

5. La previsión de la oferta de energía

En el apartado anterior de este informe se ha presentado la previsión de la demanda de energía eléctrica y gas natural para los próximos años. En este capítulo, se trata la previsión de la oferta de ambas energías, para en los capítulos posteriores proceder al análisis de la cobertura.

En primer lugar, se describe la previsión de la oferta de gas natural. En segundo lugar, se expone la oferta de producción de energía eléctrica sin considerar la incorporación de las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado a gas, para finalmente detallar la previsión de las mismas y su oferta asociada.

5.1. Previsión de la oferta de gas natural

En este capítulo se expone la previsión de la oferta de gas natural, para el periodo 2001-2004, sin considerar las posibles restricciones técnicas, de capacidad, funcionamiento u otras, que pudieran existir en las entradas al sistema gasista.

La previsión se obtiene partiendo de las diversas estimaciones realizadas para este informe por las compañías comercializadoras, que están o tienen previsto operar en el mercado liberalizado, cuya oferta está en buena parte vinculada al consumo de ciclos combinados. La oferta de gas se complementa con las previsiones de las compañías transportistas, responsables del suministro de gas natural al mercado a tarifa, así como por los contratos de aprovisionamiento que abastecen al mercado actualmente.

Debe advertirse, que el resultado de las previsiones de oferta conlleva incertidumbre en sus valores porque están basadas en las hipótesis de captación de clientes que tienen las empresas comercializadoras que, en algunos casos, pueden resultar optimistas. La oferta de los agentes se irá adaptando a su penetración en el mercado, siendo el ajuste de sus previsiones actuales función del éxito de sus expectativas. No obstante, y a pesar de su imprecisión, la información de los comercializadores

resulta indicativa de cuál serán las tendencias y características en el futuro de los aprovisionamientos de gas: países de origen, tipo de gas importado (GN ó GNL), duración de los contratos, etc.

El mercado de oferta de gas en España se caracteriza por la escasa disponibilidad de yacimientos de gas natural en el suelo nacional, lo que implica que el abastecimiento de gas natural deba provenir de otros países. Esta dependencia exterior tiene implicaciones directas en las políticas de seguridad del suministro, que han sido recogidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, obligando tanto a la diversificación de los países suministradores, como a un mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Respecto a la diversificación, la Ley 34/1998, en su artículo 99, limita al 60% la incorporación de gas al sistema desde un mismo país aprovisionador. Sobre las reservas mínimas, el artículo 98, establece la obligación de mantener existencias mínimas de gas, equivalentes a treinta cinco días de sus ventas firmes, a los transportistas que incorporen gas al sistema, a los comercializadores, y a los clientes elegibles que ejerzan directamente su derecho de acceso.

Otro aspecto que condiciona los aprovisionamientos de gas en España ha sido introducido recientemente por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, estableciendo en su artículo 6, sobre la contratación del acceso a instalaciones gasistas, la obligatoriedad de reservar el 25% de la capacidad total de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y entrada al sistema de transporte y distribución para contratos de duración inferior a dos años. Esto conlleva a futuro, que el 25% de la oferta de gas en el mercado gasista liberalizado se realice a través de contratos a corto plazo, lo que dinamizará el mercado de oferta de gas.

Por otra parte, los aprovisionamientos deberán cubrir la demanda esperada de gas en cualquiera de los escenarios previstos, debiéndose mantener un continuado equilibrio

entre la oferta y la demanda de gas como condición necesaria para garantizar la seguridad del abastecimiento a los consumidores. Cualquier desequilibrio en el balance oferta-demanda, no absorbido por el gas disponible en los almacenamientos, o por las flexibilidades de los contratos de aprovisionamiento, conllevará perjuicios al conjunto del mercado gasista.

Asimismo, el funcionamiento del mercado liberalizado requiere la disponibilidad de un cierto exceso del gas ofertado sobre la demanda requerida, para que sea factible el ejercicio por parte de los consumidores de la libre elección del suministrador, y como consecuencia, se dé lugar a la formación de precios del gas resultado del libre juego del mercado, siendo éste, uno de los objetivos últimos del proceso de liberalización emprendido.

A continuación se expone la previsión de la oferta de gas natural, para el periodo 2001-2004, resultado de la información aportada por los agentes consultados, donde se analiza la evolución, la composición de los aprovisionamientos para España y su diversificación por origen.

5.1.1. Previsión de la oferta de gas natural

Con el propósito de establecer el escenario de la oferta de gas natural para el periodo 2001–2004, se

solicitó a los comercializadores y transportistas sus previsiones de oferta de gas para sus clientes, incluidos los ciclos combinados, con el siguiente detalle: país de procedencia del gas natural, el tipo de gas GN o GNL, las fechas de inicio del contrato y la duración de estos, las cantidades anuales previstas, las cantidades máximas que recogían los contratos, las flexibilidades existentes en los contratos, así como, las garantías de suministro.

La previsión de la máxima cantidad de gas que podría alcanzar la oferta en los momentos actuales se obtiene como resultado de la agregación de la previsión de aprovisionamientos de gas natural de los transportistas, de los comercializadores y de los consumidores cualificados que ejerzan su derecho de acceso a las redes.

El ajuste de las previsiones a la realidad futura dependerá del grado de éxito que obtengan las nuevas comercializadoras en la captación de mercado, y de la evolución de la demanda de los ciclos combinados, que a fecha de hoy, es todavía incierta.

Dada la importancia del estado físico del gas importado, GN o GNL, para el diseño y dimensionamiento de las infraestructuras de entrada al sistema gasista, las previsiones de oferta de gas se dividen entre los dos tipos de gas. (Ver **figura 5.1.1**).

Figura 5.1.1. Previsión de la Oferta de Gas Natural

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
GN (1)	8,6	8,5	8,6	9,1	11,8
GNL (2)	8,8	9,9	15,9	22,3	29,3
Total Oferta	17,3	18,4	24,5	31,4	41,1
GNL/ Total Oferta	50,9%	54,0%	64,8%	71,1%	71,3%

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el año 2004

(2) Incorpora el suministro de GNL por el contrato deslizando entre ENAGAS y el Grupo Gas Natural para cubrir las necesidades del mercado a tarifa

Fuente: CNE

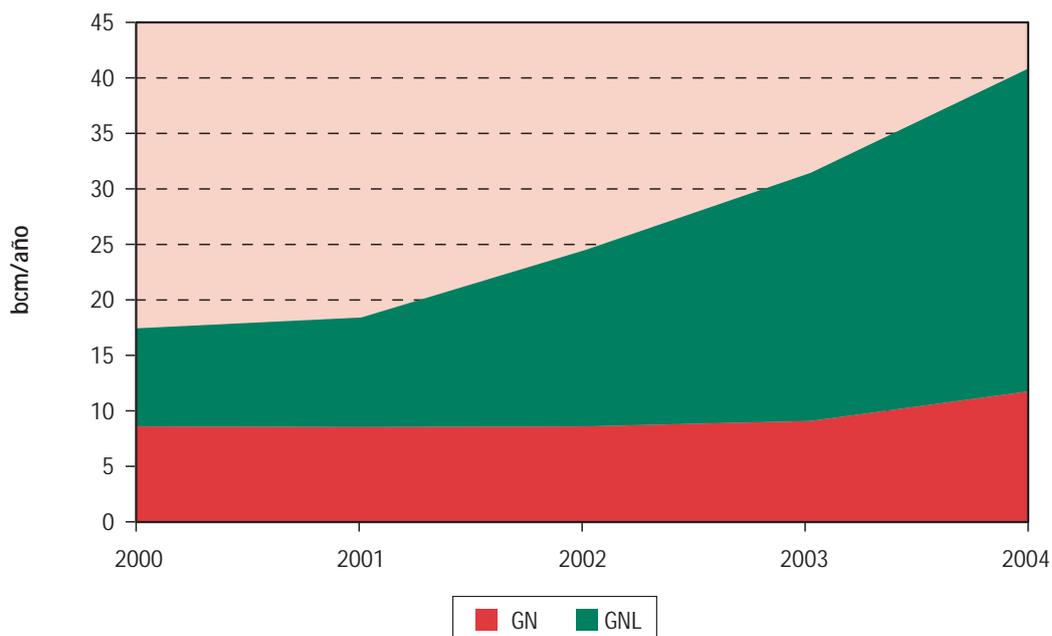
En la **figura 5.1.2**, destaca el aumento de la importancia del GNL en el balance de aprovisionamientos previstos para el futuro, resultado de la limitada interconexión mediante gasoducto con Europa y Argelia, y de la saturación de la capacidad de los mismos con los contratos de aprovisionamiento actuales, si bien, hay un proyecto en curso para la ampliación de capacidad del gasoducto del Magreb, que podría dar lugar al aumento de la oferta en 3 bcm/año de GN, a partir del año 2004.

5.1.2. Previsión de la oferta de gas natural por países

La oferta de gas natural se basa en importaciones procedentes de diversos orígenes, en especial de Argelia, siendo la participación del gas nacional muy pequeña conforme a la situación actual de escasas reservas nacionales.

Las **figuras 5.1.3 y 5.1.4** muestran la distribución de la oferta según su país de origen. El mercado

Figura 5.1.2. Previsión de la oferta de gas natural por tipo de suministro: gas natural o gas natural licuado



Fuente: CNE

El reparto de GN y GNL en el total de la cesta de los aprovisionamientos dependerá entre otros aspectos de la competitividad de los precios de los contratos suscritos de GN y de las limitaciones de capacidad que exista en los puntos de entrada en cada momento, por lo que es difícil predecir con exactitud cuál será el saldo en cada momento de cada tipo de gas en las importaciones. Para hacer frente a la incertidumbre sobre la estructura de aprovisionamiento en el futuro, el sistema se puede ver obligado a sobredimensionar su infraestructura de entrada de gas al sistema.

nacional mantiene una oferta de gas de entorno a 0,5 bcm/año procedente del yacimiento Poseidón. Los suministros procedentes del exterior mantienen a Argelia como nuestro principal suministrador, seguido de Noruega, Nigeria, Golfo Pérsico y Trinidad y Tobago, en consonancia con la tendencia registrada en los últimos años de diversificación en las fuentes de suministro. Aparecen posibles nuevos países suministradores con el proyecto de algunas comercializadoras que prevén la importación de gas desde Europa y Egipto.

Figura 5.1.3. Autoabastecimiento de Gas Natural

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Nacional	0,1	0,5	0,5	0,5	0,2
Importaciones	17,2	17,9	24,0	30,9	40,9
Total Oferta	17,3	18,4	24,5	31,4	41,1
Autoabastecimiento	0,6%	2,7%	2,1%	1,6%	0,5%

Fuente: CNE

Con esta previsión de oferta de gas por origen no se aprecian problemas en la diversificación de suministros en el futuro. Así, mientras el gas de Argelia en el 2000 representó un 61% sobre el total de aprovisionamientos, a partir del 2001 esta participación podría empezar a reducirse si hay entrada de nuevos proveedores en competencia

Según nos alejamos en el horizonte temporal, el grado de incertidumbre sobre el origen de los aprovisionamientos aumenta, ya que corresponde a suministros pendientes de una mayor definición contractual y de negociación por parte de los agentes. (ver figura 5.1.4). Esto queda reflejado en las cantidades de oferta de gas con origen no especificado, que podrían situarse tanto en los países ya indicados como en nuevos.

Figura 5.1.4. Distribución de la oferta por país de origen

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Nacional	0,1	0,5	0,5	0,5	0,2
Europa	2,3	2,3	2,5	2,9	2,9
Noruega	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
Resto de Europa	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7
África	13,2	12,4	13,2	15,9	19,4
Argelia (1)	10,6	10,1	10,9	10,9	13,6
Egipto	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Libia	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Nigeria	1,8	1,6	1,6	4,3	4,3
O. Medio	0,8	2,0	2,5	3,4	2,3
Trinidad y Tobago	0,8	0,0	1,4	1,8	3,3
Origen No Especificado (2)	0,4	1,2	4,4	6,8	13,0
Total Oferta	17,3	18,4	24,5	31,4	41,1

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el 2004

(2) En este concepto están incluidos los aprovisionamientos sin especificar origen, aquellos que se realizan a través de un operador internacional, aquellos en los que no se indica claramente el origen del gas y los posibles suministros derivados del contrato de deslización entre ENAGAS y Grupo Gas Natural para cubrir las necesidades del mercado a tarifa

Figura 5.1.5. Distribución por país de origen de la oferta de gas natural canalizado

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Nacional	0,1	0,5	0,5	0,5	0,2
Argelia (1)	6,2	5,7	5,7	5,7	8,7
Europa	2,3	2,3	2,5	2,9	2,9
Noruega	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
Resto de Europa	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7
TOTAL GN	8,6	8,5	8,6	9,1	11,8

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el 2004

Fuente: CNE

El origen de las importaciones de gas natural canalizado, GN, se producirá por las mismas interconexiones que existen actualmente incluyendo el aumento de la capacidad del gasoducto de Tarifa en 3 bcm/año. Con esta restricción sobre de los gasoductos, los países de procedencia del gas serán, en primer lugar, Argelia, y en segundo lugar, Noruega, a través de la interconexión con Francia (ver figura 5.1.5).

5.1.3. Previsión de la oferta de gas natural por duración y grado de compromiso de los contratos de aprovisionamiento

La figura 5.1.7 presenta la situación actual de la oferta máxima de gas prevista en razón de los compromisos adquiridos o en negociación, según la información facilitada por los agentes que participan en el mercado gasista español.

El escenario que se muestra es coherente con la situación del mercado, en donde, por un lado, hay unos suministros de gas comprometidos basados en contratos históricos, y por otro lado, aparecen nuevos comercializadores de gas que plantean su entrada al mismo, y que han de negociar en función de los consumidores cualificados, todo ello, en competencia con los demás comercializadores, dando lugar a un cierto grado de incertidumbre de compromiso en la oferta, tanto mayor, cuanto más lejano sea el período considerado.

Sobre los plazos de los compromisos de la oferta se puede distinguir, entre aquéllos que son a corto plazo y aquellos que son a largo plazo. Considerando la obligación de reservar el 25% de la capacidad total para contratos a corto plazo como establece el Real Decreto 949/2001, es previsible que los contratos de aprovisionamiento se adapten a esta nueva situación, siendo los suministros a corto plazo más elevados que los que anuncian las compañías comercializadoras recogidas en la figura 5.1.8.

El volumen de aprovisionamientos de gas para el mercado a tarifa está íntimamente ligado al crecimiento del mercado y al ritmo de trasvase de clientes cualificados del mercado regulado al mercado liberalizado. Éste dependerá de la oferta de gas que dispongan las compañías comercializadoras, de las disponibilidades efectivas para los comercializadores del acceso de terceros a las infraestructuras y de la competencia que exista entre las diferentes comercializadoras. Por tanto, la demanda de gas para el mercado a tarifa presenta un alto grado de incertidumbre.

Asimismo, los transportistas que compran gas para el suministro a tarifa regulada, deberían de adquirirlo al menor precio posible.

Figura 5.1.6. Distribución por país de origen de la oferta de GNL

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Suministros Comprometidos GN	8,5	8,6	9,0	8,7
Suministros Comprometidos GNL	9,9	9,8	13,7	13,7
Total Suministros Comprometidos	18,4	18,5	22,7	22,4
Suministros en Negociación GN (1)	0,0	0,0	0,1	3,1
Suministros en Negociación GNL	0,0	6,1	8,6	15,6
Total Suministros en Negociación	0,0	6,1	8,7	18,7

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
África	7,0	6,7	7,6	10,2	10,7
Argelia	4,4	4,5	5,2	5,2	4,9
Egipto	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Libia	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Nigeria	1,8	1,6	1,6	4,3	4,3
O. Medio	0,8	2,0	2,5	3,4	2,3
Trinidad y Tobago	0,8	0,0	1,4	1,8	3,3
Origen No Especificado (1)	0,4	1,2	4,4	6,8	13,0
Total GNL	8,8	9,9	15,9	22,3	29,3

(1) En este concepto están incluidos los aprovisionamientos sin especificar origen, aquellos que se realizan a través de un operador internacional, aquellos en los que no se indica claramente el origen del gas y los posibles suministros derivados del contrato de deslizamiento entre ENAGAS y Gas Natural

Fuente: CNE

Figura 5.1.7. Oferta de gas natural en relación con la situación del suministro

Total Posible Oferta	18,4	24,5	31,4	41,1
Ratio Sum Comprometidos /Total Oferta	100%	75,4%	72,3%	54,5%

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el 2004

Fuente: CNE

Figura 5.1.8 Oferta de gas según duración de los contratos

	2001 bcm	2002 bcm	2003 bcm
Suministros comprometidos (> 2 años)	16,2	17,7	22,3
Suministros comprometidos (< 2 años)	2,3	0,8	0,4
Total Suministros Comprometidos	18,4	18,5	22,7
Suministros Corto Plazo/ Total Suministros comprometidos	12,7%	4,3%	1,7%

Fuente: CNE

5.2. Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica sin considerar la incorporación de ciclos combinados

A continuación se detalla la oferta de producción de energía eléctrica para el período 2001 a 2005, desglosándola en producción eléctrica de régimen ordinario y régimen especial. No se considera en este epígrafe la incorporación de las centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado a gas que se analiza en el siguiente apartado.

La potencia eléctrica instalada, en MW, es la que se refleja en la **figura 5.2.1**.

5.2.1. Régimen ordinario en el sistema peninsular

Desde la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la construcción de

nuevas centrales de generación se constituye en una actividad liberalizada, sometida únicamente a la libre decisión de las empresas generadoras.

La nueva capacidad queda sujeta a los planes de inversión de las empresas, que analizan la rentabilidad de las nuevas instalaciones en función del crecimiento de la demanda energética, de las condiciones del mercado y de suministro.

De análoga forma, las decisiones de cierres están basadas en la libre decisión de cada agente generador aunque sometido a autorización administrativa. En esta decisión empresarial puede tener una influencia significativa tanto la evolución del mercado como de la propia regulación, tal es el caso de la retribución por garantía de potencia, o el tratamiento regulatorio de las restricciones técnicas.

Figura 5.2.1: Potencia eléctrica instalada en España en 2001

RÉGIMEN ORDINARIO (a 30 de junio de 2001)	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia total (MW)
Hidráulica	16.524	1	16.525
Nuclear	7.804	-	7.804
Carbón	11.542	510	12.052
Fuel-gas /Fuel-Oil	7.430	2.532	9.962
TOTAL	43.300	3.043	46.343

RÉGIMEN ESPECIAL (a 30 de septiembre de 2001)	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia total (MW)
Cogeneración	5.002	74	5.076
Eólica	2.622	106	2.728
Hidráulica	1.430	0	1.430
Otros	633	34	667
TOTAL	9.687	215	9.902

TOTAL POTENCIA	52.987	3.258	56.245
-----------------------	---------------	--------------	---------------

Fuente: REE y CNE

Bajas previstas

Para calcular la potencia instalada que será dada de baja en el período considerado, se ha manejado diversa información. Entre ésta cabe citar: la suministrada por los agentes generadores, la proporcionada por el gestor técnico del sistema eléctrico, la información relativa a la vida útil de los grupos, etc.

Con esta información se ha obtenido la mejor estimación propia de cuál puede ser el cierre futuro de grupos. Con ello, se han confeccionado dos escenarios de previsión de cierres en el periodo que se muestran en la **figura 5.2.2.**

carbón nacional hacia carbón importado, como consecuencia del Plan de Futuro de la Minería.

Aunque no se van a construir nuevos grupos nucleares, la potencia instalada nuclear aumentará ligeramente en los próximos años, debido al plan de mejora en los equipos actualmente existentes que termina en el año 2004. El plan supone un incremento total de 626 MW desde 1995.

No se evalúa en este epígrafe la potencia de las nuevas centrales de ciclo combinado que puedan entrar en operación durante el periodo considerado, ya que corresponde al punto siguiente de este informe.

Figura 5.2.2. Estimación de potencia (MW) de régimen ordinario a darse de baja en el período 2001 a 2005

Bajas	2001	2002	2003	2004	2005
Previsión de cierres alta	150	650	1.150	2.521	3.420
Previsión de cierres baja	0	0	1.097	2.150	3.150

Fuente: CNE

Altas previstas

No se prevén aumentos de potencia hidráulica en el periodo: los posibles incrementos se derivarán generalmente de la modernización de centrales en servicio y se estima que serán compensados por bajas de pequeños grupos. Tampoco se prevén aumentos de centrales de carbón o de fuel/gas, excepto pequeñas repotenciaciones y cambios progresivos de consumo de

Previsión de la potencia instalada en régimen ordinario

Con todo ello, a continuación se incluyen dos cuadros con la evolución prevista del equipo generador en régimen ordinario sin considerar los ciclos combinados en el periodo 2001 a 2005.

a) Escenario de potencia superior (Previsión de cierres de escenario inferior)

Figura 5.2.3. Previsión de potencia instalada de generación eléctrica en régimen ordinario, sin considerar Ciclos Combinados el período 2001-2005. Sistema peninsular escenario de potencia superior

Potencia Instalada (MW)	PREVISIONES PARA EL SISTEMA PENINSULAR				
	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	16.524	16.524	16.524	16.524	16.524
Nuclear	7.804	7.882	7.894	7.894	7.894
Carbón y Fuel/Gas	18.972	18.972	17.875	16.822	15.822
Total potencia instalada	43.300	43.378	42.293	41.240	40.240

Fuente: CNE

b) Escenario de potencia inferior (Previsión de cierres de escenario superior)

Figura 5.2.4. Previsión de potencia instalada de generación eléctrica en régimen ordinario, sin considerar Ciclos Combinados el período 2001-2005. Sistema peninsular. Escenario de potencia inferior

Potencia Instalada (MW)	PREVISIONES PARA EL SISTEMA PENINSULAR				
	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	16.524	16.524	16.524	16.524	16.524
Nuclear	7.804	7.882	7.894	7.894	7.894
Carbón y Fuel/Gas	18.822	18.322	17.822	16.451	15.552
Total potencia instalada	43.150	42.728	42.240	40.869	39.970

Fuente: CNE

5.2.2. Régimen especial en el sistema peninsular

Dentro el régimen especial se encuentran incluidas aquellas instalaciones que cumpliendo una serie de requisitos, utilizan como combustible energías renovables o residuos o son de cogeneración.

Para realizar la previsión de potencia de régimen especial se han considerado las previsiones realizadas por REE, las solicitudes de conexión realizadas a dicha empresa, el Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER), los distintos planes energéticos de las Comunidades Autónomas y el ritmo de crecimiento experimentado por este régimen en los últimos años.

Bajas previstas

No se ha considerado ninguna baja en este tipo de instalaciones, ya que la experiencia ha demostrado que esta posibilidad se produce en escasas ocasiones.

Altas previstas

Hay que tener en cuenta que la Disposición Transitoria Decimosexta de la Ley del Sector Eléctrico establece el objetivo de que las energías renovables alcancen el 12% de la demanda primaria en el año 2010. En respuesta a este compromiso, en 1999 se publicó el Plan de

Fomento de Energías Renovables, en el que se fijaron los diferentes objetivos de potencia instalada a conseguir en ese año para cada una de las tecnologías energéticas consideradas como renovables: Eólica, Biomasa, Hidráulica, energía solar térmica y fotovoltaica y residuos sólidos urbanos. Este porcentaje del 12% supondría un 29,4% de la producción eléctrica a partir de energías renovables en el año 2010 considerando un crecimiento de la demanda moderado caracterizado por el fomento del ahorro de energía y de la eficiencia energética (260 TWh en 2010). Para alcanzar los objetivos marcados en el PFER, en el año 2006 se deberían alcanzar los 12.828 MW correspondientes a instalaciones de energías renovables¹.

Por otro lado, hasta el 31 de diciembre de 2000, las solicitudes de acceso remitidas a REE para instalaciones de generación en régimen especial ascienden a unos 22.000 MW. En esa misma línea, en el Registro Administrativo de Instalaciones de Régimen Especial del Ministerio de Economía se encuentran inscritas con

¹ Corresponde a instalaciones peninsulares y extrapeninsulares, e incluye instalaciones hidráulicas de menos de 50 MW, tanto en régimen especial como ordinario. El objetivo de potencia a 2006 se ha calculado teniendo en cuenta la inversión prevista hasta ese año y los ratios de inversión de un proyecto tipo contemplados en el PFER.

carácter provisional (hasta mayo de 2001) unos 15.000 MW correspondientes a unas 1000 instalaciones. Adicionalmente, cabe mencionar las previsiones realizadas por las Comunidades Autónomas, elaboradas teniendo en cuenta sus planes energéticos y las numerosas peticiones de promotores de nuevas instalaciones de régimen especial, en las que se alcanzan en el año 2005 los 18.957 MW de potencia instalada únicamente con energías renovables, frente a los 4.500 MW instalados actualmente.

Si bien todo lo anterior parece respaldar unas expectativas de crecimiento exagerado en el régimen especial, la

experiencia demuestra que una gran parte de esta nueva potencia solicitada está sujeta a incertidumbres de diverso carácter, especialmente a retrasos en la construcción de las instalaciones por diversas causas: medioambientales, económicas vinculadas a la baja rentabilidad de alguna de ellas, o técnicas debido a las limitaciones de capacidad de evacuación de algunas líneas.

Teniendo en cuenta lo anterior, las previsiones realizadas por REE se ajustan de manera muy razonable a lo previsto en el PFER, en cuanto a las energías renovables, y al ritmo de evolución seguido en los últimos años por el régimen especial:

Tabla 5.2.5. Previsiones de evolución del régimen especial en la Península por tecnologías

POTENCIA INSTALADA (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Cogeneración y otros	5.000	5.300	5.450	5.600	5.700
Biomasa	290	380	470	560	650
RSU e industriales	240	270	300	330	360
TOTAL TÉRMICOS	5.530	5.950	6.220	6.490	6.710
Hidráulica	1.390	1.440	1.490	1.540	1.590
Eólica	3.600	4.600	5.400	6.000	6.500
Solar	4	8	24	42	74
TOTAL NO TÉRMICOS	4.994	6.048	6.914	7.582	8.164
TOTAL (MW)	10.524	11.998	13.134	14.072	14.874

Fuente: REE

Tabla 5.2.6. Previsiones de evolución del régimen especial en la Península por tecnologías

POTENCIA INSTALADA (MW)	REE 2005	CC.AA. ² 2005	PFER 2006
Biomasa	650	601	1.310 ³
RSU e industriales	360	1.081	217 ⁴
TOTAL TÉRMICOS	1.010	1.682	1.527
Hidráulica	1.590	1.596	2.200
Eólica	6.500	15.642	6.054
Solar Fotovoltaica	74	37	70
TOTAL NO TÉRMICOS	8.164	17.275	8.324
TOTAL (MW)	9.174	18.957	9.851

Fuente: REE, PFER y CNE

² Las previsiones de REE y las CCAA son sólo para el sistema peninsular

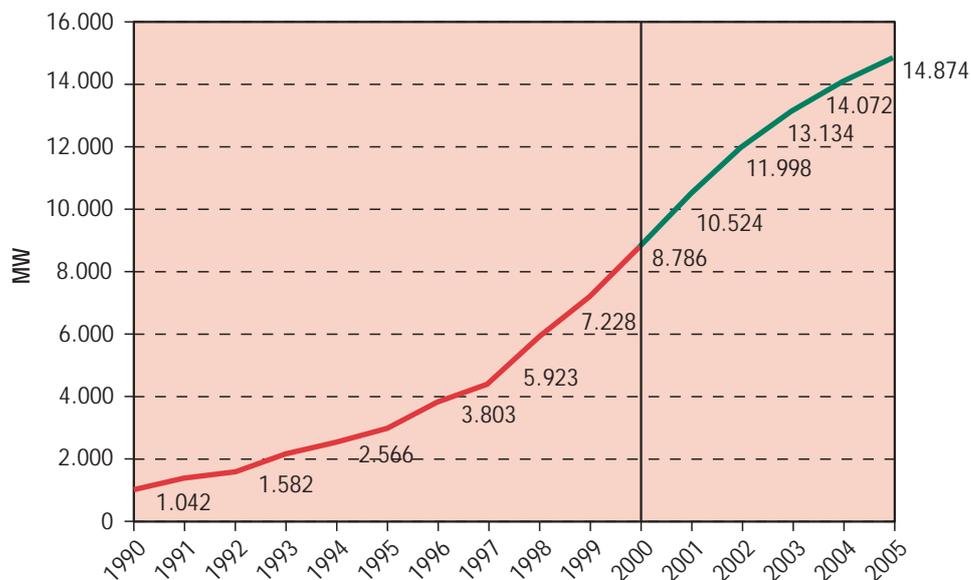
³ Biomasa + Biogás

⁴ El PFER sólo contempla el RSU

Las previsiones propuestas por REE estiman que para el horizonte temporal 2001-2005 se instalarán en la Península unos 5.200 MW en régimen especial adicionales a los 9.687 MW instalados a septiembre de 2001, de los cuales el 75% corresponderá a energía eólica. La figura 5.2.7 muestra la evolución pasada y la considerada hasta el año 2005 para el régimen especial peninsular.

La disminución de los costes de instalación, el aumento de la potencia unitaria de los aerogeneradores (de 750 kW a 1,3 ó 2 MW) y los recientes planes eólicos aprobados en distintas Comunidades Autónomas, aseguran la consecución de los objetivos marcados en el Plan de Fomento, aunque el ritmo de crecimiento en los últimos años de estas instalaciones se haya moderado.

Figura 5.2.7. Evolución real y prevista de la potencia instalada del régimen especial del sistema peninsular



Fuente: CNE y REE

En la situación prevista, la potencia instalada en régimen especial pasaría a representar desde el 18% sobre la potencia peninsular a un 22% en el año 2005.

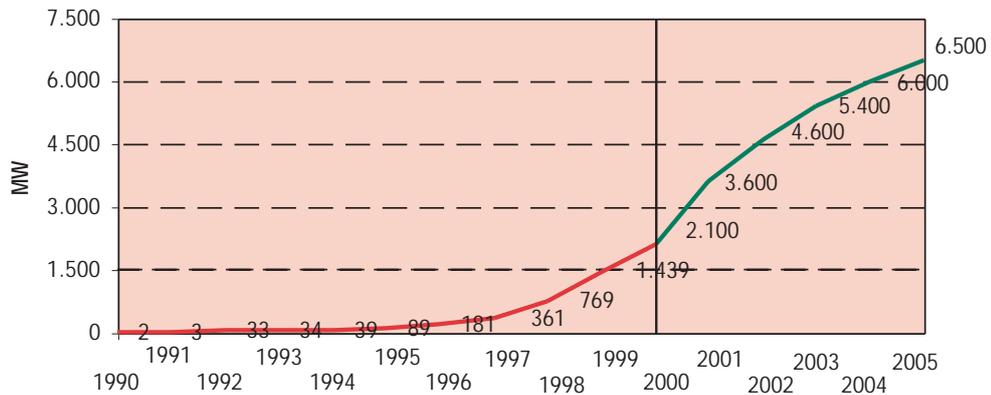
i. Energía eólica

Sin lugar a dudas esta fuente de energía renovable será la de mayor evolución en el horizonte temporal considerado, siguiendo la actual tendencia de crecimiento. De hecho, esta tecnología es junto con las biomasa, la que mayor perspectivas de crecimiento tiene en el PFER.

Actualmente comienza a estudiarse el potencial eólico en las costas españolas, con solicitudes de instalación de plantas eólicas mar adentro "offshore". La realización de estos proyectos aumentaría significativamente la potencia instalada, ya que estos parques alcanzan potencias de más de 100 MW, frente a la media de 24 MW actuales.

Según las previsiones de Red Eléctrica, la potencia eólica en el año 2.005 alcanzaría los 6.500 MW instalados frente a los 15.642 previstos según las Comunidades Autónomas, y frente a los más de 12.000 MW inscritos provisionalmente en el Registro de Instalaciones de Régimen Especial, ver figura 5.2.8.

Figura 5.2.8. Evolución de la potencia eólica instalada



Fuente: REE y CNE

Las previsión mostrada en la **figura 5.2.8** supondría un crecimiento medio anual de 725 MW, crecimiento que se ajusta al ritmo de crecimiento alcanzado en los últimos años, mientras que alcanzar las previsiones realizadas por las Comunidades Autónomas exigiría un ritmo anual de incorporación de nueva potencia eólica de unos 2.600 MW, cifra difícil de lograr teniendo en cuenta las limitaciones en la conexión de determinadas redes de distribución, y las limitaciones del potencial de fabricación y del potencial eólico peninsular (en el PFER se estimaba un potencial de fabricación de 1.500 MW/año y un potencial eólico de 15.100 MW).

ii. Energía hidráulica

La energía hidráulica, tanto en instalaciones de menos de 10 MW como superiores se encuentra fuertemente condicionada por cuestiones medioambientales (cauce ecológico de los aprovechamientos hidráulicos) y administrativas (concesiones), por lo que su evolución se muestra más conservadora con un aumento anual entre el 3 y el 4%. De hecho, los objetivos del PFER se han fijado teniendo en cuenta sólo los aprovechamientos que estaban en fase de ejecución o en trámite concesional, en el momento de elaboración del Plan.

Figura 5.2.9. Evolución de la potencia hidráulica instalada



Fuente: REE y CNE

Las previsión mostrada en la **figura 5.2.9** supondría un crecimiento medio anual de 50 MW, crecimiento que se ajusta al ritmo de crecimiento alcanzado en los últimos años, y a las previsiones realizadas por las Comunidades Autónomas.

iii. Biomasa y biogás

El PFER prevé un fuerte lanzamiento de las instalaciones para producción de energía eléctrica basadas en la utilización de la biomasa, en sus diferentes formas y tecnologías, actividad que hoy tiene una presencia puntual, y que por tanto exige un mayor esfuerzo.

Tanto las previsiones de REE como de las Comunidades Autónomas coinciden en estimar una potencia total de 600-650 MW de plantas de biomasa para el año 2.005, con un aumento lineal de la potencia instalada en torno al 10% anual. Esto supone una incorporación de nueva potencia de 90 MW al año, ritmo de crecimiento superior al experimentado en los últimos años, pero teniendo en cuenta el fuerte empuje considerado en el PFER para este tipo de tecnología, respaldado a su vez por la propuesta por parte del Gobierno de crear el Consejo Nacional para el Aprovechamiento Energético de la Biomasa, dicho crecimiento puede considerarse razonable.

iv. Energía solar

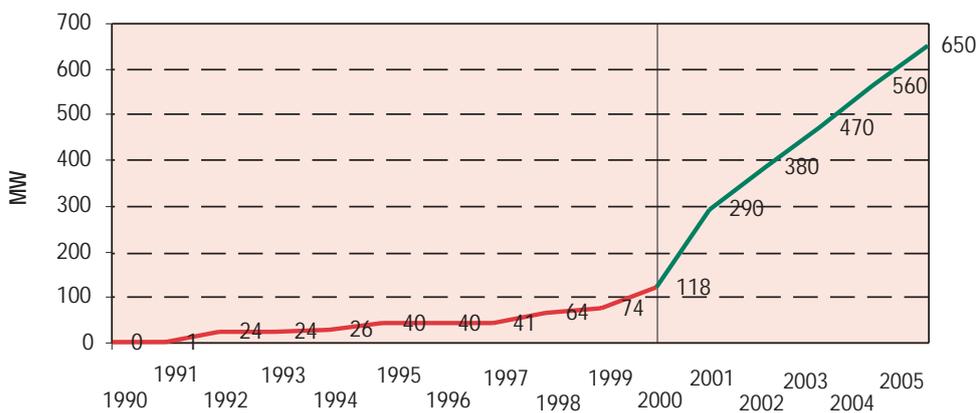
El aumento significativo del aprovechamiento de la energía solar para la producción de energía eléctrica es uno de los principales objetivos del PFER.

Actualmente se ha alcanzado una cierta madurez tecnológica y se están produciendo importantes estrategias empresariales en el sector fotovoltaico. A estos hechos, se le une el marco normativo que favorece la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, Real Decreto 1663/2000.

Otras iniciativas de carácter público, tales como subvenciones, incentivos locales, proyectos piloto, normalización de los instaladores, integración en edificios, etc., están facilitando el desarrollo continuado de esta tecnología.

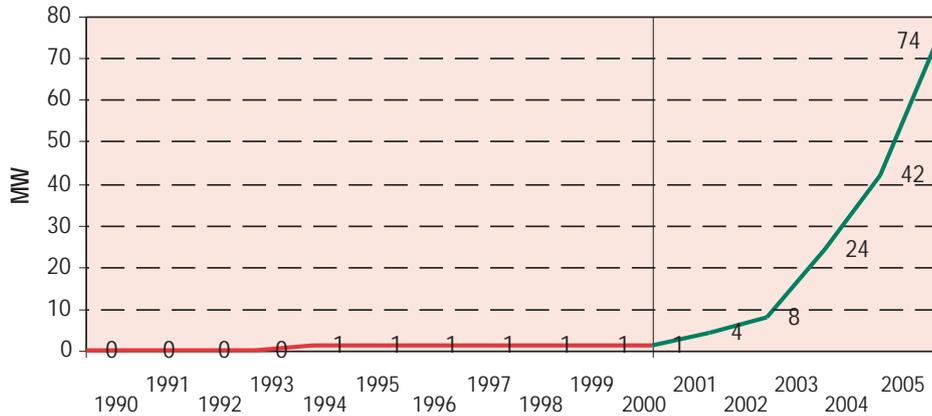
En cuanto a la energía solar térmica de alta temperatura para producción de energía eléctrica, ésta aún se muestra en fase experimental y no se prevé un aumento en el plano comercial. De hecho, el PFER sólo considera esta tecnología en el horizonte del plan en fase de demostración.

Figura 5.2.10. Evolución de la potencia instalada de biomasa



Fuente: REE y CNE

Figura 5.2.11. Evolución de la potencia solar instalada



Fuente: REE y CNE

Por lo que respecta a la senda de incorporación de la energía solar a la cobertura eléctrica, se estima que el crecimiento de la potencia instalada tiene un perfil exponencial con un mayor crecimiento a partir de 2003. Por el contrario, las Comunidades Autónomas hacen previsiones un 50% menores a las propuestas (Comunidades como Extremadura, Cataluña, Galicia o País Vasco no contemplan ninguna instalación solar para producción de energía eléctrica). En cualquier caso, la potencia aportada finalmente por esta tecnología continuará siendo marginal a afectos de cobertura de la demanda.

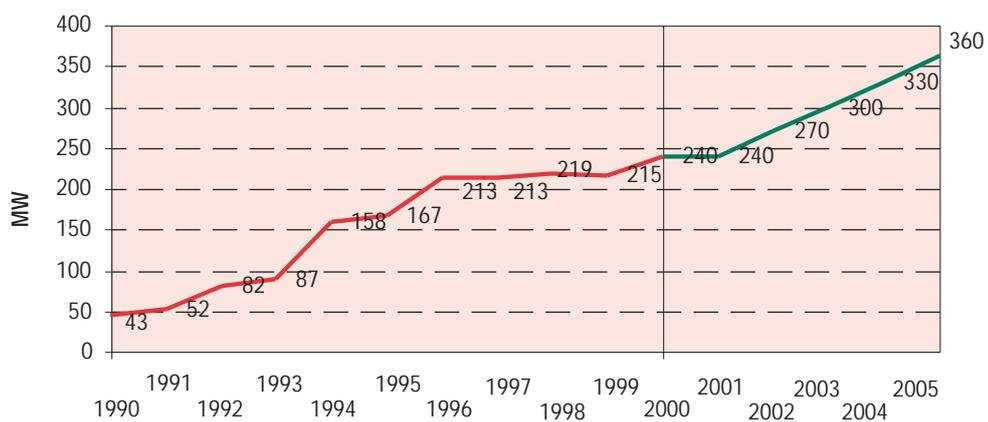
v. Residuos sólidos urbanos e industriales

La valorización energética de residuos sólidos urbanos es uno de los objetivos marcados en el PFER.

No obstante, son las plantas de valorización de otros residuos, especialmente industriales (RI) los que tiene un mayor potencial de crecimiento.

Las previsiones realizadas, engloban RSU y RI, se muestran en la siguiente gráfica.

Figura 5.2.12 Evolución de la potencia instalada de plantas de residuos



Fuente: REE y CNE

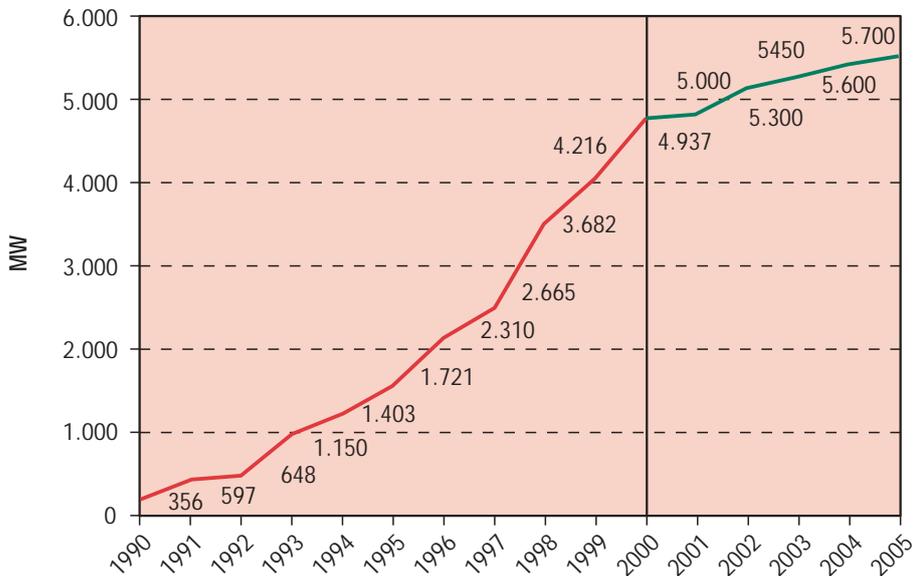
Si bien, el crecimiento previsto (30 MW/año) es mayor que el experimentado en los últimos años por este tipo de instalaciones, la senda prevista no puede considerarse demasiado optimista, ya que coincide con los objetivos considerados en el PFER únicamente para las plantas de R.S.U. (29 MW/año para el sistema peninsular teniendo en cuenta la situación actual).

vi. Cogeneración y otros

Las previsiones de aumento en la cogeneración son inciertas. La evolución dependerá directamente de la evolución de los precios del gas natural así como del marco regulatorio y de los precios del mercado de electricidad.

Finalmente, cabe resaltar que en las previsiones expuestas no se ha considerado la potencia correspondiente a las instalaciones de tratamiento de purines y de lodos, que si bien actualmente suman una potencia muy pequeña, 135 MW, en el medio plazo podrían suponer cantidades significativas teniendo en cuenta el gran número de instalaciones inscritas con carácter provisional en el Registro del Ministerio de Economía y el fuerte apoyo recibido por parte de las Comunidades Autónomas. Si no se han considerado, ha sido debido a la gran incertidumbre que existe sobre el momento de su incorporación, teniendo en cuenta su evolución en los tres últimos años.

Figura 5.2.13. Evolución de la potencia de cogeneración instalada



Fuente: REE y CNE

El ritmo de crecimiento de potencia instalada en plantas de cogeneración ha disminuido sensiblemente en los últimos años, manteniéndose casi estabilizado en el año 2001. Las previsiones de REE estiman un aumento futuro de entre el 1 y el 5% anual.

En todo caso, se considera necesario mantener una estabilidad regulatoria para la cogeneración y avanzar en el reglamento pendiente.

5.2.3. Régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares

i. Islas Baleares

En las islas Baleares existe un Plan Director Sectorial Energético (PDSE) para el horizonte 2000-2015, cuyo objetivo es canalizar el crecimiento del sector de modo que se garantice el suministro energético y su

diversificación, el ahorro de energía y la preservación del medio ambiente en el archipiélago balear.

En dicho Plan, se realiza una apuesta importante en el sector del gas natural, con la previsión de construir un gasoducto submarino desde Valencia hasta Eivissa (123 km) y desde allí, un gasoducto hasta Palma de Mallorca (150 km). Además se requiere la construcción de una red insular de gasoductos. De esta manera se dispondría de gas natural para generación eléctrica. La **figura 5.2.14** muestra las previsiones de potencia instalada en el escenario contemplado. Las previsiones consideran la baja de varios grupos de fuel y el alta de algunas turbinas de gas y de vapor que funcionarán primeramente con gasóleo y que pasarán, a partir de 2005 a funcionar con gas natural.

Si finalmente no fuera posible el llevar el gas natural a las islas en el período considerado, las nuevas turbinas

de gas y de vapor podrían verse sustituidas parcialmente por motores diesel.

Por otra parte, para el desarrollo adecuado del suministro de energía eléctrica en las Islas Baleares se debería estudiar la posibilidad de nuevas interconexiones entre las islas, así como la viabilidad de conectar eléctricamente este archipiélago con la Península, hecho no contemplado en el PDSE.

ii. Islas Canarias

Se ha considerado el escenario en que durante el período de análisis no se tiene acceso al gas natural en el archipiélago. Entre los años 2001 y 2005 las previsiones apuntan a la puesta en marcha de motores diesel y turbinas de gas que sumarían al final del período un total de unos 400 MW (**cuadro 5.2.15**).

Figura 5.2.14. Previsiones de potencia en Baleares.

Previsiones de potencia total instalada en Baleares					
Escenario de demanda con actividad económica alta sin medidas de ahorro energético					
(MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Sistema Mallorca-Menorca	1.196	1.318	1.288	1.327	1.378
Sistema Eivissa-Formentera	193	228	228	247	247
Total Baleares	1.389	1.546	1.516	1.574	1.625

Fuente: Plan Director Sectorial Energético de las Islas Baleares

Figura 5.2.15. Previsiones de potencia instalada en Canarias. Escenario sin Gas Natural.

Escenario sin gas natural (MW)					
Isla	2001	2002	2003	2004	2005
Gran Canaria		80		50	50
Tenerife		80		50	
Lanzarote-Fuerteventura	36		18	18	
La Palma		12			
Gomera		2,9			
Hierro				2	
Total instalado /año	36	175	18	120	50
Total acumulado	36	211	229	349	399

Fuente: ENDESA

En el supuesto de que sí se tuviera acceso al gas natural antes del año 2005, la potencia a instalar se distribuiría entre motores diesel, turbinas de gas y turbinas de vapor.

iii. Ceuta y Melilla

Se prevé que en Ceuta entrarán en operación dos motores diesel de 12 MW, uno en 2001 y otro en 2003. En Melilla igualmente se instalarán otros dos motores de 12 MW en 2001 y en 2002, respectivamente. Por indisponibilidad física de espacio, se deberá abordar el traslado de la central de Melilla hasta los terrenos del puerto.

5.2.4. Régimen especial en los sistemas extrapeninsulares

En el sistema extrapeninsular la potencia instalada en régimen especial a junio de 2001 es de 214,56 MW, de los que 37,1MW corresponden a las Islas Baleares y 177,46 MW al Archipiélago Canario. El 49% de las instalaciones corresponden a parques eólicos, todos ellos situados en el Archipiélago Canario, y el 34,6% a instalaciones de cogeneración de gas-oil.

Actualmente están inscritas en el Registro de instalaciones de régimen especial con carácter provisional 27 instalaciones extrapeninsulares que suman un total de 117 MW, que corresponden principalmente a parques eólicos en Baleares.

El Plan Director Sectorial de Energía aprobado por el Govern Balear en abril de 2001 contempla la instalación de 75 MW eólicos; 7,32 MW fotovoltaicos y el impulso de la utilización de residuos y biomasa para la obtención de electricidad.

En las Islas Canarias la incorporación de instalaciones continuará con un crecimiento moderado, siendo la energía eólica la de mayor potencial. Adicionalmente en la isla del Hierro se está proyectando la realización de

una central "hidroeólica", central minihidráulica asociada a un sistema de bombeo eólico.

Por su parte, los objetivos del PFER para el año 2010 para el sistema extrapeninsular son los siguientes:

Figura 5.2.16. Objetivos de potencia eléctrica del PFER para el sistema extrapeninsular

Objetivos del PFER para el sistema extrapeninsular		
Tipo de Instalación	Baleares (MW)	Canarias Total (MW)
Eólica	49	250
Hidráulica	0	2
Biomasa	-	-
Biogás	-	-
Solar Fotovoltaica	6,75 ⁵	7,3 ⁶
Solar Termoeléctrica	25	-
RSU	-	-

Fuente: CNE

5.2.5. Disponibilidad del equipo generador

Las disponibilidades típicas que el gestor técnico del sistema eléctrico considera para el equipo generador son las siguientes:

Régimen ordinario peninsular

La duración de las revisiones anuales programadas para mantenimiento de los grupos térmicos se estima la siguiente: para las centrales térmicas convencionales, cuatro semanas y para las centrales nucleares, seis semanas.

Se considera la probabilidad de fallo fortuito de los grupos térmicos la siguiente:

1. Centrales nucleares: 8%
2. Grupos de hulla-antracita y de lignito pardo: 9%
3. Grupos de lignito negro: 7%

⁵ 5,75MW conectados a red

⁶ 6,9MW conectados a red

- 4. Grupos de fuel/gas: 8%
- 5. Grupos de carbón importado: 6%
- 6. Nuevas centrales de ciclo combinado: 6%

Y como coeficiente de disponibilidad de las centrales hidroeléctricas: para las centrales convencionales 0,62 y para las centrales de bombeo 0,80.

Régimen ordinario extrapeninsular

i. Islas Baleares

Se ha considerado una disponibilidad de los grupos de fuel y carbón de un 84% en el sistema Mallorca-Menorca y de un 87% en Eivissa-Formentera. Para los ciclos combinados se ha considerado una disponibilidad del 92%.

ii. Islas Canarias

Se ha considerado una disponibilidad del equipo térmico en Gran Canaria y Tenerife del 89%, mientras en Lanzarote-Fuerteventura se prevé el 86%, en La Palma el 80%, en La Gomera el 87% y en El Hierro el 93%.

iii. Ceuta y Melilla

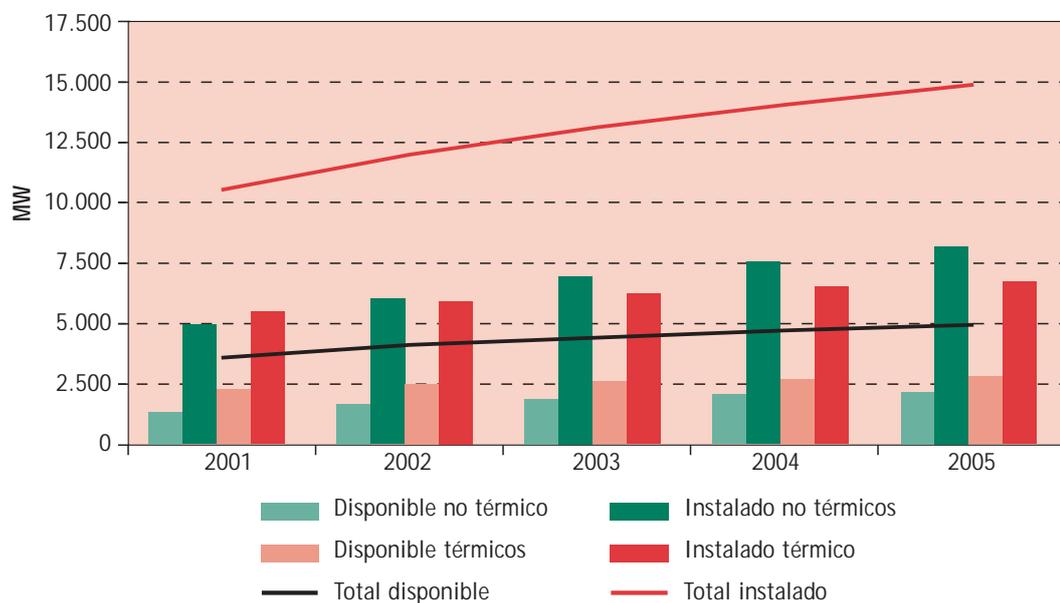
Se ha considerado una disponibilidad del equipo térmico en Ceuta del 94% y en Melilla del 83%.

RÉGIMEN ESPECIAL

La potencia media entregada al sistema se considera en torno al 35% de la instalada debido al autoconsumo de los cogeneradores y al bajo número de horas de funcionamiento de los equipos de energías renovables. Estas horas de funcionamiento varían, según los datos de operación del año 2000, de las más de 4.500 de plantas de residuos, a las aproximadamente 1.200 horas de las instalaciones solares.

Con ello, la potencia media entregada por tecnología se reduce a un 41% de la potencia nominal en el caso de la cogeneración, 14% en las instalaciones solares, el 26% en los parques eólicos, el 30% en las centrales hidráulicas, en un 39% en las plantas de biomasa, en un 52% en las instalaciones de residuos y en un 49% en las plantas de reducción y tratamiento de residuos.

Figura 5.2.17. Potencia disponible e instalada del Régimen Especial



Fuente: REE y CNE

La aportación de potencia en punta se estima que será un 10-15% superior a la potencia media, mientras que en valle se estima que será un 10-15% inferior a dicha potencia media.

5.3. Previsión de la oferta de producción eléctrica asociada a los ciclos combinados

La oferta de producción de energía eléctrica asociada a los nuevos ciclos combinados está sujeta a la libre decisión empresarial de sus promotores, por lo que existe una cierta indeterminación en cuanto a su disponibilidad futura.

En cualquier caso, la mejor estimación sobre la incorporación de nuevos ciclos combinados, hay que buscarla en la información aportada por sus promotores, puesto que son éstos los que en base a sus decisiones de inversión conformarán el parque español futuro de producción de energía eléctrica.

La oferta de generación eléctrica según la información aportada por los promotores de los ciclos combinados

A continuación se describe la oferta de producción eléctrica asociada a los ciclos combinados según la información recibida de los promotores de los mismos, actualizada al mes de septiembre de 2001.

En primer lugar se enumera cada uno de los proyectos por separado, con información relativa a los siguientes aspectos: información general y de puesta en servicio, estado de las autorizaciones administrativas, acceso al sistema de transporte de gas natural, combustibles alternativos, servicios complementarios y restricciones. Para su enumeración se han agrupado por similitud de promotor del ciclo, puesto que algunas de las características de los grupos de un mismo promotor suelen ser semejantes. En un

principio se citan únicamente las centrales cuya fecha prevista de entrada en operación comercial se sitúa dentro del período 2002 – 2005.

Posteriormente se indican someramente los proyectos previstos para una fecha puesta de puesta en funcionamiento posterior al 2005.

Al final se presenta una tabla resumen con las características principales de cada uno de los ciclos.

AES Energía Cartagena S.R.L.

CENTRAL DE ESCOMBRERAS (MURCIA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de tres grupos de 400 MW de potencia. La fecha de entrada en funcionamiento comercial está prevista para el primer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con todos los permisos necesarios para empezar la construcción de la planta.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha firmado aún contrato de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

En un principio el proyecto no tenía previsto utilizar combustibles alternativos al gas natural, pero se prevé adaptar el diseño.

Servicios complementarios

No están estudiados con detalle, pero sí se contempla la posibilidad de prestar servicios de regulación de tensiones y generación y absorción de potencia reactiva.

Bahía de Bizkaia Electricidad S.L. (BBE)

CENTRAL DEL PUERTO DE BILBAO

Información general y de puesta en servicio

Constará de dos grupos de 400 MW de potencia. La fecha de entrada en funcionamiento comercial está prevista para el 31 de diciembre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con todas las autorizaciones y concesiones necesarias para empezar la construcción de la planta.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Esta central tiene previsto realizar su suministro de gas por medio de una conexión a la red básica de gas natural. Su ubicación es próxima a la planta de regasificación que actualmente se está construyendo en Bilbao, y que está promovida por el grupo Bahía de Bizkaia. Puesto que la entrada en funcionamiento de dicha planta no está previsto hasta después de marzo de 2003, mes en el que comenzarán las pruebas en la misma, se precisa de un acceso al sistema gasista hasta entonces. Aún no se ha firmado un contrato de acceso al mismo.

Combustibles alternativos

El proyecto no tiene previsto utilizar combustibles alternativos al gas natural.

Servicios complementarios

Los servicios que pueden ser aportados por la planta de BBE serán los que normalmente se ofrecen por plantas que utilizan la tecnología de ciclos combinados.

Bizkaia Energía S.L.

CENTRAL DE AMOREBIETA (VIZCAYA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de dos grupos de 400 MW de potencia. La previsión actual de puesta en servicio de la central es durante el tercer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado el contrato de acceso solicitado a la red de gas natural.

Combustibles alternativos

No tiene previsto el uso de combustibles alternativos al gas natural.

Servicios complementarios

Se prevé que los servicios auxiliares aportados sean muy similares a los de otras plantas de ciclo combinado.

Edison Mission Energy

CENTRAL DE MENUZA (ZARAGOZA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 400 MW de potencia. La fecha de entrada en operación comercial está prevista para el tercer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no tiene aprobada la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red de gas natural.

Combustibles alternativos

No se ha determinado aún si la planta va a contar o no con diesel como combustible alternativo.

Servicios complementarios

No se ha finalizado esta estimación.

Endesa Generación

El Grupo Endesa, además de los proyectos que se enumeran a continuación, participa también en dos de los anteriormente indicados. Concretamente en las centrales de San Roque y San Adrià de Besòs, en colaboración con Gas Natural. Endesa es el propietario de uno de los dos grupos de 400 MW en cada uno de los emplazamientos.

Siguiendo un esquema similar a los casos anteriores, en primer lugar, se indican los servicios complementarios ofrecidos de forma similar por cada uno de los proyectos.

Servicios complementarios

Los nuevos grupos serán capaces de prestar los servicios complementarios obligatorios (regulación primaria y control de tensiones) de acuerdo con los requisitos existentes en la actualidad, y podrán participar en los mercados utilizados para la asignación de los restantes servicios (reserva): regulación secundario o terciaria y desvíos. En relación con el control de tensiones, en concreto, se están dimensionando las máquinas para que

sea posible la oferta adicional respecto los requisitos obligatorios, especialmente, en lo que respecta a generación de potencia reactiva.

CENTRAL DE SAN ROQUE (CÁDIZ)**Información general y de puesta en servicio**

Consta de dos grupos de 400 MW, perteneciendo uno de ellos a Gas Natural y el otro a Endesa. El proyecto se encuentra en un avanzado estado de construcción y la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el primer trimestre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Esta central obtuvo la autorización del Ministerio de Economía el 14 de enero del año pasado, publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 2 de marzo del mismo año.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Ha sido contratada la reserva de capacidad necesaria en el sistema para el suministro de la central.

CENTRAL DE SANT ADRIÀ DE BESÒS (BARCELONA)**Información general y de puesta en servicio**

Consta de dos grupos de 400 MW, perteneciendo uno de ellos a Gas Natural y el otro a Endesa. El proyecto se encuentra en un avanzado estado de construcción y la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el segundo trimestre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la Declaración de Impacto Ambiental, publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 3 de abril de 2001 y con la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Firmado el contrato de acceso al sistema gasista con la reserva de capacidad suficiente para el abastecimiento de los dos grupos

CENTRAL DE TARRAGONA I

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 400 MW de potencia. La fecha de puesta en servicio de la central está prevista para Julio de 2003.

Estado de las autorizaciones administrativas

Se encuentra en proceso de tramitación de la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se han firmado los correspondientes contratos de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

No está determinado el empleo de un combustible alternativo.

CENTRAL DE COLÓN (HUELVA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 380 MW de potencia. La fecha de puesta en servicio de la central está prevista para el cuarto trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Se encuentra en proceso de tramitación de la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se han firmado los correspondientes contratos de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

No está determinado el empleo de un combustible alternativo.

Enron España Energía S.L.

CENTRAL ARCOS DE LA FRONTERA (CÁDIZ)

Información general y de puesta en servicio

Constará de tres grupos de 400 MW de potencia. La fecha de puesta en servicio de la central está prevista a partir del segundo trimestre del 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

La central cuenta con la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha firmado contrato de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

Es posible la utilización de gasóleo con un contenido de azufre máximo de 0,2 por cien en peso durante cinco días al mes (dos meses equivalentes)

Servicios complementarios

Existe la posibilidad de que se ofrezca la planta para otros servicios como la regulación, capacidad de generación o absorción de potencia reactiva, siempre que esto sea posible conforme con las especificaciones técnicas de la planta y a los límites de operación descritos en sus contratos de mantenimiento y servicio.

Entergy Corporation

En ambos proyectos las especificaciones sobre combustibles alternativos y servicios complementarios son similares:

Combustibles alternativos

Excepcionalmente, en casos especiales podrá usar gasóleo C. Se prevé que el uso del gasóleo se limitará a un máximo de 40 días por año.

Servicios complementarios

La central podrá aportar servicios de regulación y capacidad de generación y absorción de potencia reactiva. No obstante, el grado de esta aportación estará sujeto a, y condicionado por, los eventuales acuerdos a los que sobre este tema se lleguen con el Operador del Sistema.

CENTRAL DE CASTELNOU (TERUEL)

Información general y de puesta en servicio

La central tendrá una potencia nominal instalada de 800 MW. Se prevé iniciar la explotación comercial durante el primer semestre del año 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha realizado aún la firma del contrato de reserva de capacidad.

CENTRAL DE MORATA DE TAJUÑA (MADRID)

Información general y de puesta en servicio

La central tendrá una potencia nominal instalada de 1200

MW. Se prevé iniciar la explotación comercial durante el primer semestre del año 2005.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha realizado aún la firma del contrato de reserva de capacidad.

Gas Natural SDG

Siguiendo el mismo esquema que en el caso anterior, se incluyen previamente los apartados relativos a la provisión de combustibles alternativos y a la prestación de servicios complementarios, por ser similares para los cuatro proyectos de Gas Natural SDG.

Combustibles alternativos

Los cuatro proyectos de generación eléctrica que está desarrollando Gas Natural están diseñados para utilizar gasoil como combustible alternativo para un funcionamiento esporádico durante periodos de interrupción del combustible principal: gas natural. La Secretaría General del Medio Ambiente ha establecido la condición de que el funcionamiento con gasoil no superará los cinco días consecutivos, con un máximo anual de veinte días.

Servicios complementarios

Los proyectos están dotados del equipamiento necesario para la participación en todos los servicios complementarios obligatorios y potestativos establecidos actualmente en el mercado eléctrico español. Adicionalmente, estará preparado para permitir a las plantas cumplir los requerimientos para el servicio complementario de control de tensiones, actualmente en desarrollo.

CENTRAL DE SAN ROQUE (CÁDIZ)**Información general y de puesta en servicio**

Consta de dos grupos de 400 MW, perteneciendo uno de ellos a Gas Natural y el otro a Endesa. El proyecto se encuentra en un avanzado estado de construcción y la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el primer trimestre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Esta central obtuvo la autorización del Ministerio de Economía el 14 de enero del año pasado, publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 2 de marzo del mismo año.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Ha sido contratada la reserva de capacidad necesaria en el sistema para el suministro de la central.

CENTRAL DE SANT ADRIÀ DE BESÒS (BARCELONA)**Información general y de puesta en servicio**

Consta de dos grupos de 400 MW, perteneciendo uno de ellos a Gas Natural y el otro a Endesa. El proyecto se encuentra en un avanzado estado de construcción y la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el segundo trimestre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la Declaración de Impacto Ambiental, publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 3 de abril de 2001 y con la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Firmado el contrato de acceso al sistema gasista con la

reserva de capacidad suficiente para el abastecimiento de los dos grupos.

CENTRAL DE ARRÚBAL (LA RIOJA)**Información general y de puesta en servicio**

Consta de dos grupos de 400 MW. La fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el primer semestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

No cuenta aún con la declaración de impacto ambiental ni la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Firmado el contrato de acceso al sistema gasista con la reserva de capacidad suficiente para el abastecimiento de los dos grupos.

CENTRAL DE PLANA DEL VENT (TARRAGONA)**Información general y de puesta en servicio**

Consta de dos grupos de 400 MW. Al igual que en el caso anterior, la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el primer semestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

No cuenta aún con la declaración de impacto ambiental ni la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Firmado el contrato de acceso al sistema gasista con la reserva de capacidad suficiente para el abastecimiento de los dos grupos.

Guadalcaçín Energía, S.A.

CENTRAL DE ARCOS DE LA FRONTERA (CÁDIZ)

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 400 MW de potencia. La fecha estimada de entrada en operación es en el primer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Actualmente se encuentra a la espera de la declaración de impacto ambiental y la posterior autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red de gas natural.

Combustibles alternativos

La central prevé el uso de gasoil como combustible alternativo a ser utilizado esporádicamente y en aquellas ocasiones en las que la red de gas natural no se encuentre operativa, previendo un total de 20 días anuales.

Servicios complementarios

La central tendrá capacidad de regulación y capacidad de generación y absorción de potencia reactiva

Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

CENTRAL DE CASTEJÓN (NAVARRA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 400 MW de potencia. Actualmente se encuentra en construcción, con un avance

global del proyecto del 61%, según datos del promotor. La fecha de entrada en funcionamiento comercial está prevista para el 1 de julio de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con todos los permisos preceptivos y se encuentra únicamente a la espera de la obtención de la autorización definitiva por parte del Ministerio de Economía.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se han firmado los correspondientes contratos de acceso al sistema gasista. Asimismo, se encuentra en ejecución el proyecto de construcción del gasoducto de conexión de la central con el gasoducto principal Barcelona-País Vasco.

Combustibles alternativos

El proyecto no incluye la opción de utilizar un combustible alternativo.

Servicios complementarios

Funcionamiento en regulación de frecuencia entre las cargas 40% y 95%. Capacidad de generación y absorción de potencia reactiva. Máximo gradiente de variación de carga: 4 MW/segundo.

Restricciones

Existe una limitación impuesta por la Confederación Hidrográfica del Ebro en la concesión de agua del río: no está permitido tomar agua del río Ebro cuando el caudal en el mismo descienda de un valor límite. Para mitigar el efecto de esta limitación en la operación de la central en períodos de estiaje en años de sequía, se ha previsto la instalación de una balsa de almacenamiento de agua en el emplazamiento.

Iberdrola Generación

Los proyectos de las nuevas instalaciones de ciclos combinados de Iberdrola tienen en común los aspectos relativos a la provisión de combustibles alternativos y a la prestación de servicios complementarios, por lo que se han incluido previamente a la explicación particular de cada uno de los proyectos:

Combustibles alternativos

Las instalaciones cuentan con la posibilidad de consumir otro combustible almacenable: gasoil. Se indica que su logística de compra y abastecimiento es independiente de la propia del gas natural, lo que asegura para cortos periodos de tiempo el uso de un combustible alternativo que garantice el funcionamiento de la central.

Servicios complementarios

Capaz de regular de forma continua su potencia activa en toda su gama de carga, y de generar y absorber potencia reactiva en sus zonas geográficas de influencia, asegurando su aportación para la correcta regulación de la tensión en los nudos principales de la red cercana.

CENTRAL DE CASTELLÓN

Información general y de puesta en servicio

El ciclo combinado de Castellón tendrá una potencia instalada de 800 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para finales del verano del año 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Esta central cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE CASTEJÓN (NAVARRA)

Información general y de puesta en servicio

La potencia instalada será de 400 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para finales del primer trimestre de 2003.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE TARRAGONA

Información general y de puesta en servicio

La potencia instalada será de 410 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para el segundo trimestre de 2003. La propiedad de la central se reparte al 50% entre Iberdrola y RWE a través de la empresa Tarragona Power, creada al efecto.

Estado de las autorizaciones administrativas

Está pendiente de obtención de la declaración de impacto ambiental y de la posterior autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE SANTURCE (VIZCAYA)

Información general y de puesta en servicio

Consta de una potencia proyectada de 400 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto en el primer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Está pendiente de la obtención de la declaración de impacto ambiental, y de la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE ACECA (TOLEDO)**Información general y de puesta en servicio**

La potencia instalada será de 400 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para el tercer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Está pendiente de la obtención de la declaración de impacto ambiental y de la posterior autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE ESCOMBRERAS (MURCIA)**Información general y de puesta en servicio**

La potencia instalada será de 800 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para el primer trimestre de 2005.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red.

Intergen**CENTRAL DE CATADAU (VALENCIA)****Información general y de puesta en servicio**

Constará de tres grupos de 400 MW de potencia. El promotor estima que se podría comenzar la operación de la planta en el primer o segundo trimestre de 2005, condicionado a que la construcción se inicie en verano / otoño de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Actualmente se encuentra a la espera de la declaración de impacto ambiental y la posterior autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red de gas natural.

Combustibles alternativos

No se prevé la utilización de combustibles alternativos al gas natural.

Servicios complementarios

La central tiene la posibilidad de proporcionar respuestas de frecuencia primaria y secundaria al recibir instrucciones del operador del sistema. No se suele utilizar típicamente con este fin, sin embargo, puede participar y responder ante los requisitos del operador del sistema hasta los límites definidos por los fabricantes de los equipos.

Nueva Generadora del Sur, S.A.**CENTRAL DE SAN ROQUE (CÁDIZ)****Información general y de puesta en servicio**

La central contará con la instalación de dos grupos de 400

MW cada uno. El inicio de operación de uno de los grupos se estima será entre mediados de los meses de septiembre de 2003 y febrero de 2004 y el del otro grupo entre mediados de diciembre de 2003 y junio de 2004. La propiedad de la central es de un 75% Unión Fenosa y un 25% Cepsa.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha realizado la firma del contrato de acceso al sistema.

Combustibles alternativos

Se prevé el uso de gasóleo como combustible alternativo. La previsión actual de uso de las nuevas unidades generadoras con gasóleo es de un máximo de 60 días/año. La reducción de potencia al usar este combustible se estima en un 10%.

Servicios complementarios

Las plantas presentan la posibilidad de aportar servicios de regulación a la red y capacidad de generación y absorción de potencia reactiva.

Repsol YPF

CENTRAL DE ESCOMBRERAS (MURCIA)

Información general y de puesta en servicio

Contará con una potencia instalada de 1200 MW. La fecha de comienzo de la operación comercial de la central está prevista a partir del segundo trimestre del 2004. El proyecto está compartido entre Repsol YPF y BP.

Estado de las autorizaciones administrativas

La central no cuenta aún con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha firmado contrato de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

El proyecto de la central contempla en su etapa actual todas las instalaciones necesarias para el uso del gasóleo A como combustible alternativo. El uso de dicho combustible puede estar limitado, por un lado, por razones medioambientales y, por otro, por razones económicas.

Servicios complementarios

En estudio.

Unión Fenosa

En todos los proyectos de Unión Fenosa las especificaciones sobre combustibles alternativos y servicios complementarios son similares:

Combustibles alternativos

Se prevé el uso de gasóleo como combustible alternativo. La previsión actual de uso de las nuevas unidades generadoras con gasóleo es de un máximo de 60 días/año. La reducción de potencia al usar este combustible se estima en un 10%.

Servicios complementarios

Las plantas presentan la posibilidad de aportar servicios de regulación a la red y capacidad de generación y absorción de potencia reactiva.

CENTRAL DE ACECA (TOLEDO)

Información general y de puesta en servicio

La central tendrá una potencia nominal instalada de 400 MW. El inicio de operación de la central se prevé entre los meses de abril y septiembre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha realizado la firma del contrato de reserva de capacidad.

CENTRAL DE PALOS DE LA FRONTERA Fase I (HUELVA)

Información general y de puesta en servicio

La central contará con la instalación de dos grupos de 400 MW cada uno. El inicio de operación de uno de los grupos está prevista para el segundo semestre de 2004 y el del otro entre noviembre de 2004 y abril de 2005.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha realizado la firma del contrato de reserva de capacidad.

CENTRAL DE SABÓN (LA CORUÑA)

Información general y de puesta en servicio

La central contará con la instalación de dos grupos de 400 MW cada uno. El inicio de operación de uno de los grupos está previsto entre agosto de 2004 y finales del mismo año y el del otro durante el primer semestre de 2005.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha realizado aún la firma del contrato de reserva de capacidad.

CENTRAL DE ARCOS DE LA FRONTERA (CÁDIZ) Y CENTRAL DE OSERA DEL EBRO (ZARAGOZA)

Información general y de puesta en servicio

Ambos proyectos son similares y antes del 1 de junio de 2002 Unión Fenosa decidirá la posible sustitución de Arcos de la Frontera por Osera. Las centrales contarán con la instalación de dos grupos de 400 MW cada uno. El inicio de operación de uno de los grupos está previsto durante el segundo semestre de 2005 y el del otro entre octubre de 2005 y marzo de 2006.

Estado de las autorizaciones administrativas

Ninguno de ellos cuenta aún con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha realizado la firma del contrato de acceso para la central de Arcos de la Frontera, pero existe la opción de sustituir los ciclos de Arcos por los de Osera del Ebro antes de abril de 2004.

CENTRAL DE SAGUNTO Fase I (VALENCIA)

Información general y de puesta en servicio

La central contará con la instalación de tres grupos de 400 MW cada uno. El inicio de operación del primero de los grupos está prevista para el segundo semestre del 2005, el del segundo durante el primer semestre del 2006, y el último, en el periodo comprendido entre octubre de 2007 y marzo de 2008.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha realizado aún la firma del contrato de reserva de capacidad.

Figura 5.3.1. Estado de los proyectos de construcción de las centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas

Central	Propietarios	Potencia Nominal (Mw)	Operación Comercial Prevista	Autorización Administr.	Contrato De Acceso a la Red De Gas	Combustible Alternativo Comb. (Días/Periodo)
Fecha de inicio de operación comercial durante 2002						
San Roque	Gas Natural y Endesa	800	1T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
S. Adriá de Besós	Gas Natural y Endesa	800	2T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
Castejón	Hidrocantábrico	400	3T 2002	Aprobado	Firmado	No
Castellón	Iberdrola	800	3T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil
Fecha de inicio de operación comercial durante 2003						
Puerto de Bilbao	Bahía de Bizkaia Electricidad, SL	800	1T 2003	Aprobado	Firmado	No
Tarragona	Grupo Endesa	400	3T 2003	No	Firmado	No determinado
Castejón	Iberdrola	400	1T 2003	Aprobado	Firmado	Gasoil
Tarragona	Tarragona Power (Iberd. – RWE)	410	2T 2003	No	No	Gasoil
Fecha de inicio de operación comercial durante 2004						
Escombreras	Repsol y BP	1200	2T 2004	No	No	Gasóleo A
Arcos de la Frontera	Guadalcañín Energía, SA	400	1T 2004	No	No	Gasoil (5/mes,20/año)
Escombreras	AES Energía, SRL	1200	1T 2004	Aprobado	No	Gasoil
Santurce	Iberdrola	400	1T 2004	No	No	Gasoil
Castelnou	Entergy Power	800	1S 2004	No	No	Gasóleo C (40/año)
San Roque	Nueva Generación Sur (UF-Cepsa)	400	15/09/03 - 15/02/04	Aprobado	Firmado	Gasoil (60/año)
		400	15/12/03 - 15/06/04			
Arrubal	Gas Natural	800	1S 2004	No	Firmado	Gasoil (5/mes)
Plana del Vent	Gas Natural	800	1S 2004	No	Firmado	Gasoil (5/mes)
Arcos de la Frontera	Enron Europe Limited	1200	2T 2004	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
Amorebieta	Bizkaia Energía (ESB)	800	3T 2004	Aprobado	No	No
Menuza	Edison Mission Energy	400	3T 2004	No	No	No determinado
Aceca	Unión Fenosa (UF)	400	3T 2004	No	Firmado	Gasoil (60/año)
Aceca	Iberdrola	400	3T 2004		No	Gasoil
Colón	Grupo Endesa	380	4T 2004	No	Firmado	No determinado
Fecha de inicio de operación comercial durante 2005						
Palos de la Frontera	Unión Fenosa	400	01/06/04 - 01/12/04	No	Firmado	Gasoil (60/año)
		400	01/11/04 - 01/04/05			
Sabón	Unión Fenosa	400	01/08/04 - 01/01/05	No	No	Gasoil (60/año)
		400	01/01/05 - 01/06/05			
Escombreras	Iberdrola	800	1T 2005	Aprobado	No	Gasoil
Morata de Tajuña	Entergy Power	1200	1S 2005	No	No	Gasóleo C (40/año)
Catadau	Intergen	1200	2T 2005	No	No	No
Arcos de la Frontera	Unión Fenosa	400	01/06/05 – 01/12/05	No	Firmado	Gasoil (60/año)
/ Osera del Ebro		400	01/10/05 – 01/03/06			
Sagunto Fase I	Unión Fenosa	400	01/06/05 – 01/12/05	No	No	Gasoil (60/año)
		400	01/01/06 – 01/06/06			
		400	01/10/07 – 01/03/08			

Fuente: promotores CCGT y CNE