dotar de seguridad al suministro al sistema es una de las máximas de esta Planificación.

Es necesario señalar que la nueva regulación de gas que establece peajes interrumpibles podría llevar a suavizar la punta de demanda de gas. No obstante, esta posibilidad debería manejarse con cuidado, coordinadamente entre los sistemas eléctricos y gasistas.

Tampoco hay que olvidar los planes de fomento de la eficiencia energética y los altos precios de la energía en estos momentos y la posibilidad de que estos sigan así en el horizonte de esta Planificación. Ambos factores podrían reducir el consumo de energía esperado y por tanto llevar a una sobreinversión en infraestructuras.

Por tanto, cabe señalar la conveniencia de realizar un seguimiento estricto de la demanda real frente a la estimada, sobre todo demanda punta, y de las infraestructuras que se recogen en la Planificación. Si se detectara en el plazo de los dos próximos años un cambio de escenario, sobre el ahora previsto, debería volver a revisarse la Planificación, ampliando el horizonte de la misma, y reconsiderando las fechas de entrada en funcionamiento de algunas infraestructuras.

3.4 Consideraciones específicas del sector petróleo

Aunque el actual documento revisa la Planificación relativa a los sectores de Electricidad y Gas, como se ha comentado, por primera vez incluye alguno de los aspectos relacionados con el sector de petróleo. Sin embargo es necesario destacar que no cubre los contenidos mínimos establecidos en la Ley 34/98 y que, por tanto, resulta necesario elaborar un documento de Planificación del sector de hidrocarburos líquidos en el que se desarrollen todos los aspectos de la planificación de este sector considerados como contenidos mínimos, esto es, la planificación vinculante.

En este sentido, y en cuanto a lo previsto en la legislación, hay que señalar que el artículo 4 de la Ley 34/98 en su apartado primero 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 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 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 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 y del gas natural 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*

critérios 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”.*

3.4.1 Sobre el contenido del capítulo 13 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 13 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.

En cuanto al alcance del capítulo, y como se detalla en la propia introducción del mismo, 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 1716/2004, de 23 de julio, debe constituir y gestionar la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos*

Petrolíferos, referidas al periodo 2005-2011” no contemplándose por tanto las necesidades de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad, aparte 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 (desde 30 días actuales a 45 días en 2007, según lo establecido en el RD 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, según se menciona en el propio documento de planificación, las previsiones de demanda incluidas en el mismo provienen del Plan Estratégico de CORES y 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, querosenos, gasóleos y fuelóleos, para 4 años concretos tal como se detalla en la siguiente tabla:

TASAS DE VARIACIÓN DE LAS VENTAS DECLARADAS PREVISTAS

	2005/2004	2007/2006	2009/2008	2011/2010
Gasolinas	-3,0%	-2,0%	-1,5%	0,0%
Querosenos	5,0%	4,2%	4,0%	4,0%
Gasóleos	4,0%	3,2%	3,0%	3,0%
Subtotal destilados medios	4,1%	3,3%	3,1%	3,1%
Fuelóleos	-7,5%	-4,0%	-3,5%	-2,5%
TOTAL	1,6%	1,7%	1,8%	2,2%

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 2004.

Sobre este punto procede realizar varios comentarios. En primer lugar, el documento especifica que toma como dato de demanda de *“las estimaciones del Plan Estratégico de CORES”*; plan que CORES, de acuerdo con sus funciones, ha elaborado en base a sus propias estimaciones. El hecho de que el documento de planificación tome como base las estimaciones de terceros (en este caso CORES) 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 y elaborada por la Subdirección General de Planificación Energética. Convendría por tanto aclarar si ambas cifras se han calculado en base a las mismas hipótesis de partida.

Por otro lado, sería conveniente que para el cálculo de estas cifras de demanda previstas incluidas en el capítulo 13, 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, se han detectado ciertas inconsistencias en las cifras aportadas en el modelo. Concretamente, al aplicar los porcentajes esperados de crecimiento de las ventas declaradas en 2005 sobre las ventas de 2004 (55.833 miles de m³) la cifra de ventas prevista en 2005 sería 56.732 miles de m³, no los 56.126 miles de m³ que aparecen en el documento. Esta situación de partida lógicamente se arrastra a lo largo del periodo de proyección, hasta 2011.

A la vista de estas diferencias, en el punto 3.4.6 de este informe esta Comisión aporta el mencionado modelo de previsión (Caso Base), basado en las hipótesis consideradas en el documento de planificación, subsanándose las inconsistencias detectadas. En cualquier

caso, hay que destacar que ambos modelos presentan resultados similares en lo que se refiere a la evolución de ventas previstas.

Por último, dada la importancia de la determinación de la capacidad futura de almacenamiento necesaria para la cobertura de reservas estratégicas, y por tanto en última instancia para garantizar el suministro de productos petrolíferos, con objeto de minimizar riesgos futuros sería aconsejable incluir en la planificación, además del caso considerado más probable, al menos dos estudios de sensibilidad adicionales que contemplen un mayor o menor crecimiento esperado del consumo de productos petrolíferos. En este sentido, en el mencionado punto 3.4.6 de este informe se ha incorporado un análisis (caso 1) en el que se considera una hipótesis de mayor crecimiento de la demanda de productos, cuyos resultados serán comentados más adelante.

Almacenamiento de reservas estratégicas

El objeto de este apartado es determinar las necesidades de almacenamiento de reservas estratégicas para el periodo 2005-2011. Para ello en el documento de Planificación a partir de los datos de demanda de productos petrolíferos previstos hasta 2011 anteriores, se calcula el volumen que CORES deberá constituir como reserva estratégica. Para este cálculo se ha tenido en cuenta, además del aumento consecuencia del mayor 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 pasa desde los 30 días actuales hasta los 45 días previstos para 2007, a partir de lo dispuesto en el Real Decreto 1716/2004. En base a estos cálculos el documento concluye con que en el año 2011 CORES deberá tener constituido un volumen de reservas estratégicas equivalente a 8.607.000 m³. Hay que señalar que, tal como figura en el punto 3.4.6 (Caso Base), el volumen a constituir en el año 2011 por CORES sería muy similar al aportado en el documento de planificación, concretamente 8.715.000 m³.

Con objeto de determinar si la capacidad de almacenamiento disponible prevista en el periodo 2005-2011 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 2004, que consistían en una capacidad de 1.952.580 toneladas de crudo, 2.836.713 m³ de gasolinas y destilados medios y 257.812 toneladas de fuelóleos.

A partir de esta situación el documento determina cual será la capacidad total disponible para CORES para el periodo 2005-2011, concretamente para los años 2005, 2007, 2009 y 2011, teniendo en cuenta la extensión de contratos de servicios de almacenamiento firmados entre CORES y CLH, los proyectos de construcción de nuevo almacenamiento de CORES y la firma de nuevos contratos de servicios de almacenamiento a largo plazo con terceros. Se concluye con que en 2011 CORES tendrá disponible una capacidad de almacenamiento de reservas estratégicas de 6.668.000 m³, frente a unas necesidades de 8.607.000 m³.

En primer lugar, hay que mencionar que en el documento de planificación no se dispone de información suficiente para determinar cual ha sido la evolución de la capacidad de almacenamiento disponible en 2005 a partir de la situación a 31 de diciembre de 2004 antes descrita. Por esta razón, en el Caso Base del punto 3.4.6, se parte del dato del documento de planificación sobre capacidad de almacenamiento estratégico disponible en 2005 (5.510.000 m³).

En segundo lugar, 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 2005 y 2008, los 2.115.500 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, la capacidad de almacenamiento estratégico a 2009 sería de 6.971.000 m³, frente a los 6.668.000 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 crecimiento 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 un importante déficit, tal y como se refleja en las siguientes tablas:

SUPERÁVIT/DÉFICIT RESERVAS ESTRATÉGICAS (expresados en volumen)

	2005	2007	2009	2011
Gasolinas (miles m ³)	50	-145	-164	-164
Querosenos (miles m ³)	-32	-163	-201	-242
Gasóleos (miles m ³)	-494	-686	-1.165	-1.522
Subtotal destilados medios	-526	-849	-1.366	-1.764
Fuelóleo (miles Tm)	5	-71	-48	-12
TOTAL	-470	-1.064	-1.578	-1.939

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

	2005	2007	2009	2011
Días de cumplimiento	32,3	39,0	36,4	34,9
Días de obligación	35,0	45,0	45,0	45,0
Déficit o superávit de días	-2,7	-6,0	-8,6	-10,1

Concretamente, a 2011 la Planificación prevé un déficit total de 1.939.000 m³ de capacidad de almacenamiento de reservas estratégicas, equivalente a 10,1 días de consumo, frente a 45 días de obligación, que se desglosa en 164.000 m³ en déficit de gasolinas, 242.000 m³ de querosenos, 1.522.000 m³ de gasóleos y 12.000 toneladas de fuelóleos.

En cuanto a los datos resultantes del Caso Base antes comentado, incluido en el punto 3.4.6, el déficit total previsto a 2011 es de 1.745.000 m³. Aunque este dato no coincide con el déficit previsto por el documento (dadas las diferencias arrastradas en el modelo antes mencionadas), puede considerarse de una magnitud similar (la diferencia entre ambos no llega a 200.000 m³) a 2011.

En definitiva, lo destacable es que en todos los casos se llega a la conclusión de que estas cifras revelan un importante 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 punto 3.4.6 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.

SUPERAVID/DEFICIT DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

	unidad	2.005	2.007	2.009	2.011
CASO BASE	miles m ³	-535	-1.282	-1.375	-1.745
	días	-3,1	-7,2	-7,4	-9,0
CASO 1: Sensibilidad ventas + 0,5% año	miles m ³	-564	-1.401	-1.598	-2.057
	días	-3,3	-7,7	-8,4	-10,3
CASO 2: Sensibilidad almacenamiento retraso 1 año entrada en operación	miles m ³	-535	-1.901	-1.375	-1.744
	días	-3,1	-10,6	-7,4	-9,0

BASES DE CALCULO

Días considerados para cálculo anual

365

Porcentaje de reducción

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 2005 en el caso Base era de un 4%, en el Caso 1 la variación prevista sería del 4,5%). 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% anuales, implican un cambio de 1,5 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 2006 y lo más destacable, como se observa en la tabla anterior, es que a 2007 el déficit aumentaría de los 7,2 días del Caso Base a 10,6 días, esto es un incremento de cerca del 50%. No obstante, hay que señalar que a partir de 2009 el déficit previsto es idéntico al del caso Base.

Respecto a la estrategia prevista para hacer frente al déficit esperado, el documento de Planificación determina únicamente que *“los déficits indicados deberán 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 el documento debería aportar información adicional, como por ejemplo una estimación del volumen de capacidad de almacenamiento futuro disponible en el sistema desglosada por productos, consecuencia de posibles proyectos de nuevos almacenamientos de CORES, especificando un plazo estimado para los mismos. Únicamente, 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, aunque no se explica cómo se ha llegado a cuantificar esta necesidad.

Por último, destacar que en el documento no se hace referencia sobre el plazo en el que se estima que dicho déficit podría corregirse, o al menos verse disminuido.

Asimismo el documento de planificación establece que *“respecto a la distribución entre crudo y producto, la proporción actual es de 35% para los crudos y 65% para los productos, aunque ésta podrá 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. Así, debería incluir un análisis de sensibilidad consistente en determinar la variación del déficit previsto ante modificaciones en la composición actual de las reservas estratégicas, consistente en un 35% en crudo y un 65% en productos. Además, en línea con lo expuesto en el párrafo anterior, en el caso de ampliar el porcentaje de reservas estratégicas mantenidas en forma de crudo el documento únicamente determina que *“debería realizarse en las refinerías existentes”*, sin incluir ninguna estimación sobre la capacidad de almacenamiento disponible en este caso, ni determinar los efectos de esta medida sobre el déficit previsto.

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 únicamente se establece que *“teniendo en cuenta un coste aproximado de 100 a 120 euros/m³ de capacidad construida, en el supuesto de que el déficit anterior de 1.939.000 m³ se cubriese en su totalidad con instalaciones de nueva construcción, el coste podría situarse en el entorno de 193.900.000 – 232.680.000 euros”*. En línea con lo expuesto a lo largo de este epígrafe, hay que recordar que en el documento de Planificación no se incluyen los cálculos o hipótesis de partida del modelo que resulta en la mencionada estimación del coste de la capacidad de almacenamiento contraída por metro cúbico.

3.4.2 Sobre la posibilidad del mantenimiento de reservas estratégicas en productos semirrefinados

A la vista del importante déficit de capacidad de almacenamiento que muestran las cifras detalladas anteriormente, en este epígrafe se analiza la posibilidad del mantenimiento de parte del almacenamiento estratégico en forma de productos semirrefinados.

Para ello, en primer lugar, es preciso revisar la naturaleza y funciones de CORES. En este sentido, hay que recordar que el Título II del 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, desarrolla, entre otros, lo establecido en el artículo 52 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, relativo a CORES, estableciéndose su naturaleza jurídica como corporación de derecho público, objeto social, régimen jurídico, los procedimientos para la adquisición, mantenimiento y venta de existencias estratégicas y su régimen económico, así como el desarrollo de sus facultades de inspección.

Concretamente, las funciones de CORES se establecen en el artículo 23 del mencionado Real Decreto, que en lo que se refiere a existencias mínimas de seguridad y existencias estratégicas de productos petrolíferos establece que la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos tiene por objeto “La constitución, el mantenimiento y gestión de las existencias estratégicas...” y “El control de las existencias mínimas de seguridad...”.

Adicionalmente, el Título III del Real Decreto 1716/2004 aborda aquellos aspectos relacionados con la aplicación de existencias mínimas de seguridad en situaciones de escasez de suministro o problemas puntuales de abastecimiento. En lo que se refiere a productos petrolíferos el artículo 39 establece que “El Consejo de Ministros, mediante acuerdo, en situación de escasez de suministro de productos petrolíferos, podrá ordenar el sometimiento de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, a un régimen de intervención bajo control directo de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.....pudiendo establecer el uso o destino final de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, dispuestas para consumo o

transformación, siempre que esto sea necesario para asegurar el abastecimiento a centros de consumo que se consideren prioritarios”.

A raíz de lo expuesto, al considerar la posibilidad de que CORES mantenga una parte de existencias estratégicas en forma de productos semirrefinados, hay que tener presente que ésta es una corporación de derecho público con obligaciones concretas y exclusivas, antes mencionadas, relacionadas con la garantía de suministro de productos petrolíferos en nuestro país, como son la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas, además del control de las existencias mínimas de seguridad y responsabilidad específica en lo que se refiere al abastecimiento de centros de consumo en caso de problemas de abastecimiento.

Estas obligaciones implican que algunas posibilidades de mantenimiento de reservas admisibles para los operadores pudieran no ser del todo adecuadas para la Corporación, ya que, por su propia naturaleza y en base a los fines para los que fue creada, CORES tiene un nivel de responsabilidad diferente a la de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, en lo referente a la garantía de suministro de productos petrolíferos en nuestro país.

Efectivamente, hay que recordar que tanto las refinerías como los operadores al por mayor, responsables del mantenimiento de las reservas de seguridad, son sociedades mercantiles privadas, cuya finalidad y razón de ser, lógica y lícita a la vez, podría resumirse en maximizar el valor de la empresa de cara a sus accionistas, a quienes deben rendir cuentas. Por esta razón, y como cualquier entidad privada con ánimo de lucro, entre sus objetivos empresariales se encuentran aspectos tales como la maximización de resultados o la minimización de costes, y entre ellos el mantenimiento de un mínimo stock operativo como parte de su proceso productivo.

Es por ello que el cumplimiento de las condiciones dictadas para el mantenimiento de las reservas de seguridad no es sino una más de las que deben cumplir como condición necesaria para estar en el mercado y no, como en el caso de CORES, la razón misma de su existencia. En este sentido y en cualquier caso, hay que resaltar el compromiso asumido hasta la fecha por el conjunto de empresas que conforman el sector petrolero

español, que en general ha venido cumpliendo con la normativa vigente, incluida la referente al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, mostrando una especial disposición en todo momento y de forma muy relevante en las crisis petroleras.

En resumen, puede afirmarse que CORES y los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad son sujetos distintos, tanto por su naturaleza (pública versus privada, respectivamente) como en base a sus objetivos (garantía de suministro versus rentabilidad, cumpliendo con la normativa vigente, común a todas las sociedades mercantiles). Además, el principal objetivo de CORES es velar por la garantía de suministro de productos petrolíferos, papel que le ha otorgado la legislación vigente, al hacerle titular de las reservas estratégicas de forma exclusiva. Es por ello que, en este campo, la Corporación está obligada a mantener unas pautas más exigentes que los operadores, hecho que podría llegar a limitar su capacidad de utilización de la amplia gama de productos con la que cuenta una instalación de refino.

En segundo lugar, en lo que se refiere a modalidades de existencias mínimas, el Real Decreto 1716/2004 determina en su artículo 9.2. que *“las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, excepto las correspondientes a gases licuados del petróleo, podrán mantenerse en forma de crudos de petróleo, materias primas o productos semirrefinados”*, contemplándose varios procedimientos alternativos para convertir el crudo, materia prima o semirrefinados a la categoría de productos correspondiente, siendo la DGPEM del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio responsable del establecimiento del valor de los coeficientes de equivalencia.

No obstante, en ese mismo artículo se establecen algunas limitaciones, señalándose que esta posibilidad de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en forma de crudo, materias primas o productos semirrefinados podrá aplicarse como máximo al 40% de la obligación total correspondiente a gasolinas y destilados medios y al 50% de la correspondiente a fuelóleos. Además en el artículo 9.3. del mencionado Real Decreto se establecen también ciertas limitaciones referentes al cómputo de existencias, y en concreto que *“deberán ser contabilizadas netas de su contenido en naftas, por lo que serán objeto de una reducción máxima del cuatro por ciento sobre el total de las existencias”*, añadiendo que *“únicamente podrán contabilizarse como existencias mínimas*

de seguridad un 90 por ciento de las existencias de cada uno de los grupos de productos y del crudo y productos semirrefinados”.

Sobre la contabilización de existencias, el artículo 10.1. del Real Decreto establece los requisitos para que las mismas tengan la consideración de existencias mínimas de seguridad, entre las que se incluyen, entre otras, las contenidas a bordo de buques petroleros o almacenadas en puerto de descarga y aquellas contenidas en los depósitos de las refinerías. El apartado primero del artículo 10 concluye que *“en todo caso, las instalaciones en las que se almacenen productos petrolíferos, computables a efectos de existencias mínimas de seguridad, deberán estar inscritas en los correspondientes registros de las Administraciones públicas competentes”.*

En el apartado segundo del mencionado artículo 10 se detallan aquellas existencias que no podrán contabilizarse como existencias mínimas de seguridad, entre las que se encuentran, entre otras, las reservas de petróleo crudo en yacimientos de origen y *“las cantidades de crudo o de productos contenidas en los conductos e instalaciones de tratamiento de las refinerías”.*

En definitiva, en principio, la normativa actual permite el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en forma de crudos, materias primas o productos semirrefinados, siempre que cumplan con los requisitos legales establecidos en lo referente a su contabilización, aunque con ciertas limitaciones y de acuerdo con las equivalencias que se establezcan, tal como se ha descrito anteriormente.

Por otro lado, en lo que se refiere concretamente a existencias estratégicas, en el caso de gasolinas, gasóleos y fuelóleos, el artículo 14 del Real Decreto 1716/2004 establece en su apartado primero que *“de los 90 días de consumo o de ventas que constituyen las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, excluidos los gases licuados del petróleo, regulados en este real decreto, tendrán la consideración de existencias estratégicas un volumen equivalente a la mitad de éstas”.* Asimismo es importante señalar que en la Disposición transitoria segunda de este Real Decreto, sobre incremento de existencias estratégicas, se determina que los 45 días de obligación de mantenimiento de existencias estratégicas derivados del mencionado artículo 14 entrarán en vigor en 2007,

estableciéndose que *“el proceso debe ser progresivo y de carácter anual, con entrada en vigor el 1 de enero de los años 2005, 2006 y 2007”*, añadiendo que *“las compras de existencias necesarias para cubrir las nuevas necesidades deberán realizarse en condiciones de mercado, preferentemente a los sujetos obligados en proporción que corresponda a sus obligaciones”*.

En los artículos 30 y siguientes del Real Decreto se regula la constitución, mantenimiento y gestión de las existencias estratégicas de productos petrolíferos. Concretamente, en el artículo 30.1, sobre formas de adquisición y mantenimiento de existencias estratégicas, se establece que *“la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos constituirá y mantendrá las existencias mínimas de seguridad calificadas como estratégicas de crudos de petróleo y productos petrolíferos a través de los procedimientos siguientes:*

- a) Adquisición mediante compra o permuta de las existencias necesarias, en condiciones de mercado.*
- b) Arrendamiento a los operadores de las existencias al precio y en las condiciones de mercado, hasta un máximo del 50% del total de las existencias estratégicas.*

Para el caso de las existencias estratégicas mantenidas en forma de crudo, se aplicarán los mismos criterios de equivalencia entre crudo y productos petrolíferos que se señalan en el artículo 9”.

En este punto conviene indicar que, aunque el Real Decreto 1716/2004, en su artículo 9, contempla expresamente la posibilidad de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en forma de crudo, materias primas o productos semirrefinados, sin embargo en lo que concierne a existencias estratégicas, responsabilidad exclusiva de CORES, en el mencionado artículo 30 únicamente hace referencia a su mantenimiento en forma de crudo y productos petrolíferos, sin mencionar la opción de los semirrefinados, suponiendo un diferente tratamiento entre ambas categorías de reservas.

En base a la literalidad de la normativa, es preciso resaltar que, aunque las reservas estratégicas son parte de las de seguridad, a la hora de determinar las posibilidades de almacenamiento de las estratégicas no se incluye de forma expresa la posibilidad de semirrefinados, tal y como se hace para las de seguridad, ni tampoco se hace referencia a la aplicación de criterios de equivalencia entre semirrefinados y productos como si que se especifica para los crudos.

Por ello, se puede deducir que la norma, al no incluir expresamente la posibilidad de mantenimiento de existencias estratégicas en forma de semirrefinados, si bien no lo prohíbe, opta de forma preferente por la alternativa del crudo y productos terminados para el mantenimiento de las reservas por parte de la Corporación. Este criterio, además, es coherente con lo expuesto anteriormente sobre la naturaleza jurídica y las funciones específicas atribuidas de forma exclusiva a CORES, con especial responsabilidad en lo relativo a la garantía de suministro del mercado español.

Por otro lado, en lo que se refiere a la calidad de los productos, el artículo 34 del Real Decreto en su apartado primero determina que los productos mantenidos por CORES como existencias estratégicas *“deberán reunir en todo momento las características de calidad e idoneidad para el consumo en los usos a que por su propia naturaleza van destinados, así como cumplir con la normativa en vigor sobre especificaciones oficiales de los productos”*, añadiendo en su apartado segundo que CORES *“realizará bien por sí misma, bien a través de los arrendadores de servicios de almacenamiento o de compañías petroleras de reconocida solvencia, la rotación de sus existencias y cuantas operaciones fueran precisas para el mantenimiento de la calidad de los productos terminados almacenados como existencias estratégicas y para su tratamiento final previo a ser vertidos al mercado, para cumplir con las correspondientes especificaciones, cuando resulte procedente”*.

Por último, el Título Tercero del Real Decreto 1716/2004 añade que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de CORES, *“podrá desarrollar por orden ministerial normas o planes generales de aplicación en caso de crisis en el suministro de productos petrolíferos o de problemas puntuales de abastecimiento, que podrán contemplar la enajenación o permuta de las existencias estratégicas. Las existencias*

estratégicas cuya disposición proceda se ofrecerán a precios de mercado a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas, para su puesta a consumo”.

De acuerdo con lo anterior, queda fijado que CORES está obligada a asegurar que las reservas estratégicas de su propiedad deben reunir unas características concretas “*de calidad e idoneidad para el consumo*”, que se resumen en el cumplimiento de las especificaciones que deben “*cumplir con la normativa en vigor sobre especificaciones oficiales*” que aseguran los requisitos de calidad necesarios para el consumo. Además, como el propio Real Decreto indica, ésta debe cumplirse “*en todo momento*”. Es decir, la legislación acota las posibilidades de mantenimiento de las reservas que CORES pueda mantener, al obligarle a velar por unos estándares mínimos de calidad, identificados por medio de especificaciones y con posibilidad de ser mantenida en el tiempo.

En este sentido y en línea con lo expuesto anteriormente, cabe añadir que las especificaciones oficiales de un determinado producto no solamente se corresponden con referencias de mercado concretas que permiten su correcta identificación y valoración, sino que además definen la calidad del mismo. En otras palabras, en lo que se refiere a los productos petrolíferos se puede afirmar que cumplir con especificaciones significa cumplir con los requisitos de calidad exigidos.

En este caso, nuevamente, la redacción es coherente con las funciones exclusivas de CORES, dado que, al obligarle a mantener unos estándares identificados de calidad, propicia un mejor cumplimiento de cara a que el sistema funcione, especialmente en periodos de crisis.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que, desde una perspectiva puramente económica, para que CORES pueda constituir, mantener y gestionar existencias estratégicas en forma de un determinado producto, es imprescindible que éste pueda registrarse contablemente en los libros de la Corporación. En efecto esta Corporación actúa en los mercados de acuerdo con la normativa mercantil, por lo que está obligada a mantener unos registros contables que reflejen la imagen fiel de su situación patrimonial. Por ello resulta necesario que estos productos, que en el caso de CORES no pueden contabilizarse como producto intermedio o en proceso de transformación por la propia

naturaleza de la actividad de la Corporación, tengan una calidad reconocida, estable y con una valoración inequívoca en los mercados.

Un último aspecto a tener en cuenta es que la financiación de CORES está instrumentalizada en su mayor parte mediante préstamos de terceros, generalmente entidades financieras de reconocido prestigio, lo que implica la necesidad de contar con productos de calidad reconocida y con precios de mercados contrastables.

Por todo ello, en base a la normativa en vigor, el producto que constituye reserva de CORES debe cumplir al menos dos condiciones generales: por un lado, éste debe estar adecuadamente identificado, lo que en la práctica significa cumplir “*en todo momento*” con las especificaciones técnicas oficiales requeridas, que a su vez generalmente se corresponden con una referencia comercial concreta y, por otro lado, el producto debe tener una referencia fiable de precio de mercado para su correcta valoración y contabilización. Así CORES, en ejercicio de sus funciones, dispondrá de productos para existencias estratégicas que se correspondan con especificaciones concretas reconocidas oficialmente, que a su vez se identifiquen con una referencia comercial de uso habitual en el mercado y valorables económicamente con el fin de su mantenimiento en registros contables.

Adicionalmente, estas condiciones antes mencionadas, cumplimiento de especificaciones oficiales y necesidad de precio de mercado, son imprescindibles para CORES, en lo que se refiere a la realización de transacciones económicas previstas por la normativa vigente, como son la compra o permuta de existencias. En esta línea, también desde el punto de vista físico, hay que destacar que, tanto la correcta identificación de un producto como su localización forma parte del proceso de control de existencias, competencia de CORES, siendo además imprescindible en el desarrollo de las tareas de inspección y aplicación de existencias mínimas en situaciones de escasez de suministro que este organismo tiene asignadas.

A la vista de todo lo expuesto, y en concreto la especial naturaleza y funciones de CORES, la no inclusión expresa de productos semirrefinados en el catálogo de reservas estratégicas -cuando si se hace para las de seguridad- y de forma especial las

acotaciones en cuanto a la calidad e identificación de las reservas estratégicas, se puede concluir lo siguiente: CORES, en el ejercicio de sus funciones, ha de mantener existencias estratégicas en forma de aquellos productos derivados del petróleo, siempre y cuando éstos estén plenamente identificados y localizados, cumplan con especificaciones oficiales, tengan un valor comparable de mercado y pueda garantizarse el mantenimiento de su calidad, lo que implica su adecuada rotación y refresco, todo ello al servicio de la garantía de suministro. En la práctica esto condiciona de forma natural el catálogo de reservas a mantener por la Corporación apuntando a productos terminados o pendientes de tratamiento final.

De igual forma, hay que señalar que es perfectamente aceptable para CORES, desde el punto de vista de sus funciones, el mantenimiento de existencias estratégicas en forma de crudo, dentro de los límites marcados por la normativa vigente. Si bien en el caso de los crudos no cabe hablar de especificaciones, hay que destacar que los crudos con referencia comercial tienen identificadas unas características concretas, distintas para cada crudo, y testadas en lo que se refiere a grado de densidad, contenido en azufre y rendimiento tipo en el proceso de refino. Por esta razón, el mantenimiento de existencias estratégicas en forma de crudo es una alternativa igual de válida que la de los productos terminados.

No obstante lo anterior, llegados a este punto, convendría considerar la dificultad que para CORES supondría no contar con una capacidad de almacenamiento suficiente a finales de 2007 para cumplir con los requerimientos de 15 días adicionales de reservas estratégicas. En concreto, hay que recordar que el documento de planificación reconoce al finales de este año un déficit de 2,7 días. En opinión de esta Comisión, y para ayudar a paliar este déficit, conviene que, además de fomentar el plan de nuevos almacenamientos de CORES, la Administración puede considerar en último extremo la posibilidad de ampliación del plazo disponible para el cumplimiento por parte de CORES de los 45 días previstos en el Real Decreto 1716/2004.

3.4.3 Modelo de cálculo de superávit/ déficit de reservas estratégicas (Caso Base y sensibilidades)

Planificación estratégica (cap 13)

Infraestructuras de almacenamiento de productos petrolíferos (EMS)

19/01/2006

Utilizando año corriente

CASO BASE	
BASES DE CALCULO	
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 2004	0%

TASAS DE VARIACIÓN DE LAS VENTAS DECLARADAS

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	-3,0%	-2,5%	-2,0%	-2,0%	-1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Querosenos	5,0%	4,5%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Gasóleos	4,0%	3,5%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Subtotal Destilados Medios	4,1%	3,6%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
Fuelóleos	-7,5%	-4,0%	-4,0%	-4,0%	-3,5%	-3,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%
Total	1,6%	1,8%	1,8%	1,8%	1,9%	2,1%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%

VENTAS DECLARADAS (Año 2004: Ventas reales en el período septiembre 2004-agosto 2005- Resto años: Previsiones de ventas)

	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	10.273	9.965	9.716	9.521	9.331	9.191	9.191	9.191	9.191	9.191	9.191
Querosenos	3.050	3.203	3.347	3.487	3.630	3.775	3.926	4.083	4.247	4.417	4.593
Gasóleos	36.898	38.374	39.717	40.988	42.259	43.526	44.832	46.177	47.562	48.989	50.459
Subtotal Destilados Medios	39.948	41.576	43.064	44.475	45.889	47.302	48.758	50.261	51.809	53.406	55.052
Fuelóleos	5.612	5.191	4.983	4.784	4.593	4.432	4.277	4.170	4.066	3.964	3.865
Total	55.833	56.732	57.763	58.781	59.812	60.925	62.226	63.621	65.066	66.561	68.108
Datos MITyT	55.833	56.126	57.111	58.111	59.111	60.194	61.226	62.333	63.511	64.761	66.088

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

	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Todos los grupos de productos	30	35	40	45	45	45	45	45	45	45	45

RESERVAS ESTRATÉGICAS A CONSTITUIR

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	1.062	1.183	1.304	1.278	1.259	1.259	1.259	1.259	1.259	1.259
Querosenos	341	408	478	497	517	538	559	582	605	629
Gasóleos	4.089	4.836	5.615	5.789	5.963	6.141	6.326	6.515	6.711	6.912
Subtotal Destilados Medios	4.430	5.244	6.092	6.286	6.480	6.679	6.885	7.097	7.316	7.541
Fuelóleos	553	607	655	629	607	586	571	557	543	529
Total	6.045	7.034	8.052	8.193	8.346	8.524	8.715	8.913	9.118	9.330
Datos MITyT	5.979	6.968	7.960	8.100	8.246	8.424	8.615	8.813	9.018	9.230

ENTRADA DE PROYECTOS ALMACENAMIENTO

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proyecto CORCA y CORPU		400								
Proyecto CASTELLON (crudo)			0	200						
TOTAL Gasóleos	0	400	0	200	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones propias	0	400	0	200	0	0	0	0	0	0
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrato Petróleos Asturianos (Gijón)		241								
Contrato Meroil (Barcelona)	235									
Contrato DECAL (Huelva y Barcelona)	120									
Contrato CLH	300		620							
TOTAL Gasóleos	655	241	620	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones almacenamiento largo plazo	655	241	620	0	0	0	0	0	0	0

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129
Querosenos	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
Gasóleos	3.524	4.165	4.785	4.985	4.985	4.985	4.985	4.985	4.985	4.985
Subtotal Destilados Medios	3.821	4.462	5.082	5.282	5.282	5.282	5.282	5.282	5.282	5.282
Fuelóleos	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Total	5.510	6.151	6.771	6.971	6.971	6.971	6.971	6.971	6.971	6.971
Datos MITyC	5.510	6.151	6.771	6.971	6.971	6.971	6.971	6.971	6.971	6.971

SUPERAVIT/DEFICIT DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	67	-54	-175	-149	-130	-130	-130	-130	-130	-130
Querosenos	-44	-111	-181	-200	-220	-241	-262	-285	-308	-332
Gasóleos	-565	-672	-830	-804	-978	-1.157	-1.341	-1.531	-1.726	-1.928
Subtotal Destilados Medios	-609	-782	-1.011	-1.005	-1.198	-1.398	-1.604	-1.816	-2.034	-2.260
Fuelóleos	7	-47	-95	-69	-47	-26	-11	3	17	31
Total	-535	-883	-1.282	-1.223	-1.375	-1.554	-1.745	-1.943	-2.147	-2.359
Datos MITyC	-470	-833	-1.064	-1.000	-1.157	-1.341	-1.531	-1.726	-1.926	-2.139

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

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Días de cumplimiento total	31,9	35,0	37,8	38,3	37,6	36,8	36,0	35,2	34,4	33,6
Días de obligación RD 1716	35,0	40,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Días déficit/ superávit	-3,1	-5,0	-7,2	-6,7	-7,4	-8,2	-9,0	-9,8	-10,6	-11,4
Datos MITyC	-2,7	-5,0	-6,0	-6,7	-7,4	-8,2	-9,0	-9,8	-10,6	-11,4

Planificación estratégica (cap 13)

Infraestructuras de almacenamiento de productos petrolíferos (EMS)

19/01/2006

Utilizando año corriente

CASO 1: sensibilidad ventas

BASES DE CALCULO

Unidades: productos claros miles m³ fuelóleos: miles de Tm

Días considerados para cálculo anual 365

Porcentaje de reducción 90%

Sensibilidad crecimiento consumo s/ año 2004 0,5%

TASAS DE VARIACIÓN DE LAS VENTAS DECLARADAS

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	-2,5%	-2,0%	-1,5%	-1,0%	-0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Querosenos	5,5%	5,0%	4,7%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Gasóleos	4,5%	4,0%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Subtotal Destilados Medios	4,6%	4,1%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Fuelóleos	-7,0%	-3,5%	-3,5%	-3,0%	-3,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%
Total	2,1%	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,8%

VENTAS DECLARADAS (Año 2004: Ventas reales en el período septiembre 2004-agosto 2005- Resto años: Previsiones de ventas)

	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	10.273	10.016	9.816	9.669	9.572	9.524	9.524	9.524	9.524	9.524	9.524
Querosenos	3.050	3.218	3.379	3.537	3.700	3.867	4.041	4.222	4.413	4.611	4.819
Gasóleos	36.898	38.558	40.101	41.584	43.082	44.589	46.150	47.765	49.437	51.167	52.958
Subtotal Destilados Medios	39.948	41.776	43.479	45.122	46.782	48.456	50.191	51.988	53.850	55.778	57.777
Fuelóleos	5.612	5.219	5.036	4.860	4.714	4.573	4.482	4.392	4.304	4.218	4.134
Total	55.833	57.011	58.332	59.651	61.068	62.553	64.196	65.904	67.678	69.520	71.434
Datos MICyT	55.833	56.126		58.111		60.194		62.833			

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

	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Todos los grupos de productos	30	35	40	45	45	45	45	45	45	45	45

RESERVAS ESTRATÉGICAS A CONSTITUIR

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	1.067	1.195	1.324	1.311	1.305	1.305	1.305	1.305	1.305	1.305
Querosenos	343	411	485	507	530	554	578	604	632	660
Gasóleos	4.108	4.883	5.697	5.902	6.108	6.322	6.543	6.772	7.009	7.255
Subtotal Destilados Medios	4.451	5.294	6.181	6.408	6.638	6.875	7.122	7.377	7.641	7.915
Fuelóleos	556	613	666	646	626	614	602	590	578	566
Total	6.074	7.103	8.171	8.365	8.569	8.794	9.028	9.271	9.523	9.786
Datos MICyT	5.979		7.960		8.246		8.608			

ENTRADA DE PROYECTOS ALMACENAMIENTO

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proyecto CORCA y CORPU		400								
Proyecto CASTELLON (crudo)			0	200						
TOTAL Gasóleos	0	400	0	200	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones propias	0	400	0	200	0	0	0	0	0	0
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrato Petróleos Asturianos (Gijón)		241								
Contrato Meroil (Barcelona)	235									
Contrato DECAL (Huelva y Barcelona)	120									
Contrato CLH	300		620							
TOTAL Gasóleos	655	241	620	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones almacenamiento largo plazo	655	241	620	0	0	0	0	0	0	0

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129
Querosenos	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
Gasóleos	3.524	4.165	4.785	4.985	4.985	4.985	4.985	4.985	4.985	4.985
Subtotal Destilados Medios	3.821	4.462	5.082	5.282						
Fuelóleos	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Total	5.510	6.151	6.771	6.971						
Datos MITyC	5.510		6.896		6.668		6.668			

SUPERAVIT/DEFICIT DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	62	-66	-195	-182	-176	-176	-176	-176	-176	-176
Querosenos	-46	-114	-188	-210	-233	-257	-281	-307	-335	-363
Gasóleos	-584	-718	-912	-917	-1.124	-1.337	-1.559	-1.788	-2.025	-2.270
Subtotal Destilados Medios	-630	-833	-1.100	-1.127	-1.356	-1.594	-1.840	-2.095	-2.359	-2.633
Fuelóleos	4	-53	-106	-86	-66	-54	-42	-30	-18	-6
Total	-564	-952	-1.401	-1.395	-1.598	-1.824	-2.057	-2.300	-2.553	-2.815
Datos MITyC	-470		-1.064		-1.578		-1.939			

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

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Días de cumplimiento total	31,7	34,6	37,3	37,5	36,6	35,7	34,7	33,8	32,9	32,1
Días de obligación RD 1716	35,0	40,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Días déficit/ superávit	-3,3	-5,4	-7,7	-7,5	-8,4	-9,3	-10,3	-11,2	-12,1	-12,9
Datos MITyC	-2,7		-6,0		-8,6		-10,1			

Planificación estratégica (cap 13)

Infraestructuras de almacenamiento de productos petrolíferos (EMS)

19/01/2006
Utilizando año corriente

CASO 2: sensibilidad almacenamiento

BASES DE CALCULO

Unidades: productos claros miles m³ fuelóleos: miles de Tm
Días considerados para cálculo anual 365
Porcentaje de reducción 90%
Sensibilidad crecimiento consumo s/ año 2004 0%

TASAS DE VARIACIÓN DE LAS VENTAS DECLARADAS

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	-3,0%	-2,5%	-2,0%	-2,0%	-1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Querosenos	5,0%	4,5%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Gasóleos	4,0%	3,5%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Subtotal Destilados Medios	4,1%	3,6%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
Fuelóleos	-7,5%	-4,0%	-4,0%	-4,0%	-3,5%	-3,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%
Total	1,6%	1,8%	1,8%	1,8%	1,9%	2,1%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%

VENTAS DECLARADAS (Año 2004: Ventas reales en el período septiembre 2004-agosto 2005- Resto años: Previsiones de ventas)

	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	10.273	9.965	9.716	9.521	9.331	9.191	9.191	9.191	9.191	9.191	9.191
Querosenos	3.050	3.203	3.347	3.487	3.630	3.775	3.926	4.083	4.247	4.417	4.593
Gasóleos	36.898	38.374	39.717	40.988	42.259	43.526	44.832	46.177	47.562	48.989	50.459
Subtotal Destilados Medios	39.948	41.576	43.064	44.475	45.889	47.302	48.758	50.261	51.809	53.406	55.052
Fuelóleos	5.612	5.191	4.983	4.784	4.593	4.432	4.277	4.170	4.066	3.964	3.865
Total	55.833	56.732	57.763	58.781	59.812	60.925	62.226	63.621	65.066	66.561	68.108
Datos MICyT	55.833	56.126		58.111		60.194		62.833			

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

	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Todos los grupos de productos	30	35	40	45	45	45	45	45	45	45	45

RESERVAS ESTRATÉGICAS A CONSTITUIR

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	1.062	1.183	1.304	1.278	1.259	1.259	1.259	1.259	1.259	1.259
Querosenos	341	408	478	497	517	538	559	582	605	629
Gasóleos	4.089	4.836	5.615	5.789	5.963	6.141	6.326	6.515	6.711	6.912
Subtotal Destilados Medios	4.430	5.244	6.092	6.286	6.480	6.679	6.885	7.097	7.316	7.541
Fuelóleos	553	607	655	629	607	586	571	557	543	529
Total	6.045	7.034	8.052	8.193	8.346	8.524	8.715	8.913	9.118	9.330
Datos MICyT	5.979		7.960		8.246		8.608			

ENTRADA DE PROYECTOS ALMACENAMIENTO

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proyecto CORCA y CORPU			400							
Proyecto CASTELLON (crudo)			0	0	200					
TOTAL Gasóleos	0	0	400	0	200	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones propias	0	0	400	0	200	0	0	0	0	0
TOTAL Gasolinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrato Petróleos Asturianos (Gijón)		0	241							
Contrato Meroil (Barcelona)	235									
Contrato DECAL (Huelva y Barcelona)	120									
Contrato CLH	300		0	620						
TOTAL Gasóleos	655	0	241	620	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fuelóleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Instalaciones almacenamiento largo plazo	655	0	241	620	0	0	0	0	0	0

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129
Querosenos	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
Gasóleos	3.524	3.524	4.165	4.785	4.985	4.985	4.985	4.985	4.985	4.985
Subtotal Destilados Medios	3.821	3.821	4.462	5.082	5.282	5.282	5.282	5.282	5.282	5.282
Fuelóleos	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Total	5.510	5.510	6.151	6.771	6.971	6.971	6.971	6.971	6.971	6.971
Datos MITyC	5.510		6.896		6.668		6.668			

SUPERAVIT/DEFICIT DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Gasolinas	67	-54	-175	-149	-130	-130	-130	-130	-130	-130
Querosenos	-44	-111	-181	-200	-220	-241	-262	-285	-308	-332
Gasóleos	-565	-1.312	-1.450	-1.004	-978	-1.156	-1.341	-1.530	-1.726	-1.927
Subtotal Destilados Medios	-609	-1.423	-1.630	-1.204	-1.198	-1.397	-1.603	-1.815	-2.034	-2.259
Fuelóleos	7	-47	-95	-69	-47	-26	-11	3	17	31
Total	-535	-1.524	-1.901	-1.422	-1.375	-1.553	-1.744	-1.942	-2.147	-2.359
Datos MITyC	-470		-1.064		-1.578		-1.939			

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

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Días de cumplimiento total	31,9	31,3	34,4	37,2	37,6	36,8	36,0	35,2	34,4	33,6
Días de obligación RD 1716	35,0	40,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Días déficit/ superávit	-3,1	-8,7	-10,6	-7,8	-7,4	-8,2	-9,0	-9,8	-10,6	-11,4
Datos MITyC	-2,7		-6,0		-8,6		-10,1			

4 CONCLUSIONES

4.1 Conclusiones Generales

Primera.- Esta Comisión considera que en sucesivos ejercicios de planificación, y en línea con lo descrito en el Libro Blanco del Sector Eléctrico, se tome como punto de partida un análisis estructurado, en el que se contemplen a priori y en el largo plazo, todas las opciones de oferta y las de demanda, junto a todos sus costes, tanto privados como sociales, para obtener con ello el óptimo económico, energético y ambiental que la nueva infraestructura de transporte debe atender con carácter prioritario. Ello no tiene por qué interferir con el principio de libertad de instalación de los agentes, ya que lo que se pretende es conocer las opciones más ventajosas para el país, que podrían servir de base a la regulación cuando se introduzcan incentivos o señales que traten de orientar a los agentes hacia dicho óptimo.

Segunda.- Esta Comisión considera que se deberían estudiar e implantar medidas que contribuyan a fomentar la diversidad de fuentes primarias de energía, de cara a paliar los efectos de la dependencia energética exterior de España, con el fin de que se propongan medidas concretas para reducir el riesgo de concentración de los suministros de energía. Al respecto, esta Comisión observa con preocupación que la dependencia energética de España se agrava considerablemente, al confiar una parte significativa de la expansión del sistema eléctrico a los ciclos combinados de gas natural.

Tercera.- Esta Comisión considera que en la próxima revisión de la Planificación se debería contemplar su participación en las primeras etapas del proceso, ya que entre sus competencias, que emanan de la Ley, están la de informar preceptivamente la planificación y la regulación energética, por lo que se debería facilitar que su participación sea efectiva.

Cuarta.- Esta Comisión valora la revisión de la Planificación, ya que el extenso horizonte temporal del documento inicial, 10 años, requiere acciones de supervisión periódicas que permitan analizar el grado de coincidencia de las previsiones con la realidad a lo largo del periodo, actualizando los valores previstos inicialmente con la mejor información de que se disponga en cada momento.

4.2 Conclusiones sobre la planificación del sistema eléctrico

Quinta.- Esta Comisión entiende necesario que tras la aprobación, en su caso, de la Revisión de la Planificación que se informa, se apruebe y publique en el B.O.E. el correspondiente Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte, el cual permitirá a los agentes, por un lado, conocer las instalaciones previstas que han de entrar en servicio durante el próximo ejercicio y, por otro, en su caso, la ejecución de las mismas mediante los mecanismos de concurrencia previstos en la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con la previsible reducción de costes respecto de los valores estándares establecidos en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre. Además, en el Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte podrían incorporarse aquellas instalaciones que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte entiende necesarias y que no aparezcan recogidas en el vigente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte.

Sexta.- Esta Comisión entiende que el organismo regulador debería de cobrar un mayor protagonismo 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.

Séptima.- Esta Comisión considera que deberían introducirse en el esquema regulatorio de la actividad de transporte de energía eléctrica, en cuanto a las condiciones administrativas y retributivas, las modificaciones que sean precisas al objeto de tener en consideración en todo momento el modelo empresarial de la actividad.

Octava.- 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 y Marruecos. 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, e incluso debería perseguirse alcanzar tal valor mínimo en la interconexión Francia, respecto de los sistemas español y portugués, dado que tal interconexión es la que realmente conecta a toda la Península Ibérica con Europa, teniendo en cuenta que está previsto el desarrollo del mercado ibérico de electricidad.

Novena.- Esta Comisión considera que es necesario cumplir, en su totalidad, el proceso de Planificación previsto en el Real Decreto 1955/2000, en lo que se refiere a la publicación del plan Anual de Instalaciones de la Red de Transporte, lo cual permitirá a los agentes, por un lado, conocer las instalaciones previstas que han de entrar en servicio durante el próximo ejercicio y, por otro, en su caso, la ejecución de las mismas mediante los mecanismos de concurrencia previstos en la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con la previsible reducción de costes respecto de los valores estándares establecidos en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

Décima.- Esta Comisión considera que se debería extender la obligación de presentación de avales a las instalaciones de generación que se conecten a las redes de distribución, de forma análoga a como se ha regulado, por medio del Real Decreto 1454/2005, para las conectadas a las redes de transporte.

4.3 Conclusiones sobre la planificación del sistema gasista

En relación con el sector gasista, se destacan las siguientes conclusiones:

Undécima.- Respecto a lo previsto inicialmente en la Planificación de 2002, los valores de las principales magnitudes se han modificado de la siguiente manera: la demanda del periodo 2005-2011 se revisa un 7% al alza, la demanda punta ha sido revisada al alza, alcanzando en el año 2011 un incremento del 30%, la capacidad de entrada se ha aumentado en un 11% y las inversiones en nuevas infraestructuras son un 46% superiores.

Duodécima.- Se considera una medida positiva la planificación de un incremento de la capacidad de almacenamiento de GNL de las plantas de regasificación, hasta los diez días. Esta medida se sitúa en línea con las observaciones realizadas por esta Comisión en el Informe Marco de 2004, en el cual se hacía referencia a la vulnerabilidad frente a contingencias externas o internas al sistema, en particular por la poca autonomía de los tanques de almacenamiento de GNL.

Décimotercera.- En relación con la planificación de 2002 se advierte un notable retraso de los proyectos de almacenamiento subterráneo considerados. La reducida capacidad de almacenamiento subterráneo actual es uno de los problemas del sistema gasista español. El desarrollo de nuevos almacenamientos es una actividad que requiere fuertes inversiones y largos períodos de tiempo de investigación y desarrollo. Se apoya la necesidad de promover el estudio y desarrollo de la mayoría de las estructuras que puedan resultar viables. En consecuencia, todos aquellos proyectos que sean viables deberían tener la misma categoría y ser desarrollados lo más pronto posible, es decir, que deberían ser calificados como “A Urgente”. Además, en los almacenamientos subterráneos, se debería hacer mención a la importancia de la ampliación, no sólo de la propia capacidad de almacenamiento, sino también de la capacidad de inyección y, sobre todo, de extracción que permitan tener disponible el gas natural almacenado.

Décimocuarta.- Se debería proceder al pronto desarrollo y convocatoria de los procedimientos de concurrencia para la autorización de nuevas instalaciones, convirtiéndose éste en el mecanismo más habitual de autorización de instalaciones, si bien la legislación contempla la opción de autorización de forma directa de forma excepcional. El mecanismo de concurrencia, debería permitir que se determinase el ganador de la oferta de forma transparente, no discriminatoria y ágil, de modo que éste procedimiento no supusiera un retraso significativo para el inicio de la construcción de los proyectos y pudiese ser más eficiente para el sistema en términos económicos.

Por otra parte, se están revisando en esta Comisión los costes estándares reconocidos a las infraestructuras adjudicadas de forma directa, que permitirán un mejor cálculo de la retribución de las actividades de transporte.

Décimoquinta.- Dados los retrasos observados en las previsiones de construcción de nuevas infraestructuras, puestos de manifiesto mediante la comparación de las fechas recogidas en el documento de Revisión de 2005 y en el de Planificación de 2002, así como a través de los sucesivos informes de Seguimiento de infraestructuras publicados semestralmente por esta Comisión, se considera preciso un mayor grado de compromiso por parte de todos los agentes, con el objeto de dar cumplimiento a los objetivos marcados por la Planificación. Por un lado, en lo que concierne a los trámites administrativos, la propia Administración debería agilizar todos los procesos relativos a la evaluación y aprobación de los proyectos, para no demorar el inicio de la construcción de los mismos. Por otro lado, los promotores de los proyectos (bien asignados a través del procedimiento de concurrencia, bien asignados de forma directa) deberían ser lo más diligentes posibles, tanto a la hora de tramitar las solicitudes de autorización, como en la ejecución de los proyectos. En este sentido, podría ser positiva la introducción de compromisos de cumplimiento de los plazos de ejecución de los nuevos proyectos, desincentivando así la acumulación de retrasos en las infraestructuras planificadas. Esto, unido al incremento de la frecuencia con que se realicen futuras revisiones, podría dar lugar a un mayor grado de ajuste de la realidad a las previsiones, permitiendo anticipar de forma eficiente las nuevas necesidades de infraestructuras del sistema.

Décimosexta.- Es necesario considerar los efectos de economía de escala en relación con la construcción de gasoductos, teniendo en cuenta, además, las elevadas previsiones de incremento de la demanda, así como la dificultad creciente para la obtención de todos los permisos de autorización de las infraestructuras, derivada ésta de mayores condicionantes medioambientales, dificultades para encontrar nuevos trazados factibles u otros motivos. Deben evitarse casos como la triplicación del gasoducto Arbos-Tivissa propuesta en esta Revisión, cuya duplicación ha sido recientemente puesta en marcha. En consecuencia, el dimensionamiento de los gasoductos debería ser suficiente para evitar la necesidad de duplicación de los mismos a corto plazo. En este sentido, se considera adecuado realizar el gasoducto Almería-Lorca-Chinchilla en 48" para evitar duplicaciones posteriores y reducir el número de estaciones de compresión necesarias asociadas al proyecto Medgaz.

Décimoséptima.- Sería necesario que las grandes infraestructuras propuestas en esta revisión de la Planificación, tales como la Planta de Regasificación del Musel o los nuevos gasoductos de diámetro y longitudes importantes, tuviesen una justificación técnica y económica en el documento.

Décimooctava- El índice de cobertura se sitúa en torno al 110% de la demanda punta estimada durante el periodo, variando entre un 106% en 2005 y el 119% alcanzado en 2010. Todo ello teniendo en cuenta el consumo simultáneo de gas para los ciclos en el período considerado más la demanda convencional, sin haber sustraído de ésta los consumos interrumpibles (no se dispone de estimaciones de evolución de estos consumos) lo que puede aumentar la capacidad de suministro del sistema gasista.

Décimonovena.- 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 sobre-coste para los usuarios del sistema.

Vigésima.- Debería revisarse la información facilitada sobre inversiones, en concreto las inversiones por kWh previsto de demanda, desarrollando, además, en mayor profundidad el capítulo 12 sobre Análisis de inversiones y costes, de forma que se justifique el plan de infraestructuras previsto frente a otras posibles alternativas.

4.4 Conclusiones sobre la planificación del sector petróleo

Vigésimoprimera.- Esta Comisión valora que se aproveche la revisión de la planificación de los sectores de electricidad y gas para abordar asimismo la relativa a las infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Sin embargo, esta Comisión recuerda que la Ley de Hidrocarburos, además del almacenamiento de reservas estratégicas, incluye otros aspectos relacionados con el sector de hidrocarburos líquidos que deben ser objeto de planificación.

Vigésimosegunda.- Respecto a la metodología utilizada, se han detectado ciertas inconsistencias en el modelo incluido en el capítulo 13 del documento de Planificación, sobre almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos. En primer lugar, no se especifica si las hipótesis de partida del mismo, al provenir del Plan Estratégico de CORES, son compatibles con la previsión de demanda de energía final de productos petrolíferos incluida en el capítulo 2 del mismo documento, elaborada por la Subdirección General de Planificación Energética. Asimismo, hay que señalar que las cifras aportadas en el modelo presentan algunas inconsistencias internas, convenientemente identificadas y detalladas en epígrafe 3.4 de este informe, que se han subsanado en el modelo aportado por la CNE en el punto 3.4.3 del mismo. Hay que destacar que, en cualquier caso, el resultado de ambos modelos es similar, contemplándose un importante déficit de almacenamiento estratégico en los próximos años.

Por esta razón y con objeto de minimizar riesgos futuros, habría sido aconsejable incluir en la planificación, además del caso considerado más probable, análisis de sensibilidad adicionales. En este sentido, en el mencionado punto 3.4.3 de este informe, esta Comisión incorpora dos análisis complementarios, en los que se considera, 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.

Vigésimotercera.- La conclusión final a la que se llega, independientemente del modelo empleado, es de un importante déficit de almacenamiento estratégico en los próximos años, que evoluciona aproximadamente desde el medio millón de metros cúbicos en 2005 hasta cerca de los dos millones de déficit en 2011, equivalentes a 9 días de demanda. A la vista de estos resultados, CORES deberá potenciar sus planes de disposición de almacenamientos y si aún así fuere insuficiente, el Gobierno podría considerar esta posibilidad de ampliar el plazo para el cumplimiento por parte de CORES de los 45 días previstos reglamentariamente.

Vigésimocuarta.- Con respecto a la posibilidad de utilizar productos semirrefinados como forma de mantenimiento de reservas estratégicas, esta Comisión considera necesario que CORES, en el ejercicio de sus funciones, mantenga existencias estratégicas en forma de aquellos productos derivados del petróleo, que estén plenamente identificados y localizados, cumplan con especificaciones oficiales, tengan un valor comparable de mercado y pueda garantizarse el mantenimiento de su calidad. En la práctica esto limita el catálogo de reservas a mantener por la Corporación a productos terminados o pendientes de tratamiento final.

5 ERRATAS

A lo largo del documento de Revisión se han detectado una serie de erratas e incongruencia de valores que se recogen a continuación:

- Incongruencia de valores entre las tablas 11.8 y 11.11. En la primera de ellas se indica una capacidad de emisión para Mugaros de 412.800 m³(n)/h, mientras que en la segunda la capacidad de regasificación que figura es de 322.500 m³(n)/h.
- Incongruencia en la previsión de demanda de gas natural incluida en el capítulo 11 con respecto a la considerada en el balance de energía primaria del capítulo 2 (tabla 2.4). Según ésta se estima, para el año 2011, una reducción del consumo de gas natural del 1% frente a la prevista en el documento de Planificación de 2002, mientras que, según los datos del capítulo 11, se estima un incremento de la demanda de gas del 4,9%.
- Incoherencia en los valores de potencia de ciclos combinados prevista para 2007 y 2011 entre los capítulos eléctrico y gasista. Por un lado, en las simulaciones incluidas en el epígrafe 11.3.2 se ha considerado una potencia instalada de 19.525 MW y 36.221 MW en 2007 y 2011 respectivamente, mientras que, por otro lado, en la página 39, se indica que la potencia estará comprendida entre 17.600 y 19.500 en 2007 y entre 24.000 MW y 35.000 MW en 2011.
- Intercambio de los valores de diámetro y presión en el gasoducto a Barbanza de la tabla 11.18



- Existen discrepancias relativas a la ampliación de la capacidad de regasificación de Barcelona entre las tablas 11.3 y las tablas 11.8 y 11.11. De la misma forma tampoco coinciden los datos relativos a la estación de compresión.

VOTOS PARTICULARES