

4. La previsión de la demanda de energía

Una vez descrito en el epígrafe anterior el estado de los sistemas de gas natural y eléctrico en cuanto a la situación actual de la demanda, oferta y cobertura, los capítulos que se exponen a continuación abordan ya el futuro de estos aspectos.

Así, en este apartado se va a realizar una estimación de la demanda de energía para los próximos años. Este análisis será seguido en los epígrafes siguientes por la previsión desde el punto de vista de la oferta y la cobertura de la demanda sin considerar problemas de red, para posteriormente examinar la repercusión que la red puede tener en la cobertura de la demanda futura.

A continuación, se analiza en primer lugar, la previsión de la demanda de gas natural y en segundo lugar, la previsión de la demanda de energía eléctrica.

4.1. Previsión de la demanda futura de gas natural

El presente apartado, analiza y estima la demanda prevista de gas natural para el periodo 2001-2005, a partir de los informes y datos recibidos de las compañías distribuidoras y otros agentes consultados.

La demanda de gas natural se obtiene mediante la agregación de sus dos mercados principales: el convencional y el de generación eléctrica con ciclos combinados a gas natural.

Ambos mercados tienen orígenes y comportamientos bien diferenciados, así, el denominado mercado convencional ha sido el que ha proporcionado la base sobre la que se ha desarrollado la actual infraestructura gasista, con gran extensión geográfica, complejidad y multiplicidad de consumidores, tal y como se ha reflejado en el capítulo 3 de este informe; en cambio, el mercado del gas para los ciclos combinados, es un mercado en fase inicial de desarrollo, con pocos puntos de consumo, pero de gran volumen unitario y que tienen una importante incidencia en la infraestructura gasista, lo que obliga a su refuerzo y ampliación.

Igualmente conviene destacar, que el comportamiento del mercado convencional es estacional, con elevadas puntas invernales y un consumo más reducido durante el verano, y su evolución está vinculada a la marcha de la actividad industrial y a las nuevas infraestructuras en redes de distribución, mientras que, el mercado del gas para los ciclos combinados, está vinculado al sistema eléctrico y por tanto a sus sistemas de gestión y determinación de la producción eléctrica, lo que dará lugar a una demanda agregada de gas más volátil y menos predecible.

La demanda futura de gas natural estimada para el periodo 2001-2005 proporciona la base sobre la que se han de analizar, valorar y justificar las necesidades de las nuevas capacidades e infraestructuras del sistema gasista, tanto para, poder atender dicha demanda de gas, como para efectuar los suministros en las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y garantía.

Asimismo, la demanda de gas prevista, es la base y la referencia para definir las necesidades totales de los aprovisionamientos, y por tanto, de los nuevos suministros de gas que se han de tener disponibles, aspecto éste, también básico para garantizar la seguridad, el servicio y el nivel de calidad adecuado.

Para determinar la previsión de la demanda de gas para el periodo 2001 – 2005, se ha solicitado su mejor estimación de la demanda, al gestor técnico del sistema gasista, a las distribuidoras, comercializadoras y a los promotores de ciclos combinados, sobre la base de dos escenarios posibles: el más probable y el alto.

Supuestos del Escenario Más Probable:

- La actividad económica nacional crecería, con un PIB en torno al 3,5%.
- Precio del gas correspondiente con precios del petróleo por encima de 22 \$/bbl y un tipo de cambio superior a 160 pta/\$.

- Precios del pool eléctrico en torno a las 6 pta/kWh.
- Invierno normal, con temperaturas en torno a la media de los últimos 20 años.
- Política comercial y de inversiones, tanto de las distribuidoras como de las comercializadoras, en línea con sus previsiones.

Supuestos del Escenario Alto:

- En este caso, la actividad económica nacional presenta un signo muy positivo, con un crecimiento del PIB superior al 4 %.
- Precio del gas bajo, correspondiente con los precios del petróleo por debajo de 22 \$/bbl y un tipo de cambio inferior a 160 ptas/\$.
- Precios medios diarios del pool eléctrico por encima de las 6 pta/kWh
- Invierno frío, con temperaturas inferiores a las registradas a la media de los últimos 20 años
- Política comercial y de inversiones en red especialmente agresiva.

Asimismo, y con motivo del proceso de liberalización del sector gasista, se solicitó tanto a las distribuidoras su mejor previsión de la demanda sobre la base de sus estimaciones del gas que tienen previsto vehicular por sus redes, como a las comercializadoras sus mejores previsiones de venta de gas.

A su vez, estas estimaciones solicitadas debían realizarse, tanto, para el mercado en las zonas actualmente con distribución, como, sobre los mercados en nuevas áreas geográficas. Dentro del mercado convencional se solicitó distinguir entre los diferentes segmentos de mercado (doméstico-comercial, industrial firme, cogeneración, interrumpible, GNL, materia prima y centrales térmicas

clásicas), y para el mercado basado en los ciclos combinados, se solicitó distinguir entre las centrales con contrato de acceso al sistema gasista y las centrales que sólo habían solicitado el derecho de acceso.

Igualmente, se solicitó al gestor técnico del sistema eléctrico información relativa a sus estimaciones sobre qué potencia mínima de ciclos combinados estima que ha instalarse en los próximos cinco años y la producción de éstos dentro del balance eléctrico nacional.

Del análisis de la información recibida sobre la demanda de gas para el mercado convencional se han observado escasas diferencias entre las distintas previsiones facilitadas por los agentes consultados, por lo que a efectos de este informe, se ha tomado como demanda de referencia en el escenario más probable, la demanda estimada por el gestor técnico del sistema gasista.

No es el caso de la demanda de gas estimada para los ciclos combinados, donde se observan sensibles diferencias de apreciación entre los distintos agentes consultados; por ello, y tras los análisis pertinentes, se ha realizado la estimación de la demanda de gas para ciclos combinados que se considera más fiable.

Los siguientes apartados analizan y estiman la previsión de demanda de gas para cada uno de los mercados, convencional y de ciclos combinados, para concluir finalmente con una previsión de demanda conjunta de ambos mercados y en los diferentes escenarios considerados.

El resultado de esta estimación de la demanda para el periodo 2001-2005, se concreta en que el mercado del gas va a seguir caracterizándose por unas tasas de crecimiento altas, incluso mayores que las registradas en los últimos años, originadas por el crecimiento vegetativo en los mercados actuales, por la expansión a nuevas áreas geográficas, así como, por la implantación de nuevos grupos de ciclos combinados (CCGT).

Pero con la particularidad de que dicha demanda de gas tendrá una mayor volatilidad, ocasionada por la incertidumbre en el consumo de las centrales de ciclos combinados por depender éste del funcionamiento del sistema eléctrico.

4.1.1. Estimación de la demanda convencional para el período 2001-2005

La demanda de gas en el mercado convencional se compone de dos segmentos de mercado: doméstico-comercial e industrial.

El primero, se caracteriza por su estacionalidad y por la alta correlación de su demanda diaria con la temperatura, siendo este segmento de mercado el responsable principal de las puntas de demanda de invierno, debido principalmente al uso del gas en calefacción.

El segundo, la demanda de gas en el segmento industrial, se caracteriza por ser una demanda más uniforme a lo largo del año, relacionada directamente con el nivel de producción y de actividad industrial, e inversamente relacionada con el nivel del precio del gas.

El resultado de ambos segmentos de mercado ofrece una demanda en el mercado convencional caracterizada sobre todo por las puntas de consumo en invierno.

Consideraciones sobre la estimación de la demanda en el mercado doméstico - comercial

En el segmento doméstico se estima que el incremento de la demanda de gas se producirá principalmente por la incorporación de más de 300.000 nuevos consumidores al año, en línea con los crecimientos experimentados en los últimos años.

Estos nuevos clientes, se incorporarán al sistema gasista por la extensión del mismo a nuevas áreas geográficas, así como, por la incorporación de nuevos clientes en las áreas ya gasificadas, mediante acciones comerciales de saturación. Asimismo, se estima que en el periodo considerado, 2001-2005, se producirá un incremento en el consumo anual medio por consumidor del 2,4%, pasando de un consumo medio de 5.829 te/año en 2001, a un consumo de 6.407 te/año en 2005.

En cuanto al segmento comercial, éste ha seguido históricamente un paralelismo con el mercado doméstico,

Figura 4.1.1. Previsión de Demanda Doméstica en el Escenario Más Probable

	2001	2002	2003	2004	2005
Total Clientes Fin de Año (Millones)	4,34	4,66	5,01	5,34	5,65
Total Demanda Doméstica (Mte)	25.300	27.900	30.800	33.500	36.200
Consumo Medio (Te/año)	5.829	5.987	6.148	6.273	6.407

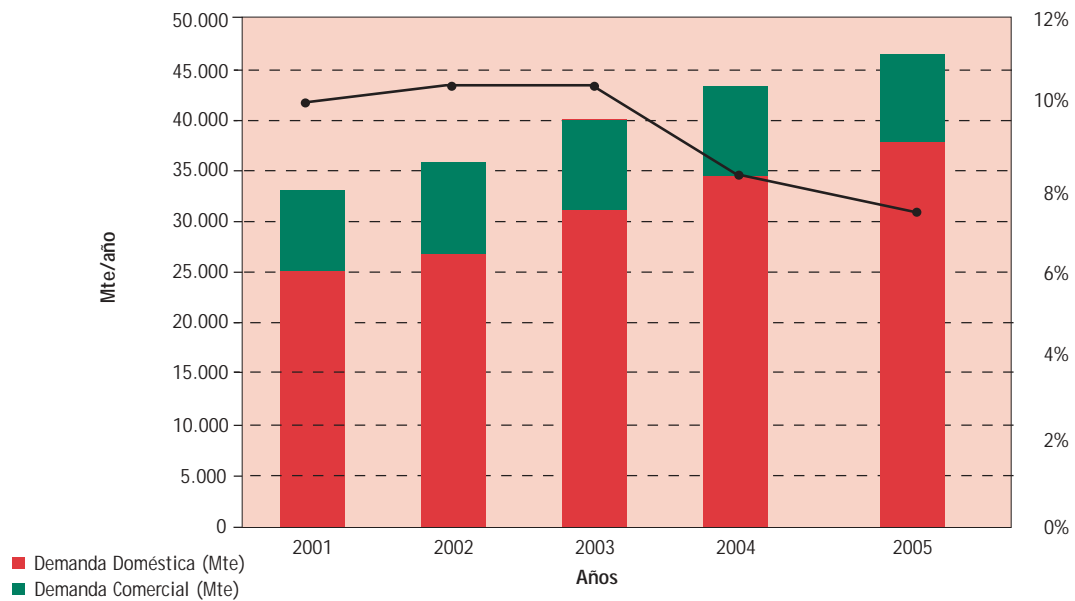
Fuente: Enagas y CNE

Figura 4.1.2. Previsión de Demanda Doméstico – Comercial en el Escenario Más Probable

	2001	2002	2003	2004	2005
Demanda Mercado Doméstico (Mte)	25.300	27.900	30.800	33.500	36.200
Demanda Mercado Comercial (Mte)	7.600	8.400	9.200	9.900	10.500
Total Mercado Doméstico Comercial	32.900	36.300	40.000	43.400	46.700

Fuente: Enagas y CNE

Figura 4.1.3. Evolución prevista de la Demanda Doméstico - Comercial y Tendencia del Crecimiento Porcentual de la Demanda



Fuente: Enagas y CNE

manteniéndose la demanda del sector comercial en aproximadamente un 30% de la demanda en el mercado doméstico.

Consideraciones sobre la estimación de la demanda en el mercado industrial

Para la estimación de la demanda del mercado industrial, deben considerarse las peculiaridades de cada uno de los segmentos principales en los que se puede dividir dicho mercado: suministros de gas para la fabricación de amoníaco, para las centrales térmicas convencionales de generación eléctrica, para industria en régimen interrumpible y para la industria con suministro en firme.

La demanda de gas para la producción de amoníaco, se considera constante a lo largo del periodo, en sintonía con lo acaecido en los últimos años, no estando previstos nuevos proyectos en esta actividad, ni incrementos de capacidad en las instalaciones existentes.

En el mercado de las centrales térmicas convencionales (mixtas fuelóleo/gas), se considera que la demanda de gas se

reducirá de forma considerable, al ser desplazada la producción eléctrica de estas centrales por la entrada en funcionamiento de las nuevas centrales de ciclo combinado de mayor rendimiento. A esta justificación, hay que añadir que las centrales térmicas convencionales están adaptadas para quemar indistintamente fuel-oil o gas natural, por lo que, el consumo de gas dependerá del diferencial de costes que exista en cada momento con el fuel-oil. Por último, se debe señalar que algunos grupos térmicos convencionales serán sustituidos en su mismo emplazamiento por ciclos combinados. Por todas estas razones, se prevé que la demanda de gas en este segmento de mercado quedará reducida al gas demandado por las centrales que lo precisan como apoyo a su combustible base y a la demanda de aquellas centrales que se utilicen para cubrir problemas de puntas o de seguridad del sistema eléctrico.

La demanda de gas de clientes industriales en régimen interrumpible es en la actualidad del orden de 17.000 Mte/año.

No obstante, conviene indicar que el mercado interrumpible es una pieza básica para el equilibrio, a corto plazo, entre la oferta y la demanda de gas en el

sistema, lo que puede permitir el reducir la necesidad de costosas y nuevas inversiones en almacenamientos de gas.

La evolución del mercado interrumpible, en los últimos meses, manifiesta una importante reducción, de aproximadamente 6.000 Mte/año, motivada por el cambio de parte de los consumidores contratados en este régimen a tarifa, a ser suministrados en firme desde el mercado liberalizado.

Por el contrario, las expectativas de la demanda de gas para el mercado industrial en régimen firme son alcistas, sustentándose en las siguientes causas:

- La incorporación de nuevos clientes al sistema gasista, tanto, por saturación y extensión de las redes existentes,

como por la implantación de nuevas redes en las áreas geográficas pendientes de gasificación.

- El crecimiento vegetativo, tanto en los clientes actuales y futuros como consecuencia del incremento de la actividad en general. Este crecimiento estará correlacionado con la variación del PIB, ajustado por un factor de eficiencia en el uso del gas.

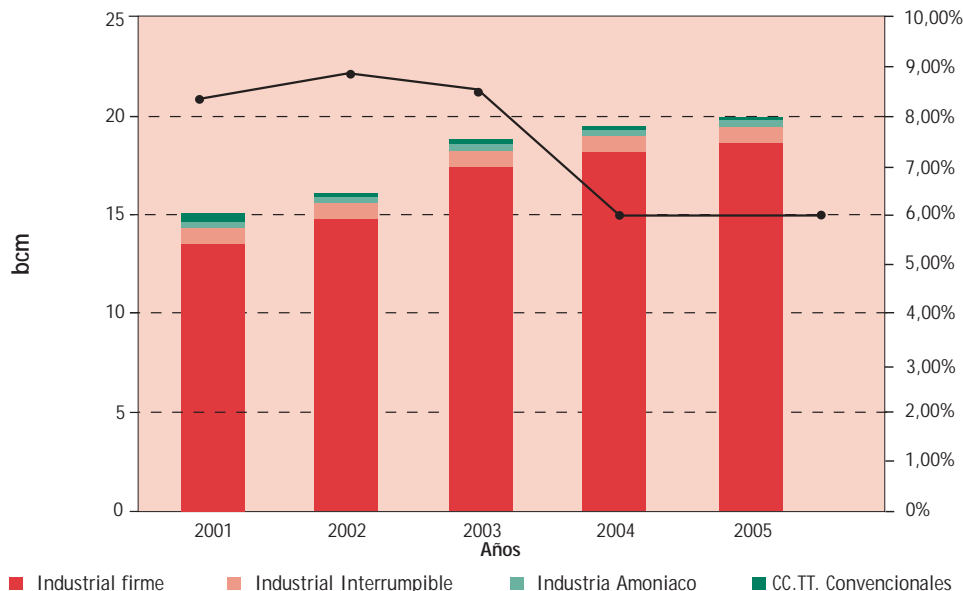
Dentro de la demanda industrial, la cogeneración ha venido representando un porcentaje de aproximadamente el 30% del total. En el futuro, las incorporaciones más significativas pueden provenir de las cogeneraciones destinadas al tratamiento de purines. Al ser la cogeneración un mercado fuertemente dependiente del escenario de precios energéticos, es esperable que haya un

Figura 4.1.4. Evolución de la demanda de nuevos clientes en Escenario Más Probable

	2001	2002	2003	2004	2005
Demanda por Nuevos Clientes (Mte)	14.200	14.000	13.000	7.000	6.700
Demanda por Crecimiento Vegetativo	1.000	3.000	4.000	4.000	5.000
Total Crecimiento Demanda (Mte)	15.200	17.000	17.000	11.000	11.700
Total Demanda Industrial (Mte)	151.000	165.000	180.000	191.000	202.000

Fuente: Enagas y CNE

Figura 4.1.5. Evolución de la Demanda Industrial y Tendencia del Crecimiento Porcentual



cierto nivel de incertidumbre, en el consumo de gas y en la producción de electricidad de las instalaciones puestas en marcha, y en el desarrollo de nuevos proyectos de cogeneración.

Previsión de la demanda convencional para 2001 - 2005

La previsión de la demanda para el mercado convencional en el escenario más probable se expresa en la figura siguiente.

importante en el caso de las centrales, un 43,8%, y más reducido en el caso interrumpible, 5%.

La ligera disminución esperada en la demanda con suministro interrumpible, implica una reducción de su peso dentro de la demanda global, perdiendo el sistema gasista parte de la flexibilidad que proporciona este tipo de suministro. Dicho impacto se acrecienta con el descenso de la demanda para las centrales convencionales que

Figura 4.1.6. Previsión de la Demanda Escenario Más Probable en el Mercado Convencional

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,6	4,0	4,3	4,7	9,3%
Total Industrial	13,9	15,1	16,5	18,0	19,1	20,2	7,7%
Industrial Firme	10,3	12,2	13,9	15,6	16,7	17,9	11,6%
Industrial Interrumpible	2,2	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-5,0%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-43,8%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8	8,0%
Gas Natural Canalizado	16,3	17,8	19,3	21,5	22,7	23,9	7,9%
Gas Natural Licuado (GNL)	0,6	0,6	0,9	0,5	0,7	1,0	10,4%

Fuente: ENAGAS y Distribuidoras

La demanda convencional, se estima tendrá un crecimiento medio anual del 8%, inferior al de los últimos años, que registraron valores por encima del 10%, el mercado muestra todavía su potencial de crecimiento. El crecimiento mayor se espera en el consumo industrial en firme (11,6%), seguido del doméstico – comercial (9,3%), siendo bajo el crecimiento esperado en la demanda correspondiente a la industria del amoniaco. Asimismo, la demanda de las centrales térmicas convencionales y el suministro interrumpible se espera que sufran un retroceso, que será muy

también poseen contratos de suministro interrumpibles.

Las estimaciones de demanda para el escenario alto, mantienen las tendencias en los diferentes segmentos del mercado, siendo los crecimientos y decrementos ligeramente superiores e inferiores, respectivamente.

El crecimiento global medio, pasa de un 8% en el escenario más probable a un 9% en el escenario alto.

Figura 4.1.7. Previsión de la Demanda Escenario Alto en el Mercado Convencional

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico-Comercial	3,0	3,3	3,7	4,0	4,4	4,7	9,5%
Total Industrial	13,9	15,1	17,4	18,9	20,1	21,3	8,9%
Industrial Firme	10,3	12,2	14,7	16,5	17,6	18,9	13,2%
Industrial Interrumpible	2,2	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	-4,8%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-42,1%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	21,1	23,0	24,5	26,0	9,0%
Gas Natural Canalizado	16,3	17,8	20,1	22,4	23,7	24,9	8,9%
Gas Natural Licuado (GNL)	0,6	0,6	0,9	0,5	0,8	1,0	11,8%

Fuente: ENAGAS y Distribuidoras

Crecimiento Interanual de la demanda en unidades físicas entre 2001-2005

El crecimiento medio de la demanda doméstico-comercial, se prevé que alcance 0,3 bcm anuales, y en el caso de la demanda industrial que sea de alrededor de 1,3 bcm anuales, tal y como se muestra en la **figura 4.1.8**.

El incremento en la demanda industrial estará soportado por los suministros en régimen firme, que se prevé tenga un crecimiento medio de 1,56 bcm anuales, que compensarán los descensos en la demanda industrial interrumpible y de centrales térmicas convencionales.

El conjunto del mercado convencional crecerá a un ritmo medio de 1,6 bcm/año. Particularmente, hay que destacar los elevados crecimientos de la demanda convencional esperados para los años 2002 y 2003, de 1,7 y de 1,9 bcm respectivamente, como resultado de las estimaciones a partir de los contratos actualmente en negociación y del crecimiento esperado por las nuevas redes que actualmente están en fase de construcción.

Al realizar la comparación de la previsión actual con el periodo 1996-2000, se observan crecimientos similares, ya que, en el quinquenio anterior la demanda convencional creció 8,0 bcm, mientras que, para el periodo 2001-2005 se espera un crecimiento similar en torno a los 7,9 bcm.

Figura 4.1.8. Incrementos respecto al año anterior de la Demanda Convencional en el Escenario Más Probable

	Media 1996 - 2000	2001	2002	2003	2004	2005	total periodo	medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Doméstico Comercial	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	1,6	0,3
Total Industrial	1,3	1,2	1,4	1,5	1,1	1,1	6,3	1,3
Industrial Firme		2,1	1,7	1,7	1,1	1,2	7,8	1,6
Industrial Interrumpible		-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6	-0,1
Industria Amoniaco		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC.TT. Convencionales		-0,3	-0,3	-0,2	0,0	-0,1	-0,9	-0,2
DEMANDA CONVENCIONAL	1,6	1,5	1,7	1,9	1,4	1,4	7,9	1,6

Figura 4.1.9. Incrementos respecto al año anterior de la Demanda Convencional en el Escenario Alto

	Media 1996 - 2000	2001	2002	2003	2004	2005	total periodo	medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Doméstico-Comercial	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	1,7	0,3
Total Industrial	1,3	1,2	2,3	1,5	1,2	1,2	7,4	1,5
Industrial Firme		2,1	2,4	1,8	1,2	1,2	8,7	1,7
Industrial Interrumpible		-0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	-0,5	-0,1
Industria Amoniaco		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC.TT. Convencionales		-0,3	-0,3	-0,2	0,0	-0,1	-0,9	-0,2
DEMANDA CONVENCIONAL	1,6	1,5	2,7	1,9	1,5	1,5	9,1	1,8

En cuanto al escenario alto de demanda, el mercado doméstico-comercial no presenta diferencias apreciables con la demanda en el escenario más probable, siendo el mercado industrial el principal responsable de las diferencias entre ambos escenarios. En particular, el mercado industrial presenta un crecimiento singularmente elevado en el año 2002, que no tiene continuidad en los años siguientes.

La diferencia entre ambos escenarios, para el periodo 2001-2005, se cifra en pasar de un crecimiento de 7,9 bcm en el escenario más probable a un crecimiento de 9,1 bcm en el escenario alto.

Distribución geográfica de la demanda

La demanda de gas natural desde el punto de vista de operación del sistema se divide en tres zonas, claramente diferenciadas: área del Mediterráneo, área del Ebro y área al Oeste de Haro.

Para la distribución de la demanda por regiones se ha tenido en cuenta el grado de penetración de esta energía en cada una de ellas, su potencial de crecimiento y la disponibilidad de infraestructuras futuras.

El análisis sobre la distribución geográfica de la demanda, se realizará sobre la base del escenario más probable, y

finalmente se adjuntarán los cuadros resumen del escenario alto.

En las tres áreas en las que se ha dividido el territorio nacional, la demanda convencional crece de diferentes maneras entre ellas, como puede observarse en la figura.

En el área al Oeste de Haro se estima que la demanda tendrá el crecimiento medio anual más alto (9,8%) debido a su potencial de crecimiento. En este área, todas las Comunidades Autónomas, excepto Castilla – La Mancha y Andalucía, tienen crecimientos por encima de la media nacional. Las previsiones de demanda, tanto en Castilla – La Mancha como en Andalucía, estarán influenciadas por la menor demanda estimada en las centrales térmicas convencionales instaladas; en este apartado no se consideran aún los ciclos combinados. En el caso de Extremadura se parte del orden de 0,06 bcm en 2000 para llegar a 0,1 en 2005.

Como resultado de estos crecimientos, al final del quinquenio, dicha área alcanzará una demanda prácticamente similar a la del área del Mediterráneo (10,2 bcm frente a 10,6 bcm) que históricamente es la zona de mayor consumo de gas natural ya que posee un mayor desarrollo de red y madurez de mercado.

Figura 4.1.10. Distribución de la Demanda Convencional por Área Geográfica en el Escenario Más Probable

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	8,9	9,6	10,2	10,6	7,5%
CATALUÑA	4,5	4,9	5,3	5,6	5,8	6,1	6,5%
COMUNIDAD VALENCIANA	2,7	2,8	3	3,3	3,5	3,7	6,8%
MURCIA	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	26,2%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,4	3,6	3,8	4,1	5,3%
ARAGÓN	1,0	0,9	1	1,1	1,1	1,2	3,0%
LA RIOJA	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	21,8%
NAVARRA	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	2,7%
PAÍS VASCO	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	2,1	5,7%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	7,9	8,8	9,4	10,2	9,8%
GALICIA	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	35,5%
ASTURIAS	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	10,5%
CANTABRIA	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	17,3%
CASTILLA Y LEÓN	1,1	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	11,6%
MADRID	1,4	1,7	1,9	2	2,1	2,2	9,7%
CASTILLA-LA MANCHA*	1,0	0,7	0,8	0,9	0,9	1	0,0%
ANDALUCÍA	1,9	1,9	2,2	2,4	2,5	2,7	7,6%
EXTREMADURA	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	10,1%
TOTAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8	8,0%

Fuente: ENAGAS

* La demanda de Castilla-La Mancha tiene en cuenta la disminución del consumo de gas en la central actual mixta de fuel/gas de Aceca

El Área del Mediterráneo, aunque es un mercado desarrollado según se ha señalado anteriormente, tendrá un crecimiento elevado (7,5%) arrastrado fundamentalmente por el consumo del sector industrial.

En esta zona es de destacar el crecimiento esperado de la demanda en Murcia: 26,2%.

Por último el área del Ebro, crecerá a un ritmo del 5,3%, resultado evidente del grado de

saturación alcanzado, mayor que el existente en el resto de las áreas, si bien La Rioja muestra una tasa del 21,8%.

En las siguientes figuras se presenta la demanda convencional por Comunidades Autónomas en el año 2000 y las previsiones del 2002 y 2005 que proporcionan una visión más intuitiva de los datos aportados.

Figura 4.1.11. Previsión de la Demanda Convencional por Comunidades Autónomas

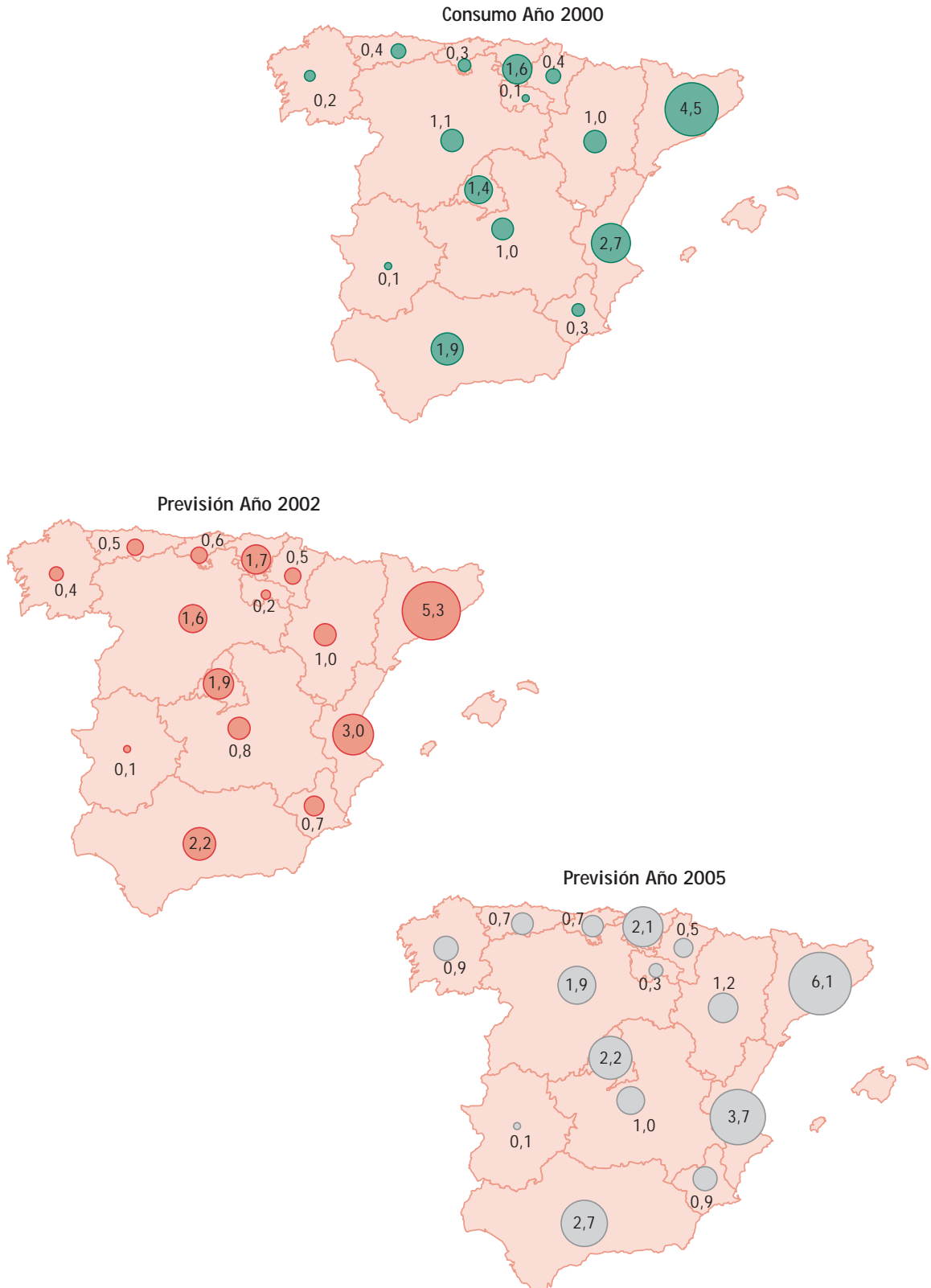


Figura 4.1.12. Incremento de la Demanda convencional por CC. AA. en Escenario más Probable

ZONA GEOGRÁFICA	2001	2002	2003	2004	2005	total período	medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
ÁREA DEL MEDITERRÁNEO	0,8	0,7	0,7	0,6	0,4	3,2	0,6
CATALUÑA	0,4	0,4	0,3	0,2	0,3	1,6	0,3
COMUNIDAD VALENCIANA	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	1,0	0,2
MURCIA	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,6	0,1
ÁREA EBRO	-0,1	0,3	0,2	0,2	0,3	0,9	0,2
ARAGÓN	-0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0
LA RIOJA	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0
NAVARRA	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
PAÍS VASCO	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,5	0,1
ÁREA OESTE DE HARO	0,8	0,7	0,9	0,6	0,8	3,8	0,8
GALICIA	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,7	0,1
ASTURIAS	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,1
CANTABRIA	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,1
CASTILLA Y LEÓN	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,8	0,2
MADRID	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,8	0,2
CASTILLA-LA MANCHA	-0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
ANDALUCÍA	0,0	0,3	0,2	0,1	0,2	0,8	0,2
EXTREMADURA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1,5	1,7	1,9	1,4	1,4	7,9	1,6

Crecimiento interanual de la demanda en unidades físicas entre 2001 – 2005

En la **figura 4.1.12** se presentan los crecimientos anuales previstos en bcm de cada Comunidad Autónoma en el Escenario más probable.

Observando las diferentes áreas, el área al Oeste de Haro con 3,8 bcm para el periodo 2001-2005 tendrá el mayor crecimiento absoluto, seguida por el Mediterráneo (3,2 bcm) y Ebro (0,9 bcm).

Como se observa en esta última figura el crecimiento medio en valor absoluto mayor se produce en Cataluña (1,6 bcm), seguida por Valencia (1,0 bcm), Andalucía (0,8), Madrid (0,8) y Castilla y León (0,8).

Concluyendo, se prevé unos crecimientos importantes de la demanda convencional en términos absolutos en

las cuatro regiones o zonas geográficas siguientes, que corresponden a su vez a las zonas de mayor consumo hasta el momento; a saber:

- Cataluña y Comunidad Valenciana: 2,6 bcm al final del periodo.
- Madrid y Castilla y León: 1,6 bcm al final del periodo.
- Andalucía: 0,8 bcm al final del periodo.
- País Vasco: 0,5 bcm al final del periodo.

Dichas zonas totalizan un aumento de su demanda de 5,5 bcm, que representa el 69,6% del aumento total esperado de la demanda convencional para el periodo 2001 – 2005.

Figura 4.1.13. Distribución de la Demanda Convencional por Área Geográfica en el Escenario Alto

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	9,4	10,2	10,7	11,2	8,6%
CATALUÑA	4,5	4,9	5,6	5,9	6,1	6,4	7,3%
COMUNIDAD VALENCIANA	2,7	2,8	3,1	3,5	3,7	3,9	7,6%
MURCIA	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	24,6%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,6	3,8	4,0	4,3	6,1%
ARAGÓN	1,0	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	5,4%
LA RIOJA	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	24,6%
NAVARRA	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	4,6%
PAÍS VASCO	1,6	1,6	1,8	1,9	2,0	2,2	6,6%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	8,5	9,4	10,0	10,7	10,8%
GALICIA	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	35,1%
ASTURIAS	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	11,8%
CANTABRIA	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	18,5%
CASTILLA Y LEÓN	1,1	1,4	1,7	1,8	1,9	2,0	12,7%
MADRID	1,4	1,7	2,0	2,1	2,2	2,3	10,4%
CASTILLA-LA MANCHA	1,0	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	0,0%
ANDALUCÍA	1,9	1,9	2,3	2,5	2,6	2,8	8,1%
EXTREMADURA	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0%
TOTAL	16,9	18,4	21,1	23,0	24,5	26,0	9,0%

Fuente: ENAGAS

Figura 4.1.14. Incremento de la Demanda convencional por CC. AA. en Escenario Alto

ZONA GEOGRÁFICA	2001	2002	2003	2004	2005	total periodo	medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
ÁREA DEL MEDITERRÁNEO	0,8	1,2	0,7	0,5	0,5	3,8	0,8
CATALUÑA	0,4	0,7	0,3	0,2	0,3	1,9	0,4
COMUNIDAD VALENCIANA	0,1	0,3	0,3	0,2	0,2	1,2	0,2
MURCIA	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,7	0,1
ÁREA EBRO	-0,1	0,5	0,2	0,2	0,3	1,1	0,2
ARAGÓN	-0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0
LA RIOJA	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0
NAVARRA	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
PAÍS VASCO	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,6	0,1
ÁREA OESTE DE HARO	0,8	1,3	0,9	0,5	0,7	4,3	0,9
GALICIA	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,7	0,1
ASTURIAS	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,1
CANTABRIA	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,1
CASTILLA Y LEÓN	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,9	0,2
MADRID	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,9	0,2
CASTILLA-LA MANCHA	-0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
ANDALUCÍA	0,0	0,4	0,2	0,1	0,2	1,0	0,2
EXTREMADURA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1,5	2,7	1,9	1,5	1,5	9,1	1,8

Fuente: ENAGAS

No obstante, en las Comunidades Autónomas de Galicia y Murcia se prevén incrementos de demanda similares a los de las zonas anteriores, 0,7 y 0,6 bcm, respectivamente, para el periodo 2001 – 2005. Dichas Comunidades Autónomas junto con las anteriores constituyen el 78,5% del incremento de demanda previsto para toda España.

Para completar la información se adjuntan las figuras correspondientes para el escenario alto.

4.1.2. Estimación de la demanda punta del mercado convencional de gas natural en el periodo 2001 a 2005

Para el diseño y operación del sistema gasista, el valor de la demanda de gas en los días punta es el parámetro de referencia. Dicha demanda punta anual está relacionada, por un lado, directa y proporcionalmente con la demanda media anual, y por otro lado, con la climatología del momento.

Para la estimación y cálculo de la demanda punta anual a inyectar en el sistema de transporte y distribución, se excluye la demanda interrumpible para las centrales térmicas convencionales y la demanda de GNL para las plantas satélites.

La demanda punta de gas en el mercado convencional se da en el periodo invernal, y su intensidad está afectada principalmente por el nivel y duración del descenso de las temperaturas. Esto es debido a la extraordinaria sensibilidad que el mercado doméstico y comercial tiene a esta variable. El factor de carga¹ de este segmento del mercado ha variado entre 3,0 y 4,1 dependiendo de la dureza del invierno durante

el último decenio. En cambio, la demanda industrial, apenas se ve afectada por las variaciones de temperatura en los días punta y se ha situado en torno a 1,1 en dicho periodo. Dado que el cálculo del factor de carga del conjunto del sistema es una media ponderada de ambos factores, el impacto del mercado doméstico – comercial se amortigua bastante, quedando un factor de carga global de aproximadamente 1,5.

Para la estimación de la demanda punta en el periodo 2001 –2005, se ha tomado el factor de carga correspondiente a la media de los últimos 5 años, que ha sido de 1,55.

Igualmente se puede definir Demanda Punta Extrema, como la punta en una situación extrema, invierno con temperaturas anormalmente bajas. El factor de carga del sistema más alto registrado en el periodo 1991-2000, se registró en el año 1995, donde las temperaturas fueron las más extremas del periodo. Extrapolando estas condiciones al periodo en estudio 2001-2005, resultaría un factor de carga en torno al 1,6.

En las **figuras 4.1.15 y 4.1.16** se exponen las previsiones estimadas para la demanda diaria media, demanda diaria punta y demanda diaria punta extrema, para los dos escenarios considerados.

El incremento de la demanda punta en el 2005 para el escenario más probable se estima será del 65% sobre la registrada en el año 2000, y del 73% para el escenario alto.

¹ Llamaremos factor de carga a la relación entre la demanda en los días punta y la demanda diaria media.

Figura 4.1.15. Previsión de la Demanda Punta del Mercado Convencional en el Escenario Más Probable

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[%]
Demanda Día Medio	422	472	521	586	622	655	9,2%
Demanda Día Punta	611	730	805	907	959	1012	10,6%
Demanda Día Punta Extremo		755	834	938	995	1048	8,5%

Fuente: ENAGAS.

Figura 4.1.16. Previsión de la Demanda Punta del Mercado Convencional en el Escenario Alto

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[%]
Demanda Día Medio	422	472	544	612	650	684	10,1%
Demanda Día Punta	611	730	841	948	1002	1057	11,6%
Demanda Día Punta Extrema		755	871	980	1040	1095	9,7%

Fuente: ENAGAS

Se observa, además, que las demandas puntas para el escenario alto serían superiores a las demandas puntas extremas del escenario más probable en cada año.

Tras haber analizado las estimaciones de la demanda anual de gas así como de la demanda punta para el caso del mercado convencional en el periodo 2001 a 2005, se realiza a continuación un análisis similar para el caso de las demandas anual y punta en el mercado de generación eléctrica con ciclos combinados. Dada la gran variedad de escenarios considerados en la elaboración del estudio, y con el objeto de facilitar la lectura, en adelante se empleará la siguiente terminología: los escenarios referidos a la demanda anual de gas se denominarán siempre como superior, central e inferior, así como las sendas de incorporación de los ciclos, mientras que los referidos a la demanda punta serán nombrados como alto, medio y bajo.

4.1.3. Demanda de gas para el mercado de generación eléctrica con ciclos combinados

El continuado crecimiento de la demanda eléctrica experimentado en nuestro país en los últimos años, está dando lugar, a una progresiva disminución del grado de cobertura de la demanda eléctrica con el parque generador disponible, lo que ha provocado la necesidad de iniciar un nuevo ciclo inversor en instalaciones de generación de energía eléctrica.

De entre las diversas tecnologías de generación disponibles, el mercado ha optado por las centrales termoeléctricas basadas en ciclos combinados, utilizando el gas natural como combustible.

Desde el punto de vista del sistema gasista, este mercado está en su fase inicial de crecimiento, sin que todavía haya central

alguna en funcionamiento. La demanda de gas en este mercado se espera que tenga un rápido crecimiento en los próximos años, adquiriendo un importante volumen en relación con el mercado convencional actual, lo que implicará un cambio sustancial en el sector gasista, tanto en sus aspectos cuantitativos como cualitativos, generando la necesidad urgente de nuevas inversiones en infraestructura gasista.

El mercado de gas para los ciclos combinados se caracteriza por concentrar grandes volúmenes de consumo en unos pocos emplazamientos, con la particularidad de que esta demanda de gas estará condicionada por el comportamiento del propio mercado eléctrico y de las variables que el mismo rigen, tales como: el precio del pool eléctrico, la hidráulicidad, la demanda eléctrica global, el coste y disponibilidad de los diferentes grupos del parque generador, los excedentes de energía incorporados a la red por los cogeneradores, etc. Variables todas ellas, que influyen notablemente en el número de horas de funcionamiento de las centrales que consumen gas natural, y por consiguiente en la demanda de gas en los ciclos combinados; por tanto es de esperar una importante volatilidad en la demanda de gas para este mercado.

En todo caso, la demanda de gas de los ciclos combinados, estará condicionada por la fecha de entrada en funcionamiento de los mismos y del número de ellos que finalmente lleguen a instalarse.

Situación actual de los proyectos de los Ciclos Combinados

Para el periodo analizado, 2001-2005, los promotores de proyectos de ciclos combinados han comunicado a esta

Comisión la intención de poner en servicio instalaciones con una potencia de 20.800 MW, existiendo un importante número adicional de proyectos en estudio con fecha prevista de puesta en marcha para después del año 2005. De la información recibida se constata el diferente grado de avance en los proyectos anunciados, que se puede valorar en función del logro de los sucesivos hitos que son necesarios superar hasta la puesta en servicio de la instalación. De entre estos hitos, cabe destacar:

- Inicio del proyecto por parte del promotor
- Obtención de las Autorizaciones Administrativas pertinentes, entre ellas: la Declaración de Impacto Ambiental por el Ministerio de Medio Ambiente y la Autorización de Instalación por la D.G.P.E.M.
- Firma del contrato de acceso a la red de gas y disponibilidad de suministro de gas, bien por medio de un comercializador, o bien mediante el correspondiente contrato de aprovisionamiento.
- Puesta en operación comercial.

En función de estos hitos, el grado de avance de los proyectos anunciados es el siguiente:

- Hay 52 grupos de 400 MW (20.800 MW) con fecha de inicio de operación estimada antes del 31 de diciembre del 2005.
- Hay 22 grupos de 400 MW (8.800 MW) con Autorización Administrativa del Ministerio de Economía.
- Hay 26 grupos de 400 MW (10.400 MW) con contrato de acceso al sistema gasista.

Hay que significar, que no todos los grupos que cuentan con Autorización Administrativa poseen contrato de acceso, e igualmente, que no todos aquellos ciclos con contrato de acceso han obtenido la pertinente Autorización Administrativa.

En las **figuras 4.1.17 y 4.1.18**, se indican todos los proyectos anunciados para el periodo 2002 – 2005, según

la información recibida por parte de los promotores y el Gestor Técnico del Sistema. En las mismas se resumen los datos de la situación de los ciclos combinados por Comunidades Autónomas diferenciando entre los proyectos anunciados, aquellos que poseen Autorización Administrativa y aquellos que han firmado contrato de acceso a la red gasista.

Previsiones de implantación de ciclos combinados a gas

El dilatado proceso necesario hasta la puesta en operación comercial de estas instalaciones, junto con el variable entorno existente, proporciona un cierto grado de incertidumbre en el número de ciclos combinados que finalmente serán implantados en España.

Por este motivo para la estimación de la demanda de gas asociada es necesario establecer un escenario de referencia para la implantación de los ciclos combinados que tenga en cuenta, el conjunto de necesidades y posibilidades existentes en los sistemas eléctricos y gasista, así como, las diferentes estimaciones y propuestas realizadas por los agentes involucrados. Esto nos permitirá establecer un conjunto de sendas de implantación para dichos ciclos combinados, que englobarán las opciones más factibles, entre que se estima se encontrará la senda real de implantación, resultado de las libres decisiones del mercado.

Partiendo de la información disponible, hay cuatro enfoques sobre la posible implantación de los ciclos combinados en el periodo 2001-2005:

1. Implantación de C. Combinados según los promotores.
2. Implantación de C. Combinados según el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico.
3. Implantación de C. Combinados según el Gestor Técnico del Sistema Gasista.
4. Implantación de C. Combinados de mayor grado de avance en su puesta en servicio.

Figura 4.1.17 Datos Básicos de los Proyectos de CCGT remitidos a la CNE

Fecha anunciada de Inicio Operación Comercial	Promotor	Localización	Potencia (MW)	Contrato de Acceso Sistema Gasista	Autorización Administrativa Instalación
1 ^{er} T 2002	Gas Natural	San Roque (Cádiz)	400	Sí	Sí
1 ^{er} T 2002	Endesa	San Roque (Cádiz)	400	Sí	Sí
1 ^{er} T 2002	Endesa	Besòs (Barcelona)	400	Sí	Sí
2 ^o T 2002	Gas Natural	Besòs (Barcelona)	400	Sí	Sí
3 ^{er} T 2002	Iberdrola	Castellón	800	Sí	Sí
3 ^{er} T 2002	Hidrocantábrico	Castejón (Navarra)	400	Sí	Sí
1 ^{er} T 2003	BBE	Bilbao (Guipúzcoa)	800	Sí	Sí
Finales 1 ^{er} T 2003	Iberdrola	Castejón (Navarra)	400	Sí	Sí
2 ^o T 2003	Iberdrola - RWE	Tarragona	400	-	-
3 ^{er} T 2003	Endesa	Tarragona	400	Sí	-
4 ^o T 2003 o 1 ^{er} T 2004	N.G.S.	San Roque (Cádiz)	400	Sí	Sí
1 ^{er} T 2004	AES	Escombreras (Murcia)	1200	-	Sí
1 ^{er} T 2004	Guadalcacín Energía	Arcos F (Cádiz)	400	-	-
1 ^{er} T 2004	Iberdrola	Santurce (Vizcaya)	400	-	-
2 ^o T 2004	REPSOL	Escombreras (Murcia)	1200	-	-
1 ^{er} S 2004	N.G.S.	San Roque (Cádiz)	400	Sí	Sí
1 ^{er} S 2004	Entergy	Castelnou (Teruel)	800	-	-
1 ^{er} S 2004	Gas Natural	Arrúbal (La Rioja)	800	Sí	-
2 ^o C 2004	U. FENOSA	Aceca (Toledo)	400	Sí	-
3 ^{er} T 2004	E.S.B.	Amorebieta (Vizcaya)	800	-	Sí
3 ^{er} T 2004	Iberdrola	Aceca (Toledo)	400	-	-
3 ^{er} T 2004	Edison	Menuza (Zaragoza)	400	-	-
4 ^o T 2004	Endesa	Colón (Huelva)	400	Sí	-
3 ^{er} C 2004	U. FENOSA	Palos Frontera (Huelva)	400	Sí	-
2 ^o S 2004	Enron	Arcos F (Cádiz)	1.200	Sí	Sí
2 ^o S 2004	U. FENOSA	Sabón	400	-	-
2 ^o S 2004	Gas Natural	Plana del Vent	800	Sí	-
1 ^{er} T 2005	Iberdrola	Escombreras (Murcia)	800	-	Sí
1 ^{er} S 2005	U. FENOSA	Palos Frontera (Huelva)	400	Sí	-
1 ^{er} S 2005	U. FENOSA	Sabón	400	-	-
1 ^{er} S 2005	Entergy	Morata de Tajuña (Madrid)	1200	-	-
1 ^{er} S 2005	Intergen	Catadau (Valencia)	1200	-	-
2 ^o S 2005	U. FENOSA	Sagunto (Valencia)	1200	-	-
2 ^o S 2005	U. FENOSA	Arcos F (Cádiz)	800	Sí	-

T = Trimestre ; C = Cuatrimestre ; S = Semestre

Cuadro 4.1.18. Situación de los CCGT por Comunidades Autónomas y fecha de incorporación al Sistema Eléctrico Español

Grupos de 400 MW	2002			2003			2004			2005			TOTAL PERÍODO		
	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso
ÁREA MEDITERRÁNEO	4	4	4	2	0	1	6	3	0	8	2	2	20	9	7
Cataluña	2	2	2	2		1				2		2	6	2	5
Com. Valenciana	2	2	2				6	3		2			6	2	2
Murcia										2	2		8	5	0
ÁREA EBRO	1	1	1	3	3	3	8	2	2	0	0	0	12	6	6
Aragón							3						3	0	0
La Rioja							2		2				2	0	2
Navarra	1	1	1	1	1	1							2	2	2
País Vasco				2	2	2	3	2					5	4	2
ÁREA OESTE DE HARO	2	2	2	0	0	0	10	5	8	8	0	3	20	7	13
Galicia							1			1			2	0	0
Madrid										3			3	0	0
Castilla-La Mancha							2		1				2	0	1
Andalucía	2	2	2				8	5	7	3		3	13	7	12
TOTAL ESPAÑA	7	7	7	5	3	4	25	10	10	15	2	5	52	22	26

Implantación de C. Combinados según los promotores

Este enfoque está compuesto por tres sendas. Estas sendas están construidas teniendo en cuenta todos los proyectos iniciados por los promotores para el periodo considerado, y ordenadas en función de la fecha declarada de puesta en operación comercial:

- **Senda Superior de Implantación de C. Combinados.**²
Se caracteriza por la visión optimista en la fecha de entrada en funcionamiento de los ciclos combinados.
- **Senda Central de Implantación de C. Combinados.**³
Se caracteriza por la visión moderada en la fecha de entrada en funcionamiento de los ciclos combinados.
- **Senda Inferior de Implantación de C. Combinados.**⁴
Se caracteriza por la visión pesimista en la fecha de entrada en funcionamiento de los ciclos combinados.

Implantación de C. Combinados según el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico.

Este enfoque está compuesto por tres estimaciones de REE sobre la implantación de ciclos combinados. Estas estimaciones consideran la información disponible relativa a proyectos de ciclos combinados, y el cumplimiento de un número mínimo de horas de funcionamiento de cada grupo, en consecuencia es una información de mínimos, que no incorpora información

del mercado ni de estrategia de los agentes. Estas sendas indican las nuevas necesidades de potencia instalada a final de año. Aquí no se considera la ubicación de los ciclos.

² **Estimación de fecha de entrada en operación en Senda Superior de implantación:**

- *C. Combinados con Contrato ATR firmados:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha de inicio de la ventana de pruebas más cinco meses y medio (periodo de pruebas máximo firmado por contrato). En el caso de que la fecha estimada por los promotores esté comprendida entre el inicio de la ventana de pruebas y la fecha anterior se tomará esta fecha dada por el promotor como fecha de comienzo de la operación comercial.
- *C. Combinados sin Contrato ATR firmado:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha de inicio del intervalo dado por el promotor como inicio de la operación comercial.

³ **Estimación de fecha de entrada en operación en Senda Central de implantación:**

- *C. Combinados con Contrato ATR firmados:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial a partir de la mitad del intervalo señalado por el promotor para su puesta en marcha. En el caso de que esta fecha sea anterior al comienzo de la ventana de pruebas se tomará como fecha de inicio de operación comercial la fecha de inicio de la ventana de pruebas más cinco meses y medio.
- *C. Combinados sin Contrato ATR firmado:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha de mitad del intervalo dado por el promotor como inicio de la operación comercial.

⁴ **Estimación de fecha de entrada en operación en Senda Inferior de implantación:**

- *C. Combinados con Contrato ATR firmados:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha final de la ventana de inicio de pruebas más 5,5 meses.
- *C. Combinados sin Contrato ATR firmado:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha de final del intervalo dado por el promotor como inicio de la operación comercial.

Figura 4.1.19. Sendas de Implantación según promotores CCGT

Nº de Grupos de 400 MW	2002	2003	2004	2005
Senda Superior de Implantación de C. Combinados	9	12	37	52
Senda Central de implantación de C. Combinados	7	12	37	51
Senda Inferior de Implantación de C. Combinados	4	11	31	50
MW instalados				
Senda Superior de Implantación de C. Combinados	3.600	4.800	14.800	20.800
Senda Central de implantación de C. Combinados	2.800	4.800	14.800	20.400
Senda Inferior de Implantación de C. Combinados	1.600	4.400	12.400	20.000

Fuente: CNE

- **Senda del Escenario Superior de REE.**
Corresponde con un crecimiento medio anual de la demanda 3,6%.

infraestructuras gasistas y la racionalidad en la operativa del mismo, indicando la distribución de los ciclos por el territorio nacional, en función de la capacidad de las infraestructuras gasistas.

- **Senda del Escenario Central de REE.**
Corresponde con un crecimiento medio anual de la demanda 3,3%.

Implantación de C. Combinados considerada de mayor grado de avance

- **Senda del Escenario Inferior de REE.**
Corresponde con un crecimiento medio anual de la demanda 2,9%.

Se toma como referencia inicial aquellos ciclos combinados previstos instalar según la Senda Media de Implantación de ciclos combinados de los promotores, considerando aquellos que disponen de autorización administrativa de instalación o contrato de acceso al sistema gasista por ser los que disponen de mayor fiabilidad en la puesta en servicio en la fecha estimada.

Implantación de C. Combinados según ENAGAS

Ha considerado la información facilitada por los promotores sobre ciclos combinados, la disponibilidad de

Figura 4.1.20. Sendas de implantación de REE

Nº de Grupos de 400 MW	2002	2003	2004	2005
Senda del Escenario Superior (REE)	6	10	15	18
Senda del Escenario Central (REE)	6	10	14	15
Senda del Escenario Inferior (REE)	6	10	11	12
MW	2002	2003	2004	2005
Senda del Escenario Superior (REE)	2.400	4.000	6.000	7.200
Senda del Escenario Central (REE)	2.400	4.000	5.600	6.000
Senda del Escenario Inferior (REE)	2.400	4.000	4.000	4.800

Fuente: REE

Figura 4.1.21. Senda de implantación de C. Combinados de ENAGAS

	2002	2003	2004	2005
Nº de Grupos de 400 MW	7	16	32	36
MW Instalados	2.800	6.400	12.800	14.400

Fuente: ENAGAS

Figura 4.1.22. Senda de Implantación considerada por la CNE

	2002	2003	2004	2005
Nº de Grupos de 400 MW	7	11	26	32
MW Instalados	2.800	4.400	10.400	12.800

Fuente: Promotores C. Combinados y ENAGAS

Escenarios de referencia para la implantación de los ciclos combinados

A partir de las diferentes previsiones expuestas, se eligen tres escenarios: superior, central e inferior, que atendiendo el conjunto de necesidades existentes consideramos que engloban las opciones más factibles. Dichos escenarios se corresponden con tres de las sendas consideradas anteriormente.

Los escenarios de implantación de ciclos combinados considerados, son:

- **Escenario Superior:** recoge la posibilidad de que entren en funcionamiento todos los ciclos anunciados en las fechas más probables declaradas por los promotores.
- **Escenario Central:** considera los ciclos combinados que presentan actualmente mayor grado de avance.

Figura 4.1.23. N° de Grupos Instalados a final de año según senda de implantación

N° de Grupos de 400MW	2002	2003	2004	2005
Implantación de C.C. según los promotores				
Senda Superior de Implantación	9	12	37	52
Senda Central de Implantación	7	12	37	51
Senda Inferior de Implantación	4	11	31	50
Implantación de C.C. de ENAGAS	7	16	32	36
Implantación de C.C. por avance del proyecto	7	11	26	32
Implantación de C.C. según REE				
Sendas del Escenario Superior	6	10	15	18
Sendas del Escenario Central	6	10	14	15
Sendas del Escenario Inferior	6	10	11	12

Fuente: CNE

Figura 4.1.24. MW Instalados a final de año según senda de implantación

MW	2002	2003	2004	2005
Implantación de C.C. según los promotores				
Senda Superior de Implantación	3.600	4.800	14.800	20.800
Senda Central de Implantación	2.800	4.800	14.800	20.400
Senda Inferior de Implantación	1.600	4.400	12.400	20.000
Implantación de C.C. de ENAGAS	2.800	6.400	12.800	14.400
Implantación de C.C. por avance del proyecto	2.800	4.400	10.400	12.800
Implantación de C.C. según REE				
Sendas del Escenario Superior	2.400	4.000	6.000	7.200
Sendas del Escenario Central	2.400	4.000	5.600	6.000
Sendas del Escenario Inferior	2.400	4.000	4.400	4.800

Fuente: CNE

- **Escenario Inferior:** recoge la estimación de Escenario Central de REE y que garantizan de forma implícita la cobertura de la demanda eléctrica.

El resultado de esta integración de escenarios proporciona el siguiente marco de evolución de implantación de ciclos:

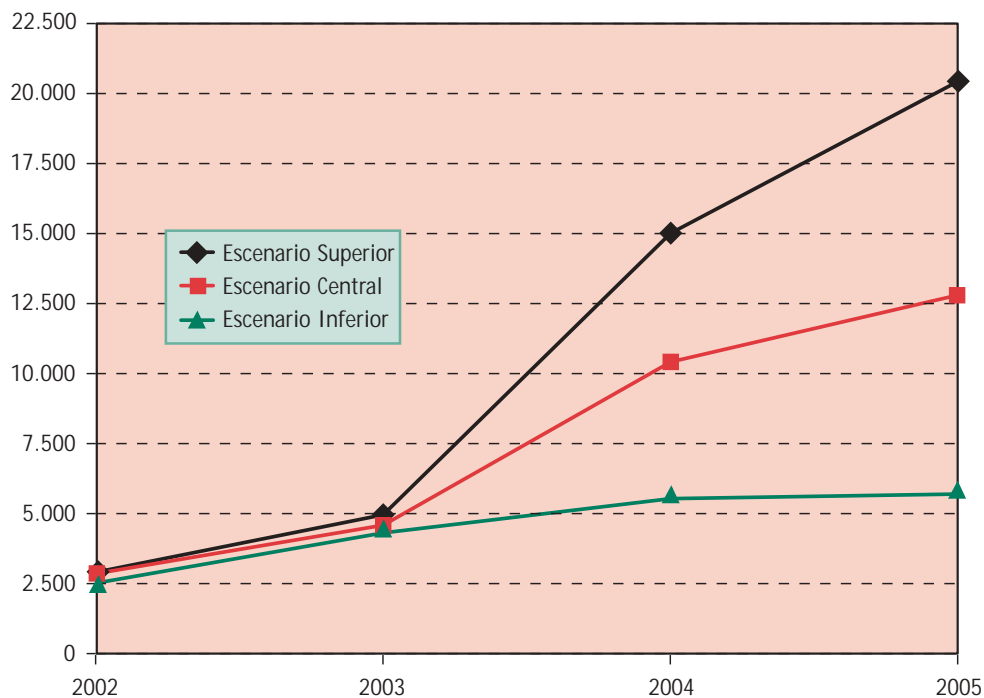
promotor tomará sus decisiones influenciado por la marcha real del mercado, y el grado de avance en la puesta en servicio de otros ciclos combinados, aspectos que podrían modificar los planteamientos iniciales de la inversión, acelerando, retrasando, o incluso abandonando, la implantación de alguno de los ciclos.

Figura 4.1.25. Escenarios de Implantación de Ciclos Combinados

MW	2002	2003	2004	2005
Escenario Superior	2.800	4.800	14.800	20.400
Escenario Central	2.800	4.400	10.400	12.800
Escenario Inferior	2.400	4.000	5.600	6.000

Fuente: CNE

Figura 4.1.26. Escenarios de implantación de ciclos combinados



Consideraciones sobre los escenarios propuestos

Se estima que la senda real de implantación de ciclos combinados estará comprendida dentro de los escenarios propuestos. No obstante, hay que resaltar que cada

Dada la notable incidencia que tienen en las necesidades de nuevas infraestructuras gasistas los diferentes escenarios de implantación de ciclos, conviene tener en cuenta, para evitar un excesivo dimensionamiento del sistema gasista, el grado de compromiso de los ciclos

combinados en su construcción real, debiéndose de establecer, en su caso, las correspondientes compensaciones y garantías, para los casos en que el ciclo combinado no alcance el fin esperado.

Estimación de la demanda anual de gas natural para los ciclos combinados

La obtención de la adecuada estimación de la demanda anual de gas natural a consumir por los ciclos combinados es un objetivo relevante pues determina las necesidades de contratación del correspondiente aprovisionamiento de gas natural que han de realizar los promotores, así como las flexibilidades que han de tener estos contratos.

Esta demanda de gas tiene elementos de volatilidad, en los diferentes horizontes temporales que se pueden considerar, diarios, semanales, mensuales, etc., al estar influenciada por el comportamiento del mercado eléctrico, que será el que finalmente determine el número real de horas de funcionamiento de la central, y por tanto, el consumo asociado de gas. Dentro del mercado eléctrico, existe competencia entre las diferentes tecnologías de generación, y, en principio, generarán electricidad durante más horas, aquellas centrales con las tecnologías que tengan los costes marginales más bajos. En el caso de los ciclos combinados, el precio del gas natural en cada momento será el parámetro principal que defina el coste marginal de generación por kWh producido, y en función de esta variable, se determinará la demanda de gas para estos usos.

Los promotores de ciclos combinados han facilitado sus previsiones sobre el funcionamiento de los ciclos combinados y el consumo de gas asociado. Igualmente, ENAGAS ha realizado la estimación del consumo de gas de estas unidades de generación. Finalmente, y por otra

parte, REE ha estimado para diferentes escenarios la producción eléctrica con origen en este tipo de centrales.

Previsión de la demanda anual de gas natural según los promotores de ciclos combinados

Los promotores estiman que el consumo de gas natural de un grupo de 400 MW está entre 0,45 y 0,5 bcm/año. Para la estimación del número de horas de funcionamiento de un grupo se pueden asumir los supuestos siguientes:

- Rendimiento eléctrico de un Ciclos Combinado 55%
- P.C.S. gas natural 10.000 te/m³(n) y P.C.I. de 9.000 te/m³(n)
- Equivalencia 1 kWh = 0,860 termias
- 1 bcm =10.000 Mte

Se obtiene un número de horas de funcionamiento anual por grupo, comprendido entre 7.195 horas y 6.475 horas aproximadamente. A partir de estas estimaciones se puede suponer un funcionamiento medio de los grupos de 6.835 horas al año. Bajo este supuesto y aplicado a los escenarios superior y central de implantación de ciclos, y en función de la potencia promedio instalada cada año, se obtienen las siguientes previsiones de demanda anual.

Previsión de demanda anual de gas natural de los ciclos combinados según ENAGAS

Esta previsión de consumo está realizada con respecto a la potencia que se irá incorporando al sistema, basándose tanto en la marcha de los trámites administrativos para las nuevas instalaciones como en la información directa recibida de los diferentes promotores. Igualmente, considera estimaciones de REE sobre la producción de ciclos combinados en función de los escenarios de demanda eléctrica.

Figura 4.1.27. Previsión Demanda Anual según Escenario de Implantación de Ciclos Combinados

bcm/año	2002	2003	2004	2005
Escenario Superior de Implantación	2,1	5,2	12,3	22,4
Escenario Central de Implantación	2,1	4,9	8,8	14,5

Fuente: REE

Figura 4.1.28. Previsión Demanda Anual de Ciclos Combinados según ENAGAS

bcm/año	2002	2003	2004	2005
Previsión de demanda según ENAGAS	1,8	6,1	7,0	7,9

Fuente: ENAGAS

Figura 4.1.29. Previsión de Producción de Ciclos Combinados

GWh	2002	2003	2004	2005
Escenario Central REE	10.064	17.635	28.457	34.548
Escenario Superior REE	13.471	23.773	32.676	39.626

Fuente: REE

Figura 4.1.30. Previsión Demanda de Ciclos Combinados asociada a Escenarios REE

Bcm/año	2002	2003	2004	2005
Escenario Superior REE	2,3	4,1	5,7	6,9
Escenario Central REE	1,7	3,1	4,9	6,0

Fuente: REE y CNE

Previsión de demanda anual de gas natural de los ciclos combinados según REE

REE ha considerado que el incremento futuro de la demanda de electricidad en el sistema peninsular español será satisfecho, básicamente, con instalaciones acogidas al régimen especial y con las nuevas centrales de ciclo combinado.

Para estimar la demanda eléctrica REE ha construido una serie de escenarios de evolución de la demanda eléctrica y escenarios de producción, que incluyen las diferentes tecnologías de generación eléctrica que satisfacen la demanda estimada.

De los diferentes escenarios supuestos por REE, se han considerado aquellos que son coherentes con los escenarios previstos para la demanda convencional de gas, y que incluyen la previsión de producción de energía eléctrica con ciclos combinados:

- *Escenario Central de REE*, que estima un crecimiento de la demanda eléctrica del 3,3%, una hidraulicidad media y una implantación media de ciclos combinados.
- *Escenario Superior de REE*, que estima un crecimiento de demanda del 3,6% y una hidraulicidad baja (año seco) y una implantación media de ciclos combinados.

A partir de estos datos en GWh se estima la demanda de gas⁵:

Escenarios de demanda anual de gas natural con ciclos combinados

A continuación se indica el conjunto de distintas previsiones comentadas, sobre las que cabe realizar las consideraciones siguientes:

⁵ Rendimiento eléctrico del CCGT = 0,55; P.C.S. gas natural 10.000 te/m³(n) y P.C.I. de 9.000 te/m³(n); Equivalencia 1 kWh = 0,860 termias; 1 bcm =10.000 Mte

Figura 4.1.31. Previsión Demanda Anual según agentes sector

Bcm/año	2002	2003	2004	2005
Según Escenario de Implantación de CCGT				
Escenario Superior	2,1	5,2	12,3	22,4
Escenario Central	2,1	4,9	8,8	14,5
Previsión según ENAGAS	1,8	6,1	7	7,9
Previsión según REE				
Escenario Superior	2,3	4,1	5,7	6,9
Escenario Central	1,7	3,1	4,9	6

Fuente: REE

Figura 4.1.32. Previsión Demanda Anual según agentes sector

Bcm/año	2002	2003	2004	2005
Escenario Superior de demanda	2,1	6,1	8,8	14,5
Escenario Central de demanda	1,8	4,9	7	7,9
Escenario Inferior de demanda	1,7	3,1	4,9	6,0

Con el objeto de simplificar el número de escenarios, a partir de la **figura 4.1.31**, se tomarán tres de ellos como representativos de la demanda de gas debida a los ciclos combinados. De este modo, el escenario inferior se corresponderá con el central de REE y como escenario medio se tomará la previsión de ENAGAS.

Por otro lado, hay incertidumbre sobre el régimen y número de horas de funcionamiento de los ciclos, por lo que sería conveniente considerar el escenario planteado por los promotores de los ciclos combinados. Dicha demanda de gas podría alcanzarse en el caso de existir un cambio significativo en la relación de costes entre las distintas tecnologías de producción de energía eléctrica, o bien, por problemas extraordinarios en la disponibilidad de centrales eléctricas. De esta manera queda configurado el escenario superior de demanda de gas.

Es preciso señalar que, dado que la demanda en el año 2003 según ENAGAS es superior a la calculada según el escenario planteado por los promotores de los ciclos, dicho valor se permuta en los escenarios

finales para obtener un enunciado coherente de los mismos. Es decir, que el superior sea realmente el más elevado y que el central quede entre aquél y el inferior.

Sobre el resto de estimaciones propuestas se considera que, o bien, están comprendidas en el escenario final propuesto, o bien, la previsión excede los supuestos más razonables.

Por tanto, se estima factible el escenario de demanda anual de gas natural con ciclos combinados de la **figura 4.1.32**.

Distribución geográfica de la demanda anual de los ciclos combinados

Partiendo del escenario central de implantación de ciclos, correspondiente con el escenario de implantación estimado por la CNE, y suponiendo un reparto geográfico de la demanda de gas proporcional a la potencia promedio instalada cada año, se obtiene la estimación del reparto geográfico de la demanda de gas natural, para los escenarios de demanda de gas para ciclos combinados inferior, central y superior.

Figura 4.1.33. Previsión de la Demanda de Energía de Ciclos Combinados según Escenario

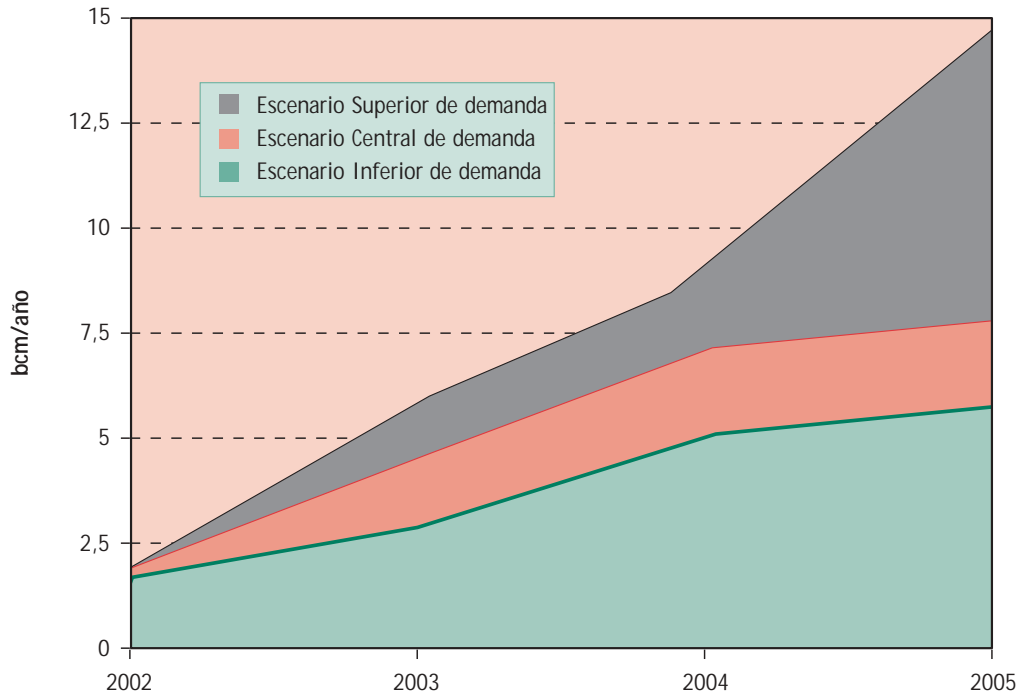


Figura 4.1.34. Distribución de la demanda en el Escenario Inferior

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	0,9	1,3	2,1	2,3	37,2%
Cataluña	0,6	0,7	0,8	0,9	
Comunidad Valenciana	0,3	0,6	0,5	0,4	
Murcia	0,0	0,0	0,7	0,9	
ÁREA EBRO	0,2	1,1	1,6	1,6	98,2%
Aragón	0,0	0,0	0,0	0,0	
La Rioja	0,0	0,0	0,3	0,4	
Navarra	0,2	0,5	0,5	0,4	
País Vasco	0,0	0,6	0,8	0,8	
ÁREA OESTE DE HARO	0,7	0,6	1,3	2,2	47,9%
Galicia	0,0	0,0	0,0	0,0	
Asturias	0,0	0,0	0,0	0,0	
Cantabria	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla Y León	0,0	0,0	0,0	0,0	
Madrid	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,1	0,2	
Andalucía	0,7	0,6	1,2	2,0	
Extremadura	0,0	0,0	0,0	0,0	
TOTAL	1,7	3,1	4,9	6,0	50,9%

Fuente: CNE

Figura 4.1.35. Distribución de la demanda en el Escenario Central

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	0,9	2,1	2,9	3,0	48,9%
Cataluña	0,6	1,2	1,1	1,2	
Comunidad Valenciana	0,3	0,9	0,8	0,5	
Murcia	0,0	0,0	1,0	1,2	
ÁREA EBRO	0,2	1,8	2,3	2,1	115,1%
Aragón	0,0	0,0	0,0	0,0	
La Rioja	0,0	0,0	0,4	0,5	
Navarra	0,2	0,9	0,8	0,5	
País Vasco	0,0	0,9	1,1	1,0	
ÁREA OESTE DE HARO	0,7	0,9	1,8	2,9	60,5%
Galicia	0,0	0,0	0,0	0,0	
Asturias	0,0	0,0	0,0	0,0	
Cantabria	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla Y León	0,0	0,0	0,0	0,0	
Madrid	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,1	0,3	
Andalucía	0,7	0,9	1,7	2,6	
Extremadura	0,0	0,0	0,0	0,0	
TOTAL	1,8	4,9	7,0	7,9	63,7%

Fuente: CNE

Figura 4.1.36. Distribución de la demanda en el Escenario Superior

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	1,1	2,7	3,7	5,5	73,2%
Cataluña	0,73	1,5	1,4	2,2	
Comunidad Valenciana	0,3	1,2	1,0	0,9	
Murcia	0,0	0,0	1,3	2,3	
ÁREA EBRO	0,2	2,3	2,9	3,8	150,2%
Aragón	0,0	0,0	0,0	0,0	
La Rioja	0,0	0,0	0,6	0,9	
Navarra	0,2	1,1	1,0	0,9	
País Vasco	0,0	1,2	1,3	1,9	
ÁREA OESTE DE HARO	0,8	1,2	2,3	5,3	86,7%
Galicia	0,0	0,0	0,0	0,0	
Asturias	0,0	0,0	0,0	0,0	
Cantabria	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla Y León	0,0	0,0	0,0	0,0	
Madrid	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,2	0,5	
Andalucía	0,8	1,2	2,1	4,8	
Extremadura	0,0	0,0	0,0	0,0	
TOTAL	2,1	6,1	8,8	14,5	90,4%

Fuente: CNE

4.1.4. Estimación de la demanda diaria punta de gas natural en los ciclos combinados

A efectos de diseño y operación de la red gasista, y a fin de garantizar el funcionamiento de este tipo de centrales, el parámetro más importante a considerar es la demanda en punta, es decir, los Mte/día que necesitan ser suministrados por el sistema gasista a los ciclos para garantizar su funcionamiento.

Hay que reseñar, que la implantación, o no, de un ciclo combinado, tiene un gran impacto sobre la demanda punta de gas agregada. La reserva de capacidad, con carácter firme, que realizan estos consumidores agrava el impacto de su demanda punta.

Asimismo, el número final de ciclos combinados que se implanten, su localización dentro del sistema gasista y la fecha en la que entren en funcionamiento, exigirá del sistema gasista un esfuerzo de mayor o menor intensidad en infraestructuras para garantizarles el suministro.

Para estimar la demanda punta de los ciclos combinados se parte de los tres escenarios de referencia de implantación de ciclos mostrados en la figura 4.1.26. Las potencias instaladas son directamente trasladables a demanda punta de gas natural.

Según la información remitida por los promotores de ciclos combinados y ENAGAS, se observa que la demanda punta, en general, es del orden de

Figura 4.1.37. Demanda Punta de Ciclos Combinados

	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario de punta Alto	109	187	577	796
Escenario de punta Medio	109	172	406	499
Escenario de punta Bajo	94	156	218	234

Figura 4.1.38. Distribución geográfica de la demanda punta Escenario Alto

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
ÁREA MEDITERRÁNEO	62	94	187	312
CATALUÑA	31	62	62	94
COMUNIDAD VALENCIANA	31	31	31	94
MURCIA	0	0	94	125
ÁREA EBRO	16	62	187	187
ARAGÓN	0	0	47	47
LA RIOJA	0	0	31	31
NAVARRA	16	31	31	31
PAÍS VASCO	0	31	78	78
ÁREA OESTE DE HARO	31	31	203	296
GALICIA	0	0	16	31
MADRID	0	0	0	47
CASTILLA-LA MANCHA	0	0	31	31
ANDALUCÍA	31	31	156	187
TOTAL CCGT	109	187	577	796

Fuente: CNE

Figura 4.1.39. Distribución geográfica de la demanda punta Escenario Medio

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
ÁREA MEDITERRÁNEO	62	78	125	187
CATALUÑA	31	47	47	78
COMUNIDAD VALENCIANA	31	31	31	31
MURCIA	0	0	47	78
ÁREA EBRO	16	62	125	125
ARAGÓN	0	0	0	0
LA RIOJA	0	0	31	31
NAVARRA	16	31	31	31
PAÍS VASCO	0	31	62	62
ÁREA OESTE DE HARO	31	31	156	187
GALICIA	0	0	0	0
MADRID	0	0	0	0
CASTILLA-LA MANCHA	0	0	16	16
ANDALUCÍA	31	31	140	172
TOTAL CCGT	109	172	406	499

Fuente: CNE

65.000 m³(N)/h por grupo de 400 MW, cantidad variable en función del rendimiento de cada ciclo. También se ha de suponer el funcionamiento en el caso más severo de 24 horas al día, y un P.C.S. de 10 te/m³(N). Con estos datos se obtiene la demanda diaria punta de gas para cada uno de los escenarios considerados.

A la vista de los resultados obtenidos, se observa que en los años 2002 y 2003 prácticamente no hay diferencias entre los tres escenarios, pues el escenario alto tiene una demanda punta un 20% superior que el escenario bajo en el año 2003. Pero estas diferencias, aumentan bruscamente en los siguientes dos años. Como se observa para el año 2005, la demanda punta máxima, que coincidiría con la implantación de todos los ciclos anunciados para este periodo, es 3,4 veces superior al escenario bajo, y el escenario medio 2,1 veces superior.

Como se ha indicado anteriormente el impacto en la demanda punta de este tipo de consumidores es

muy alto, y no es sólo importante desde el punto de vista cuantitativo, sino que también es importante la localización de esta demanda para el sistema gasista. En las siguientes figuras se muestra la distribución geográfica de la demanda punta para el escenario alto y medio.

4.1.5. Previsión de la demanda total de gas natural 2001-2005

En este apartado se resumen e integran los análisis expuestos sobre la demanda de gas en los mercados de gas convencional y para ciclos combinados, que han de servir para determinar las necesidades de nuevas infraestructuras necesarias para aumentar la capacidad de entrada de gas al sistema gasista, así como, las nuevas infraestructuras necesarias para situarnos en el adecuado nivel de seguridad. Finalmente, estas previsiones de demanda nos indican las necesidades relativas a los nuevos aprovisionamientos de gas.

Demanda anual de energía de gas natural 2001-2005

Es el resultado de la agregación y combinación de las demandas anuales de gas que se han considerado en los diferentes escenarios previstos para los mercados de gas convencional y de gas para ciclos combinados.

Para cuantificar esta demanda agregada se establecen los escenarios siguientes:

Escenario Demanda Inferior: Se corresponde con los escenarios más probables de demanda anual

de gas en el mercado convencional e inferior en el mercado de los ciclos combinados. Este escenario da cobertura a las previsiones de demanda de gas para las centrales de ciclo combinado en el escenario central de REE.

Escenario Demanda Central: Se corresponde con el escenario alto de demanda anual de gas en el mercado convencional y central en el mercado de los ciclos combinados. Este escenario da cobertura a las previsiones de demanda de gas para las centrales de ciclo combinado previstas por ENAGAS.

Figura 4.1.40. Previsión Demanda Anual Escenario Inferior

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,6	4,0	4,3	4,7	9,3%
Total Industrial	13,9	15,1	16,5	18,0	19,1	20,2	7,7%
Industrial Firme	10,2	12,2	13,9	15,6	16,7	17,9	11,6%
Industrial Interrumpible	2,3	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-5,0%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-43,8%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8	8,0%
DEMANDA CC	0,0	0,0	1,7	3,1	4,9	6,0	-
TOTAL DEMANDA	16,9	18,4	21,8	25,1	28,3	30,8	12,8%

Fuente: CNE

Figura 4.1.41. Previsión Demanda Anual Escenario Central

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,7	4,0	4,4	4,7	9,5%
Total Industrial	13,9	15,1	17,4	18,9	20,1	21,3	8,9%
Industrial Firme	10,2	12,2	14,7	16,5	17,6	18,9	13,2%
Industrial Interrumpible	2,3	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	-4,8%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-42,1%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	21,1	23,0	24,5	26,0	9,0%
DEMANDA CC	0,0	0,0	1,8	4,9	7,0	7,9	-
TOTAL DEMANDA	16,9	18,4	22,9	27,9	31,5	33,9	14,9%

Fuente: CNE

Figura 4.1.42. Previsión Demanda Anual Escenario Superior

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,7	4,0	4,4	4,7	9,5%
Total Industrial	13,9	15,1	17,4	18,9	20,1	21,3	8,9%
Industrial Firme	10,2	12,2	14,7	16,5	17,6	18,9	13,2%
Industrial Interrumpible	2,3	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	-4,8%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-42,1%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	21,1	23,0	24,5	26,0	9,0%
DEMANDA CC	0,0	0,0	2,1	6,1	8,8	14,5	-
TOTAL DEMANDA	16,9	18,4	23,2	29,1	33,3	40,5	19,1%

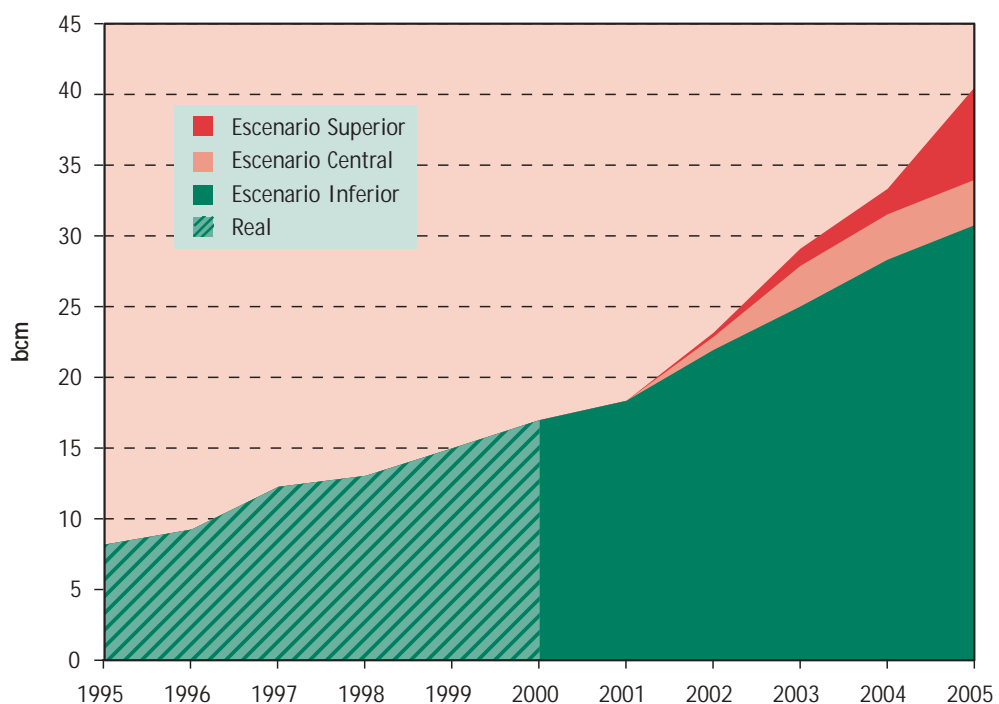
Fuente: CNE

Escenario Demanda Superior: Se corresponde con el escenario alto de demanda anual de gas en el mercado convencional y el escenario superior en el mercado de los ciclos combinados. Este escenario da cobertura a las previsiones de demanda de gas para las centrales de ciclo

combinado en el escenario central previsto por los promotores de ciclos combinados.

La comparación de los tres escenarios considerados da como resultado la siguiente figura:

Figura 4.1.43. Evolución de la Previsión de la Demanda por Escenarios



Fuente: CNE

Distribución geográfica de la demanda total

Como ha quedado patente en el estudio de la demanda de los ciclos combinados, la distribución geográfica de la demanda variará significativamente en función del número de ciclos que finalmente se instalen y el lugar de asentamiento de éstos.

Según el Escenario de Demanda Inferior:

Los datos reflejan el importante impacto que supone para las diferentes áreas geográficas en las que hemos dividido el sistema gasista la implantación de los ciclos combinados. Las tres áreas registran crecimientos muy elevados, y el área del Ebro, que en el mercado convencional era la que menor tasa de crecimiento

registraba, es la segunda área con mayor crecimiento (12,3%), por detrás del área al oeste de Haro (14,1%). Esta última es la que registra crecimientos en unidades físicas más altos (6 bcm para el periodo en cuestión), seguida del área del Mediterráneo (5,5 bcm). En este sentido, se podría diferenciar dos subzonas en el área al oeste de Haro, compuestas por las Comunidades Autónomas (Asturias, Cantabria, Extremadura y Galicia) y aquéllas que están situadas en el eje Tarifa – Madrid – Burgos (Andalucía, Castilla y León, Castilla – La Mancha y Madrid), pues en estas últimas se espera una demanda que representa el 80,6% de toda la zona al oeste de Haro.

Concluyendo, las zonas de mayor consumo a finales del quinquenio 2001 – 2005, seguirían siendo las zonas de mayor consumo en el 2000:

Figura 4.1.44. Distribución geográfica de la demanda total en el Escenario Inferior

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	%
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	9,8	10,9	12,3	12,9	11,7%
Cataluña	4,5	4,9	5,9	6,3	6,6	7,0	9,5%
Comunidad Valenciana	2,7	2,8	3,3	3,9	4,0	4,1	9,0%
Murcia	0,3	0,5	0,7	0,8	1,6	1,8	45,8%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,6	4,7	5,4	5,7	12,3%
Aragón	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	3,0%
La Rioja	0,1	0,2	0,2	0,2	0,6	0,7	44,0%
Navarra	0,4	0,4	0,7	1,0	1,0	0,9	15,4%
País Vasco	1,6	1,6	1,7	2,4	2,7	2,9	12,7%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	8,6	9,4	10,7	12,4	14,1%
Galicia	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	35,5%
Asturias	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	10,5%
Cantabria	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	17,3%
Castilla Y León	1,1	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	11,6%
Madrid	1,4	1,7	1,9	2,0	2,1	2,2	9,7%
Castilla La Mancha	1,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	2,9%
Andalucía	1,9	1,9	2,9	3,0	3,7	4,7	20,1%
Extremadura	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	10,1%
TOTAL	16,9	18,4	21,8	25,1	28,3	30,8	12,8%

Fuente: CNE

- Cataluña: 7,0 bcm al final del periodo. Dichos puntos totalizarían una demanda de 22,8 bcm, lo que
- Andalucía: 4,7 bcm " aumentaría su peso (74%) sobre la demanda total en España.
- Madrid y Castilla y León: 4,1 bcm "
- Comunidad Valenciana: 4,1 bcm " *Según el Escenario de Demanda Central*
- País Vasco: 2,9 bcm "

La distribución geográfica para este escenario es la representada en la figura.

Figura 4.1.45. Distribución geográfica de la demanda total en el Escenario Central

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	%
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	10,3	12,3	13,6	14,2	13,9%
Cataluña	4,5	4,9	6,2	7,1	7,2	7,6	11,3%
Comunidad Valenciana	2,7	2,8	3,4	4,4	4,4	4,4	10,6%
Murcia	0,3	0,5	0,7	0,8	2,0	2,2	50,8%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,8	5,6	6,3	6,4	14,9%
Aragón	1,0	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	4,0%
La Rioja	0,1	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	49,4%
Navarra	0,4	0,4	0,7	1,4	1,3	1,0	19,0%
País Vasco	1,6	1,6	1,8	2,8	3,1	3,2	15,3%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	9,2	10,4	11,7	13,5	16,2%
Galicia	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	36,8%
Asturias	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	11,5%
Cantabria	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	18,4%
Castilla Y León	1,1	1,4	1,7	1,8	1,9	2,0	12,6%
Madrid	1,4	1,7	2,0	2,1	2,2	2,3	10,7%
Castilla-La Mancha	1,0	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	4,8%
Andalucía	1,9	1,9	3,0	3,5	4,3	5,4	23,7%
Extremadura	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	11,2%
TOTAL	16,9	18,5	22,9	27,9	31,5	33,9	15,0%

Fuente: CNE

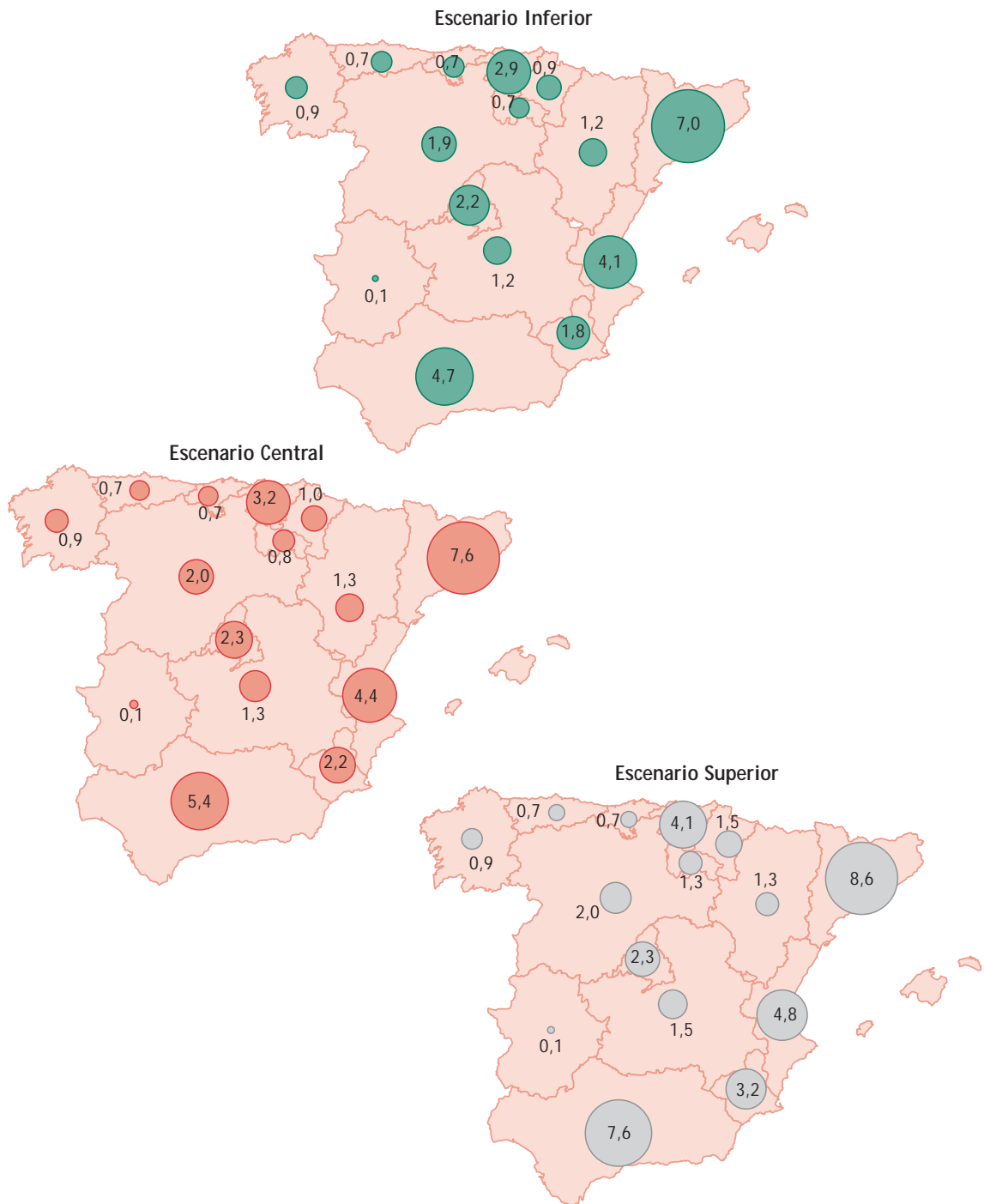
Según el Escenario de Demanda Superior

Figura 4.1.46. Distribución geográfica de la demanda total en el Escenario Superior

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	%
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	10,5	12,8	14,4	16,7	17,6%
Cataluña	4,5	4,9	6,3	7,3	7,5	8,6	14,1%
Comunidad Valenciana	2,7	2,8	3,5	4,6	4,6	4,8	12,6%
Murcia	0,3	0,5	0,7	0,8	2,3	3,2	63,0%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,8	6,0	6,8	8,1	20,6%
Aragón	1,0	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	4,0%
La Rioja	0,1	0,2	0,2	0,2	0,9	1,3	62,4%
Navarra	0,4	0,4	0,8	1,6	1,5	1,5	27,5%
País Vasco	1,6	1,6	1,8	3,1	3,3	4,1	20,9%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	9,3	10,6	12,2	15,9	20,0%
Galicia	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	36,8%
Asturias	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	11,5%
Cantabria	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	18,4%
Castilla Y León	1,1	1,4	1,7	1,8	1,9	2,0	12,6%
Madrid	1,4	1,7	2,0	2,1	2,2	2,3	10,7%
Castilla-La Mancha	1,0	0,7	0,8	0,9	1,1	1,5	8,0%
Andalucía	1,9	1,9	3,1	3,7	4,7	7,6	32,3%
Extremadura	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	11,2%
TOTAL	16,9	18,5	23,2	29,1	33,3	40,5	19,1%

Fuente: CNE

Figura 4.1.47. Previsión de la Demanda por CC.AA. para el año 2005 según Escenario



Demanda diaria punta del sistema gasista

Se obtiene por la agregación y combinación de las demandas diarias punta de que se producen en los

diferentes escenarios considerados para los mercados de gas convencional y de gas para ciclos combinados. Corresponde a las figuras 4.1.15, 4.1.16 y 4.1.37, que se traen aquí como resumen.

Escenarios de demanda diaria punta en el mercado convencional:

Figura 4.1.48. Demanda Punta de Mercado Convencional

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario Bajo						
Demanda Día Punta	611	730	805	907	959	1.012
Demanda Punta Extrema		755	834	938	995	1.048
Escenario Alto						
Demanda Punta	611	730	841	948	1.002	1.057
Demanda Punta Extrema		755	871	980	1.040	1.095

Fuente: CNE

Escenarios de demanda diaria punta para el mercado de gas para ciclos combinados

Figura 4.1.49. Demanda Punta de CCGT

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario de punta Alto			109	187	577	796
Escenario de punta Medio			109	172	406	499
Escenario de punta Bajo			94	156	218	234

Fuente: CNE

Escenarios de demanda diaria punta de gas para el sistema gasista

En coherencia con las puntas diarias estimadas para cada mercado, se considera adecuado establecer los siguientes escenarios de demanda diaria punta para el conjunto del Sistema Gasista:

- Escenario de punta Bajo: Está formado al integrar el Escenario Bajo de las puntas diarias en ciclos combinados y la demanda diaria punta extrema del mercado convencional en el Escenario Más Probable
- Escenario de punta Medio: Está formado al integrar el Escenario Medio de las puntas diarias en ciclos

Figura 4.1.50. Previsión de la Demanda Punta en el Sistema Gasista

	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario de punta Alto	755	980	1.167	1.617	1.891
Escenario de punta Medio	755	943	1.109	1.401	1.547
Escenario de punta Bajo	755	927	1.094	1.214	1.282

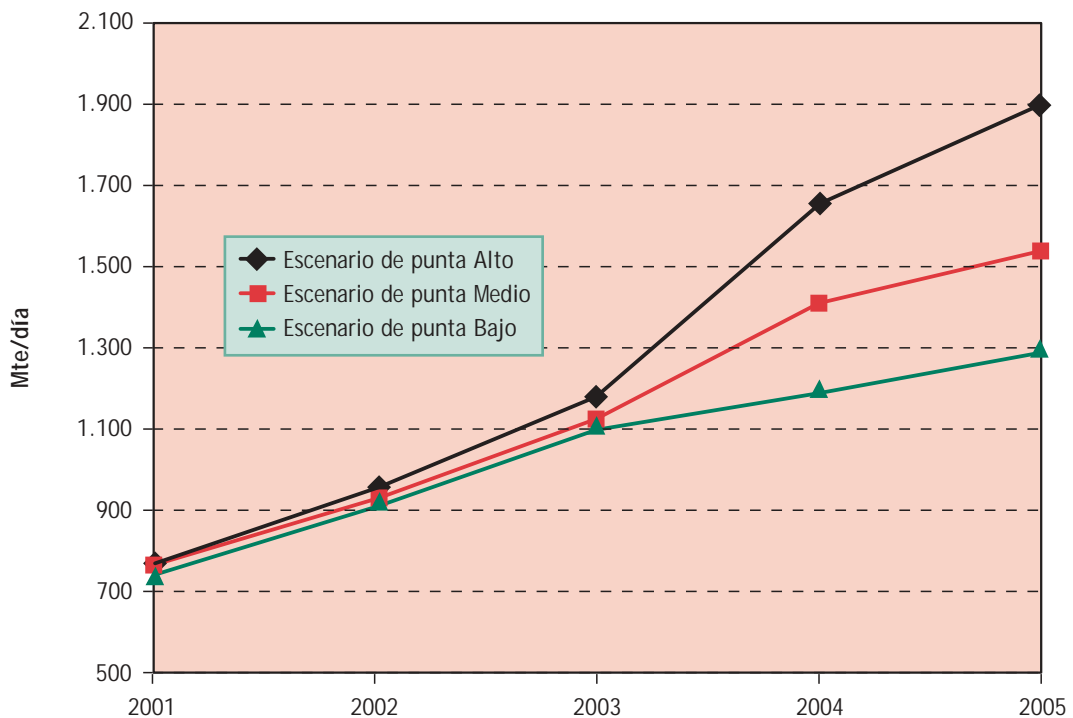
Fuente: CNE

combinados y la demanda diaria punta extrema del mercado convencional en el Escenario Más Probable

- Escenario de punta Alto: Está formado al integrar el Escenario Alto de las puntas diarias en ciclos combinados y la demanda diaria punta extrema del mercado convencional en el Escenario Alto.

Las bases sobre las que se asientan y justifican las previsiones de crecimiento para el mercado convencional son, entre otras, la hipótesis del mantenimiento, para el periodo 2001-2005, del ritmo inversor llevado a cabo por las empresas distribuidoras durante el cuatrienio anterior, 1997-2001, que dio lugar al crecimiento habido de 6,1 bcm. Este aspecto es singularmente destacable, dado que

Figura 4.1.51. Previsión de Demanda Punta según Escenario



Fuente: CNE

Resumen y conclusiones

Las previsiones de demanda de gas natural, para el periodo 2001-2005, en el escenario inferior, pasan de un consumo de 18,4 bcm en el año 2001, a un consumo de 30,8 bcm en el año 2005, que supone un crecimiento de 12,4 bcm.

Este crecimiento tiene su origen en los dos mercados gasistas principales, el convencional que se estima aportará 6,4 bcm, y el de ciclos combinados con incremento de 6 bcm.

está anunciado un cambio relevante en el esquema retributivo y tarifario de la actividad de distribución. Así, los mercados convencionales pendientes de ser atendidos mediante la extensión de las redes de distribución, son mercados de menor tamaño unitario, de más costoso acceso y captación, si se efectúa su comparación con los mercados que ya cuentan con redes de distribución.

En el caso de la estimación de la demanda futura debida a los ciclos combinados, las bases sobre las que se asientan y justifican dichas previsiones son, esencialmente, el

ritmo de incorporación de los nuevos grupos de generación según la información recibida de sus promotores, teniendo en cuenta un número de horas de funcionamiento medio, y la evolución de la demanda eléctrica, teniendo en cuenta la aportación debida a la tecnología de ciclo combinado y el consumo que ello supondría.

Sin embargo, las variables a considerar en esta estimación son muchas: el precio del mercado, la hidráulicidad, la evolución de las demás tecnologías de generación, etc.

En definitiva, dada la libertad de instalación de nueva capacidad de generación eléctrica en nuestro país, la última decisión depende directamente de los propios promotores de los ciclos, y ésta estará condicionada por factores de rentabilidad económica del proyecto, o por factores de pura estrategia empresarial.

Complementariamente, también hay que relacionar el cumplimiento del crecimiento previsto en la demanda de gas, con aspectos tales como, el mantenimiento de un escenario de crecimiento económico en el entorno habido en los últimos años, y un escenario de precios para el gas no especialmente desfavorable para su uso, y en particular en procesos de cogeneración.

Por otro lado, y como contraposición a los aspectos expuestos, no debemos ignorar la posible contribución al crecimiento de la demanda de gas, que pueden realizar las nuevas compañías comercializadoras y también las nuevas compañías distribuidoras que puedan surgir con motivo de la aplicación de la Disposición Transitoria Decimoquinta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en un marco de progresiva liberalización.

Estos factores de incertidumbre sobre el valor de la demanda futura de gas hacen recomendable acompañar el desarrollo de las nuevas infraestructuras a la evolución de la demanda de gas, mediante la adecuada vigilancia de la evolución de la misma.

4.2. Previsión de la demanda futura de energía eléctrica

La estimación de crecimiento de la demanda que aquí se expone recoge las previsiones realizadas por Red Eléctrica de España, S.A. en su documento "Previsiones del Sistema Eléctrico 2001-2010" de marzo de 2001 y la "Información adicional para la elaboración del informe marco sobre seguridad de suministro" de septiembre de 2001. En dicha estimación de demanda anual a largo plazo se tienen en cuenta los factores fundamentales de crecimiento de la actividad económica y laboralidad, siendo el primero de ellos, el que más peso tiene en la evolución de la demanda de energía eléctrica. El efecto temperatura es de gran importancia dada la sensibilidad de la demanda a variaciones importantes de la misma en el corto plazo, aunque no es relevante el comportamiento de la temperatura en un plazo mayor, teniéndose en cuenta para el año 2001 en función de las temperaturas registradas el año anterior.

Efecto actividad económica

Para el cálculo del efecto actividad económica sobre la demanda de energía eléctrica, se toman en consideración, por un lado, las estimaciones que se consideran más solventes sobre incrementos anuales del PIB, variable ampliamente utilizada como índice de variación de la actividad económica, y por otro, la respuesta de la demanda de electricidad a dichos cambios en la actividad económica, es decir, la elasticidad de la curva demanda-PIB.

Si bien, en un horizonte cercano es posible tener previsiones más fiables sobre el comportamiento de la economía así como poder tener un mayor acercamiento al comportamiento de la demanda ante variaciones en la actividad económica utilizando el comportamiento habido en periodos pasados próximos, según nos vamos refiriendo a un horizonte más lejano, el nivel de incertidumbre aumenta sobre las previsiones de actividad económica y, en menor grado, en el comportamiento de la demanda.

Para el cálculo de la previsión de demanda en cada uno de los dos primeros años, se han realizado tres curvas o estimaciones en función de la previsión máxima, mínima y central que se tenga sobre el crecimiento de la economía, manteniendo constantes el resto de los factores, temperatura y laboralidad.

Efecto temperatura

La demanda de energía eléctrica está relacionada con la temperatura ambiente. Así, se puede observar cómo año tras año la demanda varía sensiblemente entre los meses invernales y el periodo estival. En una primera aproximación, temperaturas por debajo de 15°C en invierno o por encima de 20°C en verano producen incrementos en la demanda eléctrica. Si bien está clara dicha influencia, el predecir el comportamiento de la temperatura en años sucesivos no es fácil y, desde luego la fiabilidad de previsiones sobre el comportamiento de la temperatura ambiente a largo plazo es muy baja.

Para el año 2001 se han considerado unas temperaturas medias históricas para la construcción del escenario central. Asimismo se pueden realizar, para cada escenario, unas previsiones suponiendo temperaturas más extremas en el escenario superior y temperaturas más suaves que conlleven efectos negativos sobre el crecimiento de la demanda, en el caso del escenario con menor previsión de la misma. En consecuencia, y como previsión más elevada, se ha realizado una previsión extrema teniendo en cuenta la previsión superior por efecto actividad económica unido a una situación de rachas de temperaturas extremas que proporcionan para el año 2001 un incremento de demanda por efecto temperatura del 1,7% en lugar del 0,7% utilizado para el escenario superior. De esta forma, queda recogido en las previsiones de este escenario, el efecto temperatura aunque no suponga incremento adicional a partir del primer año.

Efecto laboralidad

En este efecto se consideran básicamente el número de días laborables del año. Dado que a futuro este efecto es el

mismo para todos los años, las diferencias vienen marcadas por los años bisiestos los cuales, con un día más de actividad, generan un ligero incremento de demanda respecto al año anterior. Del mismo modo, aquellos años posteriores a los bisiestos recogen una disminución de demanda porcentual igual pero de sentido contrario al año anterior.

Otras aproximaciones sobre el calendario anual no proporcionan resultados de variaciones de demanda significativos al presuponerse que el número de días laborables y festivos permanece constante.

4.2.1. Estimación de demanda anual de energía eléctrica en el periodo 2001 a 2005

Es importante reseñar que en el momento de realizar este informe, las incertidumbres sobre la evolución de los parámetros económicos es muy alta. Si bien desde distintos sectores se apunta hacia una ralentización de la economía, no es posible afirmar con seguridad cuál va a ser la senda de crecimiento económico.

En cualquier caso, el hecho de que las señales actuales tiendan a rebajar incrementos de actividad económica, origina que las previsiones que aquí se realizan adquieran un carácter más conservador. Este hecho se considera positivo de cara a garantizar la seguridad del suministro eléctrico pues si bien pueden darse, en el horizonte 2001-2005 crecimientos de demanda sostenidos superiores a los aquí previstos, el hecho de que existan indicios de ralentización económica en el momento actual, puede compensar posibles incrementos de actividad superiores al 3% en años posteriores, obteniéndose una mayor seguridad de que la senda de crecimiento de la demanda se sitúe dentro de los escenarios aquí previstos, para el periodo considerado.

Dado que en los tres últimos años se han obtenido crecimientos de demanda comprendidos entre el 5,5% y el 6,5% y con objeto de tener una aproximación de los efectos sobre el crecimiento de la demanda y de las

potencias puntas máximas, en el caso de crecimientos de la actividad económica sostenidos, se ha realizado una previsión adicional en la cual se contempla un crecimiento del 5% de la demanda en barras de central para los años 2003, 2004 y 2005 sobre las estimaciones de demanda y punta de potencia del escenario superior. Dicha previsión da como resultado una previsión más elevada, que en el resto de los escenarios, a partir del año 2003 en el caso de la demanda, y a partir del año 2004 en el caso de la potencia máxima previsible.

Año 2001

Se consideran unos incrementos de la demanda, debida a la actividad económica del 4,8% como previsión central, y del 6% y 3,8% respectivamente en los casos de las previsiones superior e inferior. Por el efecto temperatura se considera un 0,7% adicional, en el caso de las previsiones central, superior e inferior y un 1,7% en el caso de la previsión extrema. Debido a que es un año posterior a año bisiesto, se minoran en un 0,3%. Al ser inferior la estimación de

crecimiento sostenido a la de la previsión superior, estas dos son coincidentes en su evolución. Como resultado de ello se tienen las previsiones de incremento de demanda mostradas en la **figura 4.2.1.**

Año 2002

Se toman en consideración unos incrementos por actividad económica ligeramente inferiores a los del año anterior: 4,4%, 5,2% y 3,5% según nos refiramos a la previsión central, superior o inferior respectivamente. No se tienen en cuenta el efecto temperatura, y el efecto laboralidad no repercute en el resultado.

Año 2003

A partir de este año se considera una única previsión con un incremento de la demanda por actividad económica de 3%, excepto en la hipótesis de crecimiento sostenido, en la cual se considera el 5% de incremento con un resultado de demanda acumulada que supera al del resto de las previsiones.

Figura 4.2.1. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2001

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	4,2	203	33.067	28.922
CENTRAL	5,2	204	34.201	29.914
SUPERIOR	6,4	207	34.904	30.529
EXTREMO SUP.	7,4	209	36.700	32.100
C. SOSTENIDO	6,4	207	34.904	30.529

Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.2. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2002

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	3,5	210	34.006	30.460
CENTRAL	4,4	213	35.445	31.749
SUPERIOR	5,2	218	36.469	32.666
EXTREMO SUP.	5,2	220	37.400	33.500
C. SOSTENIDO	5,2	218	36.469	32.666

Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.3. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2003

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	3	216	34.771	31.249
CENTRAL	3	219	36.242	32.571
SUPERIOR	3	224	37.289	33.512
EXTREMO SUP.	3	227	38.500	34.600
C. SOSTENIDO	5	229	38.121	34.270

Fuente: REE y CNE

Año 2004

Al igual que el año anterior, se considera un crecimiento por actividad económica del 3%, siendo del 5% en la previsión de crecimiento sostenido, al cual se ha de añadir un 0,3% para recoger el hecho de tener este año un día más. Las previsiones de demanda y de potencias puntas más elevadas se dan en el escenario de crecimiento sostenido.

Año 2005

Se disminuye en un 0.3% el 3% y el 5% de incremento por actividad debido a ser un año posterior a bisiesto, con su consiguiente disminución de incremento de demanda por este concepto. Al igual que el año anterior, el escenario de crecimiento sostenido da los resultados de previsión más elevados.

Figura 4.2.4. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2004

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	3,3	223	35.655	32.661
CENTRAL	3,3	226	37.164	34.043
SUPERIOR	3,3	231	38.237	35.026
EXTREMO SUP.	3,3	234	39.300	36.000
C. SOSTENIDO	5,3	241	39.892	36.541

Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.5. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2005

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	2,7	229	36.348	33.372
CENTRAL	2,7	232	37.886	34.784
SUPERIOR	2,7	237	38.980	35.788
EXTREMO SUP.	2,7	240	40.300	37.000
C. SOSTENIDO	4,7	252	41.447	38.048

Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.6. Escenarios de evolución de demanda eléctrica en barras de central



Fuente: REE y CNE

Estimación de la demanda de energía eléctrica por Comunidades Autónomas para el período 2001-2002

En el período 1995-1999 las Comunidades Autónomas de La Rioja, Navarra, Murcia, Cantabria y Andalucía, han tenido crecimientos, en términos de tasa interanual, superiores al 6%, siendo Extremadura la Comunidad con un crecimiento superior a todas ellas, por encima del 7%. Las anteriormente citadas Comunidades Autónomas, excepto Andalucía, son por su parte las Comunidades Autónomas con menor peso en la demanda nacional, produciéndose, un acercamiento progresivo de participación relativa de cada una de ellas en el período considerado. País Vasco, Cataluña, Castilla La Mancha, Asturias y Aragón tienen tasas de crecimiento entre el 4% y el 5%. Castilla y León, Madrid y Valencia tienen

crecimientos interanuales entre el 5 y el 6% y Galicia es la Comunidad Autónoma que menor crecimiento ha experimentado, 2,7%, todas ellas en el período citado.

Teniendo en cuenta estimaciones del PIB por Comunidades Autónomas y nacional, el crecimiento interanual de la participación de la demanda de las mismas respecto a la demanda nacional, los últimos crecimientos de cada Comunidad Autónoma, y la tendencia lineal del peso de cada Comunidad Autónoma en el total se prevén, para el periodo 2000-2002, crecimientos interanuales superiores al 6% en las Comunidades Autónomas de La Rioja, Murcia, Cantabria y Andalucía, mientras que porcentajes de crecimiento inferiores al 4% son estimados en Galicia, Castilla y León, Aragón y País Vasco.

En la **figura 4.2.7** se exponen las previsiones de demanda de energía eléctrica por Comunidades Autónomas para los años 2001 y 2002.

Figura 4.2.7. Previsión de demanda de energía eléctrica por CC.AA. (GWh)

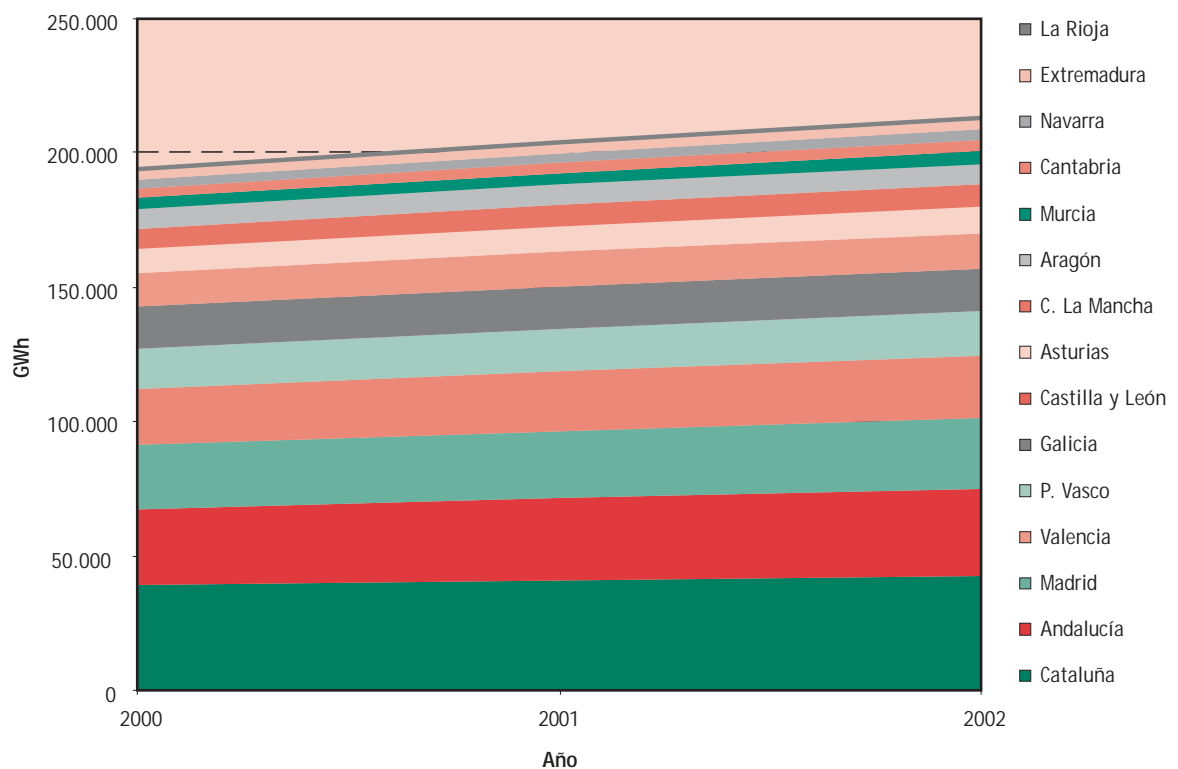
Año	Andalucía	Aragón	Asturias	Cantabria	Castilla La Mancha	Castilla León
2001	30,628	7,630	9,178	3,998	8,090	13,227
2002	32,517	7,858	9,406	4,259	8,530	13,649

Año	Cataluña	Valencia	Extremad.	Galicia	Madrid	Murcia
2001	40,559	21,947	3,331	15,516	25,045	4,182
2002	42,127	23,158	3,510	15,708	26,355	4,460

Año	Navarra	P. Vasco	La Rioja
2001	3,689	15,928	1,482
2002	3,847	16,353	1,585

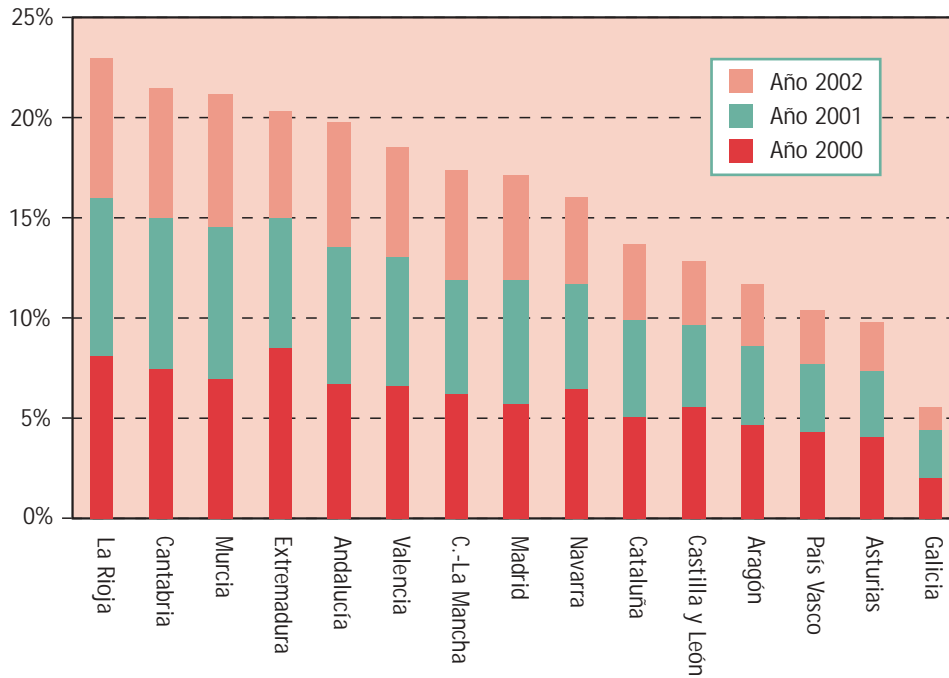
Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.8. Previsión de demanda de energía eléctrica por CC.AA.



Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.9. Crecimiento en % de la demanda de energía eléctrica por CC.AA.



Fuente: REE y CNE

4.2.2. Estimación de la potencia punta de energía eléctrica en el período 2001 a 2005

En las estimaciones de previsiones de potencia punta del sistema, se recoge el hecho, que se viene observando año tras año, de la disminución de la importancia relativa de la potencia punta de invierno sobre la demanda anual del sistema, así como, un acercamiento progresivo entre las puntas de potencia de verano y de invierno.

Para los escenarios centrales considerados de incrementos de demanda, se ha previsto una disminución de la relación punta máxima-demanda anual, desde el 0,018 para el año 2001 hasta el 0,0173 para el año 2005, correspondiéndose estos datos con las potencias punta invernales. En el caso de los periodos estivales se prevén unos crecimientos de la anterior relación desde el 0,0157 hasta el 0,0159 para el mismo periodo de tiempo.

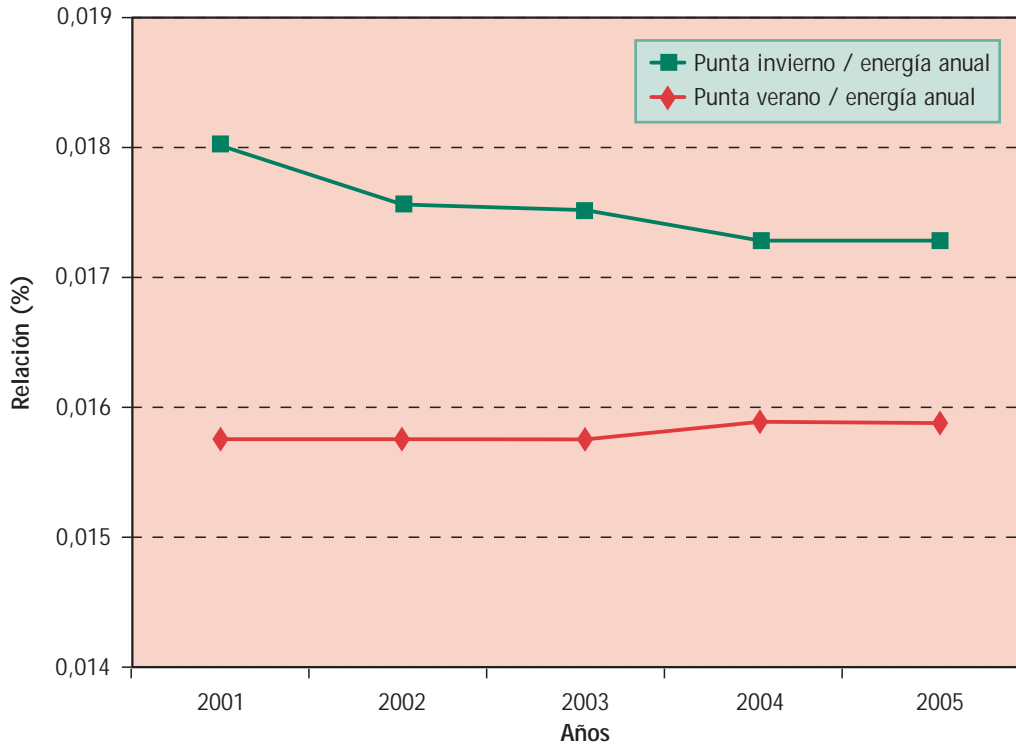
Las potencias máximas previstas ascienden desde 36.700 MW para el año 2001 hasta 40.300 MW previstos para el

año 2005. En el caso del periodo estival dichas previsiones se reducen a 32.100 MW y 37.000 MW respectivamente.

Los factores de carga máximos previstos, considerados como la relación entre demanda anual máxima prevista y punta máxima prevista del sistema por 8760 horas, se sitúan entre el 68% para el año 2001 y el 70% para el año 2005.

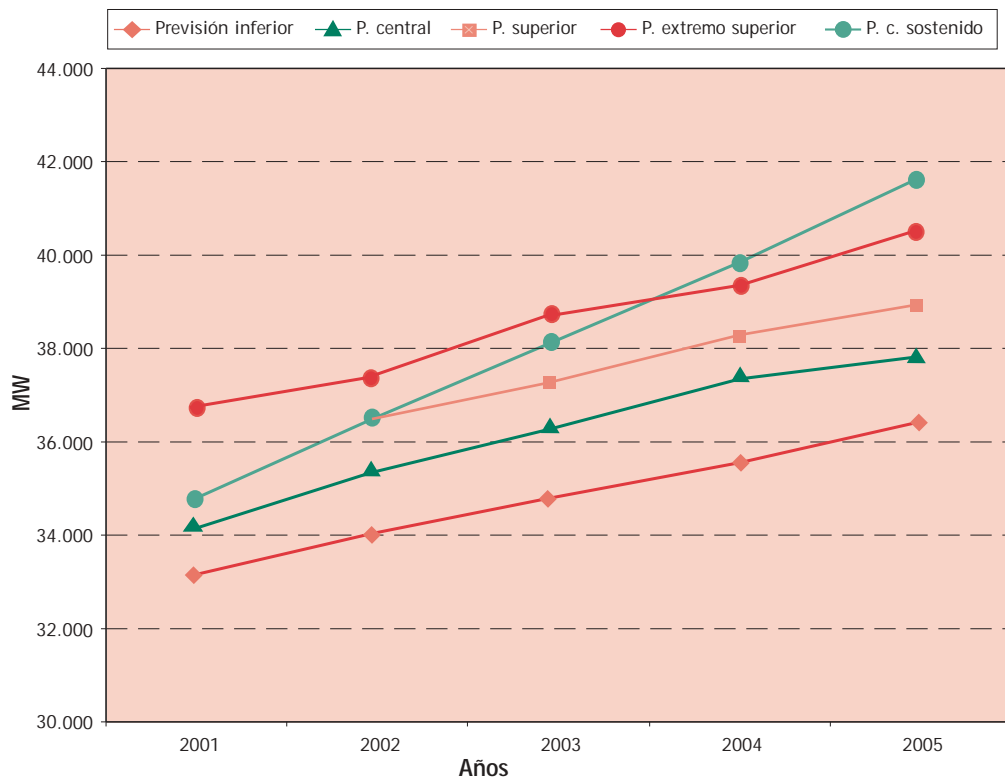
Se pone de manifiesto que si bien se prevé que las potencias máximas del sistema se sigan situando en los meses invernales, el hecho del acercamiento progresivo de las puntas de potencia en los periodos estivales a los invernales, hacen necesario estudiar detenidamente la cobertura de demanda en ambos periodos. Puesto que la potencia disponible hidráulica en verano es de menor cuantía que en invierno, se puede llegar a que el periodo crítico, en los estudios de seguridad del sistema, sea el estival, máxime cuando se estudian condiciones más conservadoras de año seco.

Figura 4.2.10. Relación entre la punta prevista y la energía anual prevista eléctricas



Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.11. Previsión de la potencia punta eléctrica



Fuente: REE y CNE

4.3. Conclusiones

A modo de resumen y conclusión de lo tratado en los apartados precedentes, a continuación se presenta la evolución de la demanda esperada de gas natural y de energía eléctrica para los próximos años.

Es importante reseñar que en el momento de realizar este informe, la incertidumbre sobre la evolución de los parámetros económicos es muy alta. Si bien desde distintos sectores se apunta hacia una ralentización de la economía, no es posible afirmar con seguridad cuál va a ser la senda de crecimiento económico.

En cualquier caso, el hecho de que las señales económicas actuales tiendan a rebajar los incrementos de actividad económica, origina que las previsiones que aquí se realizan adquieran un carácter más conservador. Este hecho se considera positivo de cara a garantizar la seguridad del suministro.

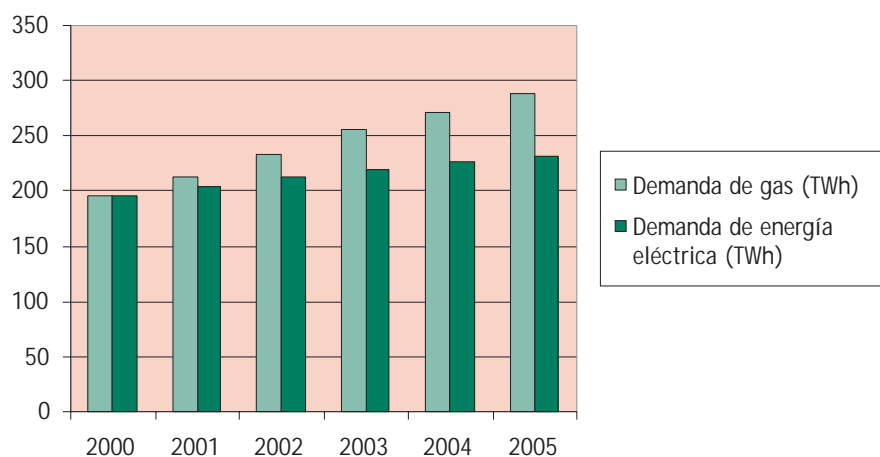
De la multiplicidad de escenarios posibles, se toman para este resumen los correspondientes al escenario considerado como central o más probable a pesar de las incertidumbres asociadas.

A continuación se realizan diversas comparaciones entre la demanda de gas, en el mercado convencional y la debida a los ciclos combinados, y la de electricidad. Puesto que las cantidades relativas al gas natural se refieren a una energía primaria, que además interviene activamente en la generación de electricidad, y las relativas a la demanda eléctrica, a una energía final, su comparación directa en términos absolutos podría llevar a interpretaciones erróneas si no se tuviera presente este hecho. Sin embargo, dichas magnitudes se han representado conjuntamente, con el objeto esencial de comparar sus evoluciones relativas.

Así, en la **figura 4.3.1** se muestra la evolución de la demanda de gas natural -sin contabilizar los ciclos combinados previstos- y de energía eléctrica expresada en TWh en los próximos años. De la misma, se desprenden los mayores consumos esperados en el sector del gas natural con respecto al eléctrico, aún sin considerar la demanda asociada a las centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado a gas.

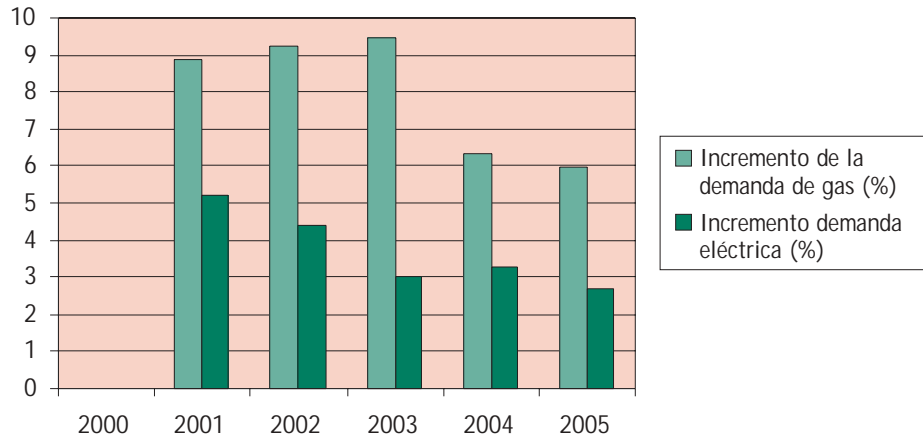
En la **figura 4.3.2** se muestra la tasa de variación de los consumos esperados de gas – sin contabilizar los ciclos combinados- y eléctricos en los próximos años. Como se puede apreciar de la misma, los incrementos de demanda

Figura 4.3.1 Evolución de la demanda prevista de gas natural (sin considerar ciclos combinados) y de energía eléctrica en TWh



Fuente: CNE

Figura 4.3.2 Evolución de los crecimientos esperados de demanda de gas natural (sin considerar ciclos combinados) y de energía eléctrica en %



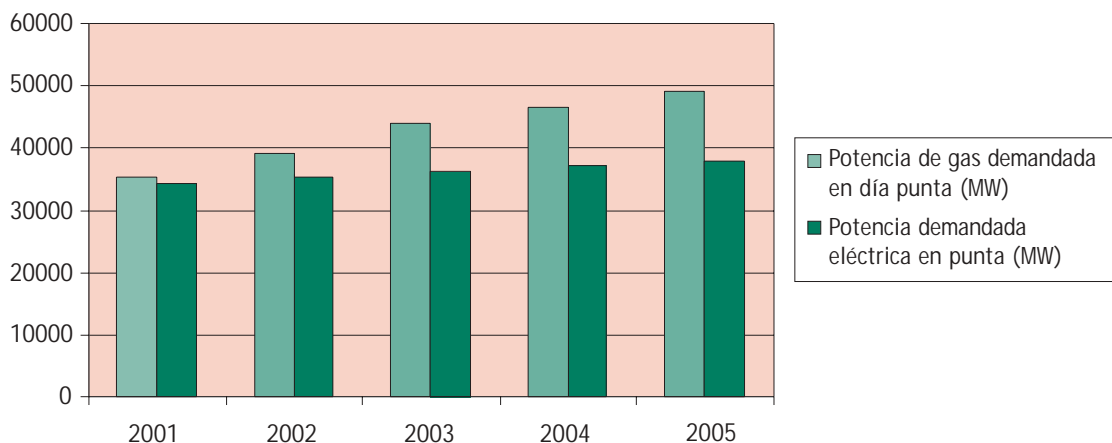
Fuente: CNE

porcentuales del sistema gasista son marcadamente más importantes que los del sistema eléctrico, manteniéndose en tasas por encima del seis por ciento durante todo el periodo. Los valores más altos para los años 2002 y 2003 son el resultado de las estimaciones realizadas a partir de los contratos actualmente en negociación y del crecimiento esperado por las nuevas redes que actualmente están en fase de construcción.

Respecto a la estimación de crecimiento de las demandas máximas de gas y electricidad en caudal o potencia

horaria respectivamente, en la **figura 4.3.3** se muestra la previsión comparada de ambos sistemas. En ella, a efectos comparativos de la evolución esperada para ambos sistemas se ha expresado la demanda punta del mercado convencional de gas natural en el escenario más probable de la figura 4.1.15 en lugar de en Mte/día en MW, y se ha comparado con la demanda eléctrica de potencia punta horaria de invierno expresada en el apartado 4.2.1. De la figura se deduce el menor crecimiento esperado de la demanda punta eléctrica con respecto al caudal esperado en el sistema de gas natural. Este comportamiento cabe

Figura 4.3.3 Evolución de los crecimientos esperados de caudal máximo diario expresado en MW en lugar de Mte/día de gas natural (sin considerar ciclos combinados) y de energía eléctrica en MW



Fuente: CNE

explicarlo por la mayor madurez y saturación del mercado eléctrico comparado con el de gas natural, de mayor crecimiento.

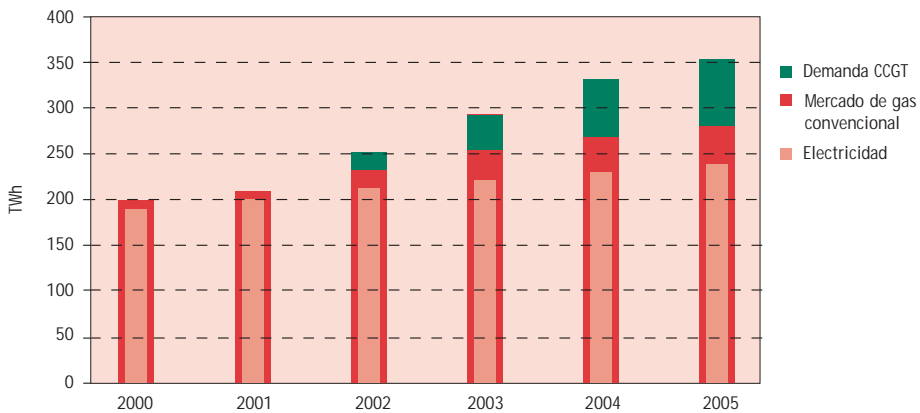
En consecuencia, y sin considerar la demanda de gas asociada a los ciclos combinados, se puede observar los relevantes requerimientos que en cuanto a nuevas infraestructuras puede precisar el sistema de gas natural.

Ahora bien, la demanda futura de gas natural ha de obtenerse mediante la agregación de los dos mercados: el antiguo o convencional y el nuevo o consumido en los ciclos combinados para la generación de energía eléctrica. Al sumar dichos valores y comparar la evolución de dicho

valor con la experimentada por el mercado eléctrico en el periodo 2000 – 2005, el resultado es, cualitativamente el mismo que el representado en la figura 4.3.1, pero, como no podía ser de otra manera, cuantitativamente mucho más acusado, como se muestra en la **figura 4.3.4**.

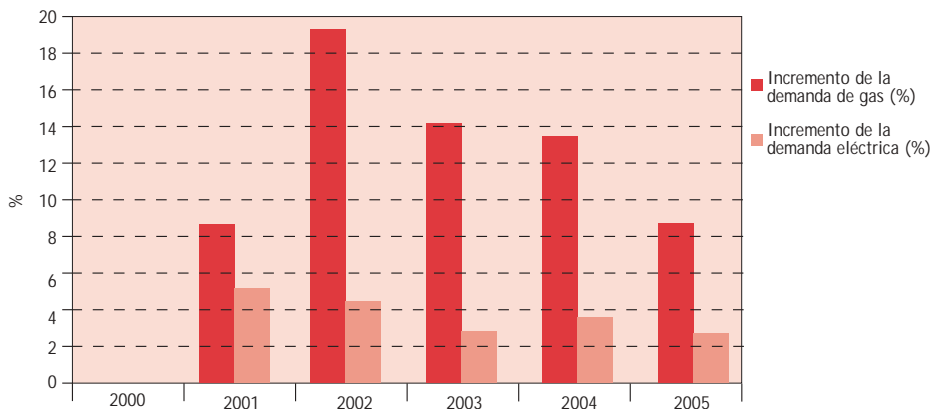
En términos porcentuales, la proporción de crecimiento del mercado del gas es claramente superior a la del mercado eléctrico, y durante el periodo considerado su valor se mantiene siempre por encima del 8%. Destaca esencialmente el incremento de la demanda esperado en el 2002, el 19%, justificado por la entrada en funcionamiento de los primeros grupos de ciclo combinado (ver **figura 4.3.5**).

Figura 4.3.4 Evolución de la demanda prevista de gas natural total y de energía eléctrica en TWh



Fuente: CNE

Figura 4.3.5 Evolución de los crecimientos esperados de demanda de gas natural y de energía eléctrica en %



Fuente: CNE

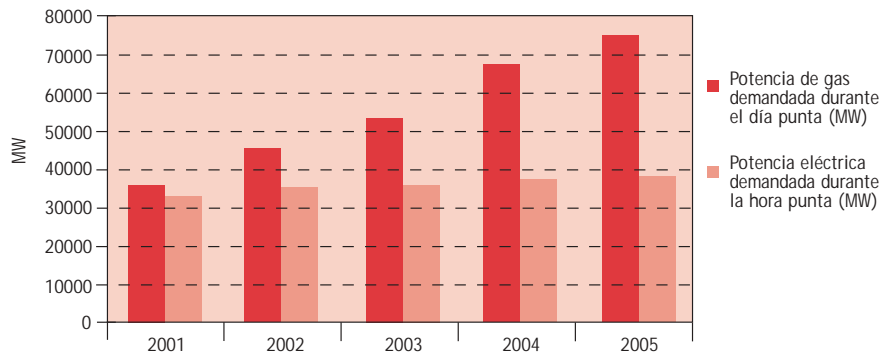
Respecto a la estimación de crecimiento de las demandas máximas de gas y electricidad en caudal diario o potencia horaria respectivamente, el efecto de incluir ahora también a las centrales de ciclo combinado es el mismo que en los dos casos anteriores: se acentúan aún más las diferencias, como puede observarse en la **figura 4.3.6**, realizada a partir del escenario medio.

Así, mientras que el mercado convencional ha sido el que ha proporcionado la base sobre la que se ha desarrollado la actual infraestructura gasista, con gran extensión

geográfica y multiplicidad de consumidores, en cambio, el nuevo mercado de gas para los ciclos combinados es un mercado en fase inicial de desarrollo, con pocos puntos de consumo pero de gran volumen unitario y, en consecuencia, con una gran incidencia en la infraestructura gasista.

Por tanto, si ya puede ser necesario un esfuerzo inversor significativo en infraestructuras de gas para el abastecimiento del mercado convencional, lo es más aún si se consideran los nuevos consumos.

Figura 4.3.6 Evolución de los crecimientos esperados de caudal máximo diario expresado en MW en lugar de Mte/día de gas natural y de energía eléctrica en MW



Fuente: CNE