

Capítulo 4

COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

4. COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

4.1 Peninsular

4.1.1 Generación

Para garantizar la cobertura de la demanda hasta el año 2011 es preciso que se instalen hasta ese año, al menos, 14.800 MW de nueva capacidad de régimen ordinario, además del incremento previsto para el Régimen Especial que supondría alcanzar una potencia instalada en torno a 26.000 MW.

De acuerdo con los datos disponibles a la fecha, las solicitudes de estudio de conexión a la red para la instalación de nueva generación eléctrica suman 35.000 MW de ciclo combinado y 40.000 MW en régimen especial (fundamentalmente parques eólicos, aunque también se consideran, entre otras, minihidráulicas, biomasa y cogeneración).

No obstante, no es posible saber por anticipado qué cantidad de esta nueva potencia entrará realmente en servicio ni cuando lo hará, ya que su construcción puede retrasarse por razones económicas (de rentabilidad o financiación), administrativas o medioambientales, ni tampoco si toda esa potencia es computable a efectos de garantizar la cobertura de la demanda.

4.1.2 Imperativos Ambientales

Dentro del amplio espectro de impactos ambientales asociados a la producción, transporte y usos de la energía, en este documento vamos a circunscribirnos a aquellos cuya reducción o eliminación condicionan las decisiones en política energética, constituyéndose en imperativos ambientales. Lógicamente, esta aproximación coherente con el objetivo del documento reduce el espectro de impactos ambientales a tener en cuenta a aquellos que, o bien ya han dado lugar a compromisos legales o bien lo harán en el periodo temporal abarcado por este documento, pudiendo incorporar restricciones que limiten la participación de una determinada fuente energética en el total de la oferta.

Entre ellos destacan el cambio climático, cuyos compromisos legales están recogidos en el Protocolo de Kioto, la contaminación atmosférica transfronteriza abordada por el Convenio de Ginebra y sus Protocolos, la Estrategia de Acidificación de la Unión Europea y otras directivas Comunitarias.

4.1.2.1 Directiva IPPC.

La Directiva 96/61/CE, relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación, es una Directiva Marco que tiene por objeto regular y controlar, de forma integrada, las emisiones a los distintos medios (aire, agua, suelos y residuos) de las instalaciones de una serie de actividades industriales, entre las que se encuentran las grandes instalaciones de combustión con una potencia térmica superior a 50 MW. y, entre ellas, las centrales térmicas de generación eléctrica.

De acuerdo con esta Directiva, los Estados miembros deben adoptar las medidas necesarias para que las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la misma dispongan de un permiso ambiental integrado, otorgado por la autoridad ambiental competente ("ventanilla única ambiental"), para que puedan funcionar, permiso que debe contener una serie de requisitos, que se explicitan en la citada Directiva, entre los cuales, como más importantes, deben figurar los límites de emisión de las mismas a la atmósfera y a los medios acuáticos.

Los valores límite de emisión, en aplicación de la Directiva IPPC, se basarán en las mejores técnicas disponibles (tecnologías desarrolladas a escala industrial que permitan su implantación en el contexto industrial correspondiente, en condiciones económica y técnicamente viables, tomando en consideración los costes y beneficios), y teniendo en cuenta las características técnicas de la instalación de que se trate, su implantación geográfica y las condiciones locales del medio ambiente (características de calidad ambiental de los medios atmosférico, acuático y suelos).

La Directiva IPPC se aplicará desde la entrada en vigor de la misma a las instalaciones nuevas (que se autoricen a partir de dicha fecha), mientras que para las instalaciones existentes (las autorizadas con anterioridad a dicha fecha) se les dará un plazo de adaptación, hasta octubre del año 2007, para que cumplan con los requisitos de la misma.

Por tanto, las centrales térmicas de generación eléctrica van a precisar, además de la autorización sustantiva de la instalación y de otros requisitos ambientales, como la Declaración de Impacto Ambiental, de una "autorización ambiental integrada", en la que figurarán los valores límite de emisión permitidos para las mismas.

Las centrales térmicas existentes, según la Directiva IPPC y la nueva Ley de prevención y control integrados de la contaminación, van a tener su "autorización ambiental integrada", a más tardar en octubre del año 2007, con unos límites de emisión que figurarán en la misma, pudiendo aparecer restricciones que podrían condicionar la vida operativa de dichas centrales térmicas existentes a partir de dicha fecha.

4.1.2.2 El Protocolo Multicontaminante-Multiefecto (Protocolo de Gotemburgo)

En 1999, en Gotemburgo (Suecia) en el marco del Convenio de Ginebra se aprobó un nuevo Protocolo para combatir la Contaminación Atmosférica Transfronteriza. El Protocolo comprende simultáneamente tres efectos (acidificación, eutrofización y oxidación fotoquímica) originados por cuatro gases (SO_2 , NO_x , VOC y NH_3). Entre las obligaciones básicas del Protocolo figuran compromisos sobre techos nacionales de emisión, valores límite de emisión para grandes instalaciones, valores límite para contenidos de contaminante en productos y cumplimiento de medidas para el control de emisiones.

Con la firma de dicho Protocolo, España se ha comprometido a reducir sus emisiones totales en el año 2010 en los valores recogidos en la tabla.

	1990 kt	2010 kt	% 2010/1990 kt
SO₂	2.189	774	65
NO_x	1.113	847	24
VOC	1.048	669	36
NH₃	351	353	1

Tomando como base los valores adoptados en el Protocolo Multicontaminante Multiefecto, la UE ha aprobado dos nuevas Directivas del Consejo y del Parlamento Europeo, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de Grandes Instalaciones de Combustión, Directiva 2001/80/CE (Directiva GIC), y sobre Techos Nacionales de Emisión de determinados contaminantes atmosféricos, Directiva 2001/81/CE (Directiva TNE), enmarcadas ambas dentro de la estrategia comunitaria de lucha contra la acidificación en la Unión Europea.

4.1.2.3 Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre limitación de emisión a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC).

La Directiva modifica la antigua 88/609/CEE, y como aquella, se aplica a todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica igual o superior a 50 MW, incluidas las turbinas de gas, además se incluye en esta nueva Directiva la biomasa como combustible sólido. Por medio de esta Directiva se regulan las emisiones de SO_2 , NO_x y partículas.

Para las instalaciones “nuevas” (que se autoricen desde la entrada en vigor de la misma) la Directiva establece valores límite de emisión de SO_2 , NO_x y partículas individualmente para

cada instalación de combustión, valores que son más estrictos que los establecidos en la Directiva 88/609/CEE.

Sin embargo, donde existe una novedad importante en la nueva Directiva GIC es en relación con el tratamiento de las instalaciones existentes (autorizadas con anterioridad a julio de 1987), para las que, a partir del 1 de enero del año 2008, va a implicar, a elección del Estado miembro, que o bien se impongan a cada una de las instalaciones existentes límites individuales de emisión similares a los que actualmente tienen las instalaciones nuevas, o que el Estado miembro establezca un plan para las mismas, mediante el cual, sin tener que ajustarse individualmente cada instalación existente a los valores límite anteriores, se consigan las mismas reducciones totales (en toneladas/año) que se obtendrían mediante la regulación individual.

Los nuevos requisitos para las instalaciones existentes son importantes y van a comportar esfuerzos notables, fundamentalmente para el cumplimiento de los límites de SO_2 , y en menor medida para el cumplimiento de los requisitos de emisiones de NO_x , ya que con la implantación de quemadores de bajo NO_x en las mismas se cumplirían los requisitos de emisiones. Sin embargo, no hay que olvidar que además de cumplir con la Directiva GIC hay que cumplir con la Directiva de Techos, que como hemos señalado exigirá unos límites más estrictos al total de las emisiones de NO_x del sector.

Los citados requisitos para las instalaciones existentes, tanto en la opción de límites individuales a todas y cada una de las mismas, como en la opción del Plan Nacional, no serán aplicables, según se establece en la nueva Directiva GIC, a aquellas instalaciones existentes cuyo titular se comprometa, mediante declaración escrita presentada a la autoridad competente de cada Estado miembro, antes del 30 de junio del año 2004, a no hacer funcionar la misma durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, a más tardar, el 31 de diciembre de 2015.

Por tanto, las nuevas disposiciones comunitarias en materia de medio ambiente van a comportar, a medio y largo plazo, una incidencia importante en la operatividad y disponibilidad del parque nacional de centrales térmicas de generación eléctrica.

En resumen, con la aplicación de estas Directivas, el parque eléctrico de combustión fósil de los próximos años estará compuesto por diferentes tipos de instalaciones, en función de los controles ambientales introducidos:

Tipo I: Instalaciones existentes que se han acogido al cierre, previsto por la Directiva de GIC y que, por lo tanto, pueden funcionar un máximo de 20.000 horas, a partir de 1 de Enero de 2008.

Tipo II: Instalaciones existentes de potencia térmica igual o mayor de 400 MW, que no se utilicen más de 2.000 horas hasta el 31/12/2015 y 1.500 horas a partir de 1/1/2016, tendrán un límite de emisión para SO₂ de 800 mg/Nm³ y 600 mg/Nm³ para NO_x.

Tipo III: Instalaciones existentes incluidas en el Plan Nacional, en las que se han tomado medidas de reducción para las emisiones de SO₂, NO_x y partículas en mayor o menor medida pero que, dentro de la burbuja nacional de emisiones, cumplirán las propuestas de reducción de las Directivas GIC y TNE y estarán sujetas a unos máximos de producción por instalación o burbuja.

Tipo IV: Instalaciones existentes en las que se han tomado medidas de reducción tales que, cumpliendo con los valores límite de emisión estipulados por la Directiva GIC, no estarán sujetas a límites horarios de producción y no estarán por lo tanto incluidas en el Plan Nacional.

Tipo V: Instalaciones nuevas (según la Directiva GIC las centrales que entraron en funcionamiento entre 1987 y 2000) que cumpliendo con los valores límite individuales marcados por GIC no estarán sujetas a límite de producción anual.

Tipo VI: Instalaciones nuevas/nuevas, instalaciones que se construyen a partir del año 2000 y que están sujetas a los límites establecidos por el Anexo B de la Directiva GIC.

4.1.2.4 Directiva 2001/81/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre Techos de Emisión de determinados contaminantes atmosféricos (TNE).

la Directiva de Techos Nacionales, en base a unos determinados objetivos de la citada estrategia comunitaria contra la acidificación, establece para cada Estado miembro techos máximos de emisión para, entre otros, los contaminantes SO₂ y NO_x, en el año 2010.

En el caso español, las cifras de los techos se refieren a la totalidad del territorio nacional, con excepción de las Islas Canarias y Ceuta y Melilla, ya que quedan fuera del ámbito territorial de la estrategia comunitaria de lucha contra la acidificación.

Los techos nacionales de emisión representan cifras globales aplicadas a la totalidad de los focos emisores, incluidas las centrales térmicas tanto existentes como nuevas, sin establecer valores individuales ni por sectores ni por instalaciones.

Sin embargo, esas cifras globales son la suma de los valores que pueden alcanzar los distintos sectores, por lo que en la práctica existen unos valores de referencia por sector. En

el caso del sector de generación suponen una reducción con respecto al año base de 1990 del orden de un 70% para las emisiones de SO₂ y de un 35% para las emisiones de NO_x.

Si bien las centrales térmicas son el sector preponderante en cuanto a las emisiones nacionales de SO₂, mientras que en el caso de las emisiones de NO_x las emisiones más altas proceden del sector transporte, los mayores esfuerzos del sector de generación van a tener que realizarse para reducir las emisiones de NO_x.

4.1.2.5 *Directiva Hija de calidad del aire nº1.*

Directiva 1999/30/CE del Consejo, de 22 de abril, relativa a los valores límite de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente.

La incidencia de esta Directiva es indirecta para el sector eléctrico, dado que no significa reducir las emisiones procedentes de una instalación de producción, consecuencia de los valores límite asignados para la calidad del aire ambiente. Sin embargo en zonas donde se superen los límites de calidad del aire y exista una instalación de producción eléctrica, dicha instalación estará supeditada a los planes de actuación, que evidentemente determinarán tanto las condiciones de operación como de emisión de contaminantes regulados por esta Directiva de la instalación.

En lo que se refiere a la planificación, es claro que esta Directiva incide de forma directa en el control de las inmisiones que se pueden dar en un determinado emplazamiento como consecuencia tanto de una instalación existente como de la ubicación de una nueva instalación de generación eléctrica. Una instalación futura, además del estudio de impacto consiguiente como instalación aislada del resto, deberá tener en cuenta el estudio multifoco y sumatorio de la dispersión de los contaminantes emitidos en la zona para asegurar que no se superan los límites de calidad establecidos por esta Directiva.

4.1.2.6 *Directiva Hija de calidad del aire nº3.*

Esta Directiva aprobada en enero de 2002 tiene por objeto establecer objetivos a largo plazo, valores objetivo, un umbral de alerta y un umbral de información para las concentraciones de ozono en el aire ambiente en la UE que sirvan para evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos del ozono sobre la salud y el medio ambiente en general.

La Directiva fija valores objetivo a corto y largo plazo, establece la obligatoriedad de difusión de la información, determina las condiciones de obligatoriedad de medida y fija las condiciones de emisión y de información a la Comisión.

La Comisión a su vez emitirá los informes de superación de límites y de la situación del verano con los datos del año civil anterior, verificará los planes de actuación en función de las condiciones meteorológicas y enviará, a más tardar el 31 de Diciembre de 2004, un informe detallado de la aplicación de esta Directiva contrastando los resultados obtenidos por los modelos con las medidas reales, haciendo hincapié en relacionar las experiencias relativas a los efectos sobre la población de riesgo. La Directiva incluye un artículo de sanciones que deja en manos de los Estados miembros, haciendo hincapié en que estas sanciones deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias.

La incidencia de esta Directiva, al igual que la anterior, es indirecta para el sector eléctrico, dado que el ozono troposférico se forma como consecuencia del exceso de NO_x y $\text{COV}'s$ en combinación con determinadas condiciones de temperatura y radiación solar. Teniendo en cuenta que una parte de las emisiones de NO_x proceden de las emisiones de la producción eléctrica con combustibles fósiles, por las mismas razones apuntadas anteriormente en la Directiva Hija nº1, dichas instalaciones estarán supeditadas a los planes de actuación, que evidentemente determinarán tanto las condiciones de operación como de emisión de contaminantes regulados por esta Directiva.

En lo que se refiere a la planificación, también esta Directiva incide de forma directa. Toda instalación existente y futura estará condicionada por la suma de las emisiones de NO_x que puedan darse en una determinada localización geográfica.

4.1.2.7 *Protocolo de Kioto*

El Protocolo de Kioto, firmado en 1997 y ratificado por la Unión Europea en el mes de junio, es el instrumento jurídico internacional en la lucha frente al cambio climático.

El compromiso aceptado por España en Kioto es no superar un incremento del 15% de sus emisiones netas de los 6 gases de efecto invernadero (CO_2 , CH_4 , N_2O , SF_6 , $\text{HFC}'s$ y $\text{PFC}'s$) entre los años 2008 – 2012, con referencia a sus emisiones de 1990. En este cómputo de emisiones netas están contempladas también las absorciones de CO_2 por sumideros así como otras cantidades debidas a la gestión forestal y agrícola según los recientes Acuerdos de Bonn y Marrakech.

En 1990, las emisiones de CO_2 en España representaron el 74% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. De este porcentaje, más del 90% correspondió a las emisiones asociadas a los combustibles fósiles (extracción, procesado, transporte y consumo final).

Entre 2000 y 1990, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) atribuibles a los combustibles fósiles crecieron en nuestro país en un 33,7%. Sin embargo, es necesario señalar que, dentro del grupo genérico de combustibles fósiles, el crecimiento de las emisiones del sector de generación (39,5%) ha sido muy inferior al crecimiento del sector transportes por carretera (52,1%).

Es evidente que, dadas estas tendencias, el obligado cumplimiento de los objetivos de Kioto va a requerir un gran esfuerzo por parte de todos los sectores de actividad. En lo que se refiere al sector de generación, las principales medidas de lucha contra el cambio climático se concretan en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, la participación en el Régimen Especial de tecnologías eficientes (cogeneración), la introducción de generación eléctrica a partir de ciclos combinados con gas natural y, en general, sistemas de generación con menores emisiones específicas y, la adopción y aplicación del Plan Nacional de Reducción de Emisiones (GIC y TNE)

Para alcanzar los objetivos de Kioto y contando con que el Plan de Fomento de las Energías Renovables se desarrollará íntegramente durante el periodo 2000-2010, estando hoy todavía en sus inicios, y que las instalaciones de ciclos combinados han empezado a operar durante el 2002, el crecimiento de las emisiones del sector de generación, debido al incremento de la demanda, deberán ser contrarrestadas por la puesta en marcha de estas medidas junto con medidas de ahorro y eficiencia energética, a concretar en el previsto Plan de Eficiencia Energética.

4.1.2.8 *Calendario de regulación ambiental aplicable al sector eléctrico*

- 2001 Directiva Hija de calidad del aire nº1 (zonificación y disposiciones legales).
- 2002 Directiva Hija de calidad del aire nº3. Directiva GIC. Directiva TNE.
- 2003 Plan Nacional de Reducción de Emisiones (GIC y TNE).
- 2004 Plan Nacional de Instalaciones que se acogen al Cierre previsto por GIC. Burbuja del Plan Nacional de Reducción (GIC). Primera revisión por la Comisión y el Parlamento Europeo del programa tendencial de reducción de la Directiva TNE a nivel Comunitario.
Permiso ambiental integrado para el funcionamiento de instalaciones de producción eléctrica IPPC.
- 2008 Segunda revisión por la Comisión y el Parlamento Europeo del programa de reducción de TNE.
- 2010 Aplicación y control de los techos de emisión, por contaminante y país, adjudicados por el Protocolo de Gotemburgo y TNE.
- 2016 Aplicación de nuevos valores límite de GIC para todas las centrales térmicas a excepción de las que utilicen como combustible antracitas (<10% de volátiles).

2018 Aplicación de nuevos valores límite de GIC a centrales térmicas que utilicen como combustible antracitas (<10% de volátiles).

En principio, ninguna de las Directivas Ambientales aplicables al sector eléctrico impide que el suministro eléctrico esté garantizado hasta el año 2012.

Así por ejemplo, teniendo en cuenta que la Directiva GIC establece el Plan Nacional de Emisiones a partir del año 2008 y las instalaciones al cierre tendrán 20.000 horas de funcionamiento a partir de esta misma fecha, las instalaciones existentes podrán cubrir sin ningún inconveniente su parte proporcional de la demanda eléctrica hasta el año 2012.

En cualquier caso, para asegurar la demanda de electricidad se tendrán que vigilar los siguientes aspectos:

- Que la suma de emisiones de SO₂, NO_x y partículas estén dentro de los límites nacionales establecidos por la Directiva de Techos Nacionales de Emisión.
- Que los costes derivados de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, de existir, sean asumibles.
- Que los Planes y Programas derivados de las Directivas de Calidad del Aire estén incorporados a la totalidad de las instalaciones existentes, tanto las incorporadas al Plan Nacional de GIC, como las instalaciones incorporadas al cierre con 20.000 horas.
- Que las autorizaciones derivadas de la Directiva de Control y Prevención Integrado de la Contaminación IPPC, estén incorporadas a la totalidad de instalaciones existentes, tanto las incluidas en el Plan Nacional de GIC, como las instalaciones con cierre a las 20.000 horas de funcionamiento.
- Que las instalaciones que tengan que incorporar medidas de reducción de emisiones de contaminantes, planifiquen sus acciones en el tiempo evitando reducciones significativas de potencia en la oferta eléctrica.
- Que los nuevos ciclos combinados estén ubicados de tal modo que la sumatoria de emisiones de los mismos, conjuntamente con las del resto de industrias próximas, no supongan sobrepasar los límites establecidos por las Directivas de Calidad del Aire.

4.1.3 Previsiones de Generación en Régimen Ordinario

Para calcular la potencia instalada que será dada de baja en el período considerado se han establecido los siguientes supuestos:

- No se prevé bajas en el parque de generación hidráulica.
- Se han tenido en cuenta todas las centrales térmicas existentes en la actualidad, con excepción de las centrales de fuel de Cádiz, Málaga, Almería, Badalona y Burceña que, aunque oficialmente no están dadas de baja, llevan muchos años sin producir. Asimismo, están en proceso de desmantelamiento los grupos 1,2 y 3 de Escombreras. Estos grupos totalizan 1.064 MW.
- Se ha estimado una vida útil de 40 años para los grupos nucleares y de carbón, con algunas excepciones establecidas por los propietarios, y de 35 años para los grupos de fuel/gas, también con matices introducidos por los agentes.

En la potencia hidráulica instalada no se espera que haya un incremento significativo en el período (debiéndose los posibles incrementos al desarrollo del Plan Hidrológico Nacional o a la modernización de centrales ya en servicio). Se estima que no entrarán en servicio nuevos grupos de fuel/gas y que se producirá la incorporación de nueva potencia de carbón de importación al final del período.

Aunque no se prevé la construcción de 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 2005. El plan supone un incremento total de 676 MW desde 1995.

De las solicitudes de autorización para la instalación de centrales de ciclo combinado con gas natural, no se conoce con seguridad la fecha de entrada en servicio, ni tan siquiera el total de potencia que finalmente se instale. No obstante, teniendo en cuenta la situación actual de solicitudes de proyectos y las obras en curso se estima que a finales de 2002 podrán estar en servicio 2.800 MW de ciclo combinado y en el año 2011 un mínimo de 14.800 MW.

Hasta finales de 2002 se sincronizarán a la red de transporte 2.800 MW de ciclo combinado, que se continuará con 2.000 MW adicionales en 2003. A partir del año 2004, la trayectoria de nuevas incorporaciones que evidentemente se producirán, es imprecisa, ya que entre otros factores dependerá de la facilidad con que las unidades se vayan incorporando al sistema.

Para realizar la mejor previsión posible, se ha considerado adecuado tener en cuenta asimismo, los siguientes parámetros y factores estimados:

- Crecimiento esperado de la demanda eléctrica.
- Potencia mínima necesaria a fin de cada año, para evitar déficits de potencia.
- Previsible retirada del servicio de algunos grupos de generación actuales.
- Crecimiento de la potencia de instalaciones pertenecientes al Régimen Especial.
- Costes esperados de los combustibles, especialmente del gas natural.
- Niveles previsibles de precios futuros del pool de ofertas eléctricas.
- Solicitudes actuales de ciclos combinados para en el futuro ofertar en el pool.
- Acceso de nuevos agentes al pool.
- Plazo de realización de las centrales de generación, dependiendo del tipo de combustible.

4.1.4 Previsiones de Generación en Régimen Especial

A los efectos de este apartado las previsiones sobre el Régimen Especial se han realizado sobre tecnologías que tienen cabida en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

Las estimaciones de la potencia de régimen especial superan las previstas en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) para el año 2010. La Tabla 4.1 presenta la previsión de energías renovables en 2011, para el total nacional:

Tabla 4.1. Previsión de Producción Eléctrica con Energías Renovables en 2011. Total Nacional

	<u>Potencia MW</u>	<u>Producción GWh</u>
Biomasa	3.098	22.784
Solar termoel.	200	459
Hidráulica	16.571	31.129
Minihidráulica	2.380	7.377
Eólica	13.000	28.600
Biogás	78	546
Solar fotovoltaica	144	218
R.S.U.	262	1.846
Total Renovables	35.733	92.958

Adicionalmente, la cogeneración (total nacional) se estima que alcanzará en 2011 una potencia instalada de 7.100 MW con una producción de 38.000 GWh, incluyendo el autoconsumo.

Con estas previsiones de potencia y producción para las energías renovables y la cogeneración, la potencia media entregada al sistema estará en torno al 35% de la instalada debido al autoconsumo de los cogeneradores y a las características de estas fuentes de energía.

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

La energía eléctrica entregada al sistema se ha estimado teniendo en cuenta el comportamiento de la generación en régimen especial en los últimos años y las hipótesis de funcionamiento y autoconsumo.

En cuanto a la generación eólica, se contempla una potencia instalada del orden de 13.000 MW al final del período de planificación, asociada al mantenimiento del actual entorno regulador favorable.

4.1.5 Previsiones de Potencia por CCAA Peninsulares

En la Tabla 4.2 se recogen las propuestas y solicitudes de agentes y Administraciones Regionales para cada una de las CCAA peninsulares, asociadas a la evolución prevista de generación instalada en los capítulos de Régimen Ordinario y Régimen Especial.

Tabla 4.2. Potencia Instalada Prevista por cada CC.AA (MW)

POTENCIA INSTALADA PREVISTA POR CADA CC.AA (MW)				
Comunidad Autónoma	AÑO 2005		AÑO 2011	
	Régimen Ordinario	Reg. Especial	Régimen Ordinario	Reg. Especial
Andalucía	6.649	1.701	12.829	2.540
Aragón	3.425	3.388	5.585	5.449
Asturias	4.025	684	4.920	884
Cantabria	389	347	1.189	430
Castilla La Mancha	3.120	2.835	3.385	4.835
Castilla León	7.153	2.088	9.252	4.088
Cataluña	9.791	1.823	11.731	3.573
Extremadura	4.105	169	4.905	369
Galicia	6.382	3.535	7.062	4.975
La Rioja	808	257	808	310
Madrid	1.259	595	2.259	905
Murcia	968	771	3.768	1.578
Navarra	1.211	1.334	2.011	2.155
País Vasco	3.257	752	2.880	882
Valencia	7.016	2.135	6.474	3.455
Total En MW	59.558	22.414	79.058	36.428

4.1.6 Solicitudes de Acceso Presentadas a Red Eléctrica

Solicitudes de Ciclos Combinados

Red Eléctrica, hasta marzo de 2002, ha recibido solicitudes de acceso a la red de transporte, para ciclos combinados con gas natural por una potencia total de 35.355 MW, como se muestra en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Solicitudes de Ciclos Combinados presentadas a Red Eléctrica

Marzo de 2002

Central	Ubicación	Nº de Grupos	Potencia Total (MW)
Aceca I	Toledo	1	400
Aceca II	Toledo	1	378
Algeciras	Cádiz	2	730
Amorebieta	Vizcaya	2	800
Arrúbal	La Rioja	2	800
Arcos de la Frontera I	Cádiz	3	1.147
Arcos de la Frontera II	Cádiz	2	800
Arcos de la Frontera III	Cádiz	1	450
Besós I	Barcelona	1	400
Besós II	Barcelona	1	400
Bilbao I, Zierbana	Vizcaya	1	790
Bilbao II, Muzquiz	Vizcaya	2	935
Cádiz	Cádiz	1	395
Cartagena I	Murcia	3	1.200
Cartagena II	Murcia	2	800
Cartagena III	Murcia	3	1.173
Castejón I	Navarra	1	392
Castejón II	Navarra	1	381
Castellón	Castellón	1	795
Cristóbal Colón	Huelva	1	390
El Gorguel, Escombreras	Murcia	1	400
Huelva I	Huelva	2	800
Huelva II	Huelva	3	1.200
Huelva III	Huelva	3	1.170
La Plana del Vent	Tarragona	2	800
La Robla	León	2	800
Málaga	Málaga	1	400
Martorell	Barcelona	1	400
Morata de Tajuña	Madrid	3	1.151
Narcea	Asturias	1	400
Puentes de García Rodríguez	A Coruña	2	800
Sabón	A Coruña	2	800
Sagunto I	Valencia	3	1.200
Sagunto II	Valencia	3	1.200
San Roque I	Cádiz	1	400
San Roque II	Cádiz	1	400
Santurce	Vizcaya	1	394
Sástago-Menuza	Zaragoza	1	400
Sevilla, Guadaira	Sevilla	1	395
Tarragona I	Tarragona	1	420
Tarragona II	Tarragona	1	395
Tarragona, Mora la Nova	Tarragona	4	1.578
Teruel I, Castelnou	Teruel	2	768
Teruel II, Castelnou	Teruel	3	1.200
Torrelavega I	Cantabria	1	400
Torrelavega II, Santillana del Mar	Cantabria	2	828
Tordesillas	Valladolid	2	800
Valencia, Catadau	Valencia	3	1.100
Zaragoza, Osera de Ebro	Zaragoza	2	800
Peninsular	Total	87	35.355

Situación Administrativa de las Centrales de Ciclo Combinado

Con aprobación del proyecto de ejecución

Central	Ubicación	Potencia Total (MW)	Fecha de autorización	Acoplamiento a pruebas
Castellón	Castellón	800	Nov 2001	05/05/02
San Roque	Cádiz	800	Ene 2001	08/03/02
Bilbao	Vizcaya	800	Ene 2001	
Besos	Barcelona	800	Abril 2001	04/05/02
Castejón	Navarra	400	Mayo 2002	16/05/02
TOTAL		3.600		

Con Autorización Administrativa Previa

Central	Ubicación	Potencia Total (MW)
Castejón	Navarra	400
Arcos de la Frontera	Cádiz	1.200
Cartagena	Murcia	1.200
Cartagena	Murcia	800
Amorebieta	Vizcaya	800
Algeciras	Cádiz	730
Santurce	Vizcaya	400
Teruel	Teruel	800
TOTAL		6.330

Realizándose la Información Pública

Central	Ubicación	Potencia Total (MW)
Cádiz	Cádiz	400
Arcos de la Frontera	Cádiz	800
Arcos de la Frontera	Cádiz	400
Sevilla	Sevilla	390
Cartagena	Murcia	1.200
Tarragona	Tarragona	1.600
Aceca	Toledo	800
Huelva	Huelva	800
El Gorguel	Murcia	400
Tarragona	Tarragona	420
Tarragona	Tarragona	400
Zaragoza	Zaragoza	800
Sástago	Zaragoza	400
Valencia	Valencia	1.200
Sabón	A Coruña	800
Narcea	Asturias	400
La Robla	León	800
Sagunto	Valencia	1.200
Arrubal	La Rioja	800
Cristóbal Colón	Huelva	420
Bilbao	Vizcaya	800
TOTAL		15.230

Realizado el Estudio de Impacto Ambiental

Central	Ubicación	Potencia Total (MW)
Morata de Tajuña	Madrid	1.200
Huelva II	Huelva	1.200
Sagunto II	Valencia	1.200
La Plana de Vent	Tarragona	800
Huelva	Huelva	1.200
Torrelavega	Cantabria	770
Puentes de García Rodríguez	A Coruña	800
Asturias	Asturias	800
Cádiz	Cádiz	400
Fuentidueña de Tajo	Madrid	800
Martorell	Barcelona	400
TOTAL		9.570

TOTAL: 34.730 MW

Las cifras totales de ambos listados no son exactamente coincidentes debido a que en las tablas que reflejan la situación administrativa se han considerado módulos de ciclo combinado de 400 MW, que es una potencia general aproximada, ya que la potencia instalada real no se conocerá hasta haber superado los grupos las pruebas de aceptación oficiales. A ello hay que añadir diferencias en la fecha de cierre de ambos listados.

Solicitudes de Parques Eólicos

La mayoría de las Comunidades Autónomas peninsulares, han solicitado a Red Eléctrica la realización de estudios de evacuación a la red de transporte de 400 y 200 kV, para energía eléctrica de fuente eólica procedente de redes a tensiones inferiores.

La potencia eólica prevista por las CCAA peninsulares en el año 2011, suma 30.025 MW. La Tabla 4.4 presenta su desglose por Comunidad

Red Eléctrica había recibido hasta Marzo de 2002, solicitudes de acceso a la red de transporte de parques eólicos para una potencia instalada superior a 40.000 MW.

Tabla 4.4 Potencia Instalada Eólica Prevista por CCAA Año 2011

Comunidad Autónoma	Potencia Total (MW)
Andalucía	4.000
Aragón	3.200
Asturias	500
Cantabria	300
Castilla y León	6.579
Castilla La Mancha	4.452
Cataluña	1.073
Extremadura	
Galicia	4.000
La Rioja	665
Madrid	50
Murcia	600
Navarra	1.536
País Vasco	250
Valencia	2.820
Total Peninsular año 2011	30.025

4.1.7 Intercambios Internacionales

A la hora de realizar las previsiones energéticas, se han tenido en cuenta los contratos a largo plazo de intercambios de energía eléctrica con Francia y con Marruecos actualmente existentes, pero no se han tomado en consideración los posibles contratos de intercambios intracomunitarios o internacionales a corto plazo que, aunque serán cada vez más habituales, están, no obstante, sometidos a más incertidumbres.

Se supone que se mantiene el contrato de importación a largo plazo con Francia, con una potencia de 550 MW hasta 2004, de 500 MW en 2005 y de 300 MW hasta el final del período. Asimismo, se supone que continúa en vigor hasta diciembre de 2002 el contrato de exportación a Marruecos de 90 MW en base, con 1.500 horas al año de interrumpibilidad. Basándose en la experiencia reciente, se ha supuesto una exportación adicional a Marruecos, procedente de otros contratos, hasta completar 350 MW de media. Por el contrario, no se ha tomado en cuenta el contrato de exportación en punta de invierno con EDF porque este contrato no está siendo utilizado por Francia, ya que su precio variable resulta muy superior al precio de mercado.

El saldo con Portugal se ha considerado 0 MW en todo el período y los intercambios con Andorra se han tratado como parte de la demanda peninsular.

Aunque existe gran incertidumbre en la determinación del total de energía anual asociada a los intercambios internacionales, dada la existencia cada vez más frecuente de diferentes contratos de duración inferior a un año, se ha estimado que fuera del período de punta (diciembre-marzo) el saldo neto importador será de 550 MW, de lo que resulta una energía anual de 3.800 GWh.

4.1.8 Cobertura de la Demanda

Con las hipótesis de evolución de la demanda y del equipo generador recogidas en los puntos anteriores, se realiza un análisis de la situación de la cobertura de la demanda en el sistema eléctrico español peninsular en los próximos años.

Los balances energéticos se estudian para 3 situaciones hidrológicas distintas: año medio, seco y húmedo, que presentan distinta contribución del parque hidráulico tanto en energía como en potencia. Para la cobertura de potencia se ha considerado la contribución hidráulica año seco para una demanda punta extrema, situación más desfavorable, y en el balance de energía se presentan producciones hidroeléctricas correspondientes a año medio.

Como parámetro indicativo de las necesidades de potencia del sistema se utiliza la reserva, calculada como diferencia entre la potencia disponible del equipo generador y la máxima demanda de potencia prevista cada año, estimando que el valor mínimo deseable de la reserva debe estar en torno al 10% de la máxima demanda anual.

La potencia disponible del sistema se calcula de modo diferente según la tecnología de generación. En el caso de la hidráulica, su potencia disponible dependerá fundamentalmente de las aportaciones del año y de la experiencia obtenida durante la operación en años secos, mientras que el caso del equipo térmico se obtiene aplicando a cada generador unos coeficientes estándar de consumos auxiliares y disponibilidad que dependerán del tipo de tecnología de generación.

Para el Régimen Especial se considera una potencia disponible en torno al 35% de la potencia instalada debido al autoconsumo de la cogeneración que no se cede al sistema eléctrico y las horas de funcionamiento de las energías renovables, menores que para el resto de generación y además no programables (eólica 2.300 horas/año, solar 1.500 horas/año, etc.).

4.1.8.1 Balances de Potencia y Energía en el Sistema Eléctrico Peninsular

Los estudios de cobertura recogen los balances anuales de potencia y energía resultado del análisis de cada escenario. En particular, en los balances de potencia se indica, para cada

año, la potencia instalada bruta (b.a.) prevista, la potencia disponible que representa (b.c.) y el margen de reserva del sistema. En cuanto a los balances de energía, se indican las tecnologías de generación y su participación prevista en la cobertura de la demanda en los años de estudio.

El crecimiento esperado de la demanda en los próximos años hace necesaria la entrada en servicio de nuevo equipo generador. El equipo instalado actualmente, con las hipótesis de bajas establecidas y pese al incremento previsto en el régimen especial, resulta insuficiente para garantizar la cobertura de la demanda, siendo necesario la continua entrada en servicio de nuevo equipo generador en régimen ordinario.

Tabla 4.5 Balance de Potencia en Punta Extrema de Invierno en hipótesis de año extremadamente seco (MW)

Potencia (MW)	2002	2004	2007	2011
Hidráulica	16.586	16.606	16.606	16.571
Térmica nuclear	7.881	7.887	8.039	8.039
Térmica convencional	22.455	25.246	25.766	29.192
Saldo intercambios internacionales en punta	200	200	200	200
Régimen especial	11.770	14.544	19.554	25.851
Total potencia instalada (MW brutos b.a.)	58.892	64.483	70.165	79.853
Total potencia disponible (MW b.c.)	39.560	42.967	46.154	51.300
Punta de potencia en el año eléctrico	38.500	40.600	43.800	49.000
Reserva (MW b.c.)	1.060	2.367	2.354	2.300

Tabla 4.6 Balance de Energía en Año Medio (GWh)

Energía	2.002	2.004	2.007	2.011
Hidráulica	31.129	31.129	31.129	31.129
Térmica nuclear	62.453	62.500	63.705	63.705
Térmica convencional	93.983	101.202	103.620	113.445
Régimen especial	35.106	43.025	62.743	87.743
Total generación bruta	222.671	237.857	261.197	296.022
Saldo intercambios internacionales en	3.800	3.800	3.800	3.800
Bombeo	2.900	1.500	1.800	1.900
Consumos auxiliares	10.448	11.223	12.299	13.922
Total demanda bc	213.123	228.934	250.898	284.000

La tabla 4.1 hace referencia a las energías renovables del total nacional, incluida la hidráulica, mientras que el régimen especial de las tablas 4.5 y 4.6, no incluye la hidráulica pero sí la cogeneración, que no es renovable. Además, las tablas 4.5 y 4.6 hacen referencia al sistema eléctrico peninsular

En el balance por combustibles el aumento de la demanda en la década será cubierto fundamentalmente por la generación en régimen especial y la térmica convencional, fundamentalmente mediante la incorporación de ciclos combinados con gas natural.

4.2 Extrapeninsular

4.2.1 Baleares

Según las previsiones, la demanda de consumo de energía eléctrica está asociada a una máxima demanda de potencia eléctrica mediante una relación lineal, para el conjunto de los sistemas Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. Este coeficiente se ha mantenido prácticamente constante durante los últimos años y, por eso, es razonable prever un desplazamiento similar de la curva monótona de carga durante el período de planificación.

El futuro déficit de potencia ha de ser cubierto con la construcción de nuevas unidades o centros de producción. La potencia instalada ha de ser capaz de satisfacer la máxima demanda de potencia prevista con un margen adecuado de reserva frente a fallos y proporcionar una aceptable calidad de servicio. De este modo lo lógico sería prever siempre una garantía de reserva de exceso de generación equivalente al valor de la potencia de uno de los grupos mayores en funcionamiento. Esta circunstancia se tendría que mantener incluida en los períodos de mantenimiento de los distintos grupos (principalmente de la central de Alcúdia, por ser estos cuatro grupos de carbón la base de funcionamiento del sistema, y un fallo en alguno de ellos repercutiría en una situación de alarma/vigilancia). Siguiendo este planteamiento, las previsiones de necesidades de potencia a generar (en función de la punta de mayor demanda real solicitada en 1999 en cada uno de los sistemas) serían las que se exponen en las tablas siguientes.

En la práctica, el hecho que se cumplan de una u otra forma las previsiones del escenario planteado únicamente supone que las potencias a instalar se retrasarán en su fecha de puesta en servicio.

Tabla 4.7 Potencia eléctrica en barras de central. Previsiones de demanda. Margen de seguridad Sistema Menorca–Mallorca. 2000-2011

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2011
Demanda neta (GWh/año)	3.995,2	4.271,8	4.536,1	4.789,8	5.031,6	6.092,7	6.266,3
Potencia punta Demandada (MW)	821,4	878,3	932,7	984,8	1.034,5	1.252,7	1.288,4
Potencia neta de seguridad (MW)	951,4	1.008,3	1.062,7	1.114,8	1.164,5	1.382,7	1.418,6
Grupo mayor (MW)	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
Margen de Seguridad (MW)	34,3	94,9	57,8	38,0	56,0	78,8	81,7
Potencia neta Instalada (MW)	985,7	1.103,2	1.120,5	1.152,8	1.220,5	1.461,5	1.500,2

Tabla 4.8 Potencia eléctrica en barras. Previsiones de demanda. Margen de seguridad Sistema Ibiza-Formentera. 2000-2011

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2011
Demanda neta (GWh/año)	582,6	632,9	677,2	716,3	751,7	880,9	896,7
Potencia punta Demandada (MW)	148,7	161,5	172,8	182,8	191,8	224,8	228,8
Potencia neta de seguridad (MW)	168,5	181,3	192,6	202,6	211,6	244,6	248,6
Grupo mayor (MW)	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Margen de seguridad (MW)	13,9	16,1	4,8	12,4	3,4	7,8	7,6
Potencia neta instalada (MW)	182,4	197,4	197,4	215,0	215,0	252,4	256,2

Abastecimiento de las demandas energéticas futuras

Se definen en primer lugar las características principales en cuanto a la ampliación y modificaciones del sistema de generación de energía eléctrica. Se ha de resaltar que las soluciones que aquí se dan son de carácter indicativo. Se establece que el combustible usado será el gas natural, pero en todo caso se procurará estar al día de lo que marque la evolución tecnológica en cuanto a eficiencia técnico - económica y energética de las tecnologías de conversión.

- a) Se ha de garantizar en todos los casos que las potencias disponibles de generación sean superiores a las necesidades estimadas de punta en barras de central para el año 2015 (245,7 MW en el sistema Ibiza - Formentera y 1.441,6 MW en el sistema Mallorca - Menorca) en al menos la potencia del grupo mayor de cada uno de los sistemas (19,8 y 130 MW respectivamente).
- b) Funcionamiento de los cuatro grupos de carbón en Alcudia. No se retira ninguno, se solicitará que se instalen sistemas de depuración de gases en los grupos 1 y 2, de características similares a los instalados en los grupos 3 y 4.

- c) Baja definitiva a finales del año 2000 de tres grupos de fuel de la Central de San Juan de Dios. Eliminación de los dos grupos de fuel de San Juan de Dios restantes hacia el año 2002.
- d) Se mantienen los grupos de Son Molines: 35,6 MW funcionando con gasóleo, si bien en el año 2001 se elimina la turbina de gas de 10,9 MW puesta en servicio en el año 1965.
- e) Se mantienen los grupos de Mahón que funcionan con fuel (43,8 MW) y se amplían las turbinas de gas a gasóleo (61,5 MW) con dos unidades más de 31,8 MW cada una, una en el año 2004 y la otra en el año 2010, hasta un total de 168,9 MW instaladas en el año 2015.
- f) Se amplían los grupos diesel de Ibiza con dos grupos de 17,6 MW cada uno, alcanzando 182,4 MW en Ibiza-Formentera en el año 2001. Además, se instalarán tres turbinas de gas de 19,8 MW cada una (2002, 2010 y 2015), dos nuevos grupos diesel o de gas (2004 y 2010) y se eliminarán en el 2002 los dos generadores diesel de 2,4 MW de potencia neta, instalados en el año 1971, sumando un total de 272,2 MW en el año 2015. Las turbinas de gas funcionarán con gas natural a partir de 2005.
- g) Se han instalado en el año 2000 cuatro turbinas de gas de 30,8 MW de potencia neta cada una en Son Reus. Éstas funcionan con gasóleo hasta el 2005 cuando pasen a gas natural.
- h) Se mantiene la producción eléctrica de la planta incineradora de Son Reus con una generación eléctrica del orden de 20 MW.
- i) A medida que la demanda lo haga necesario, de acuerdo con este escenario de previsión, se irán incorporando grupos de 3 turbinas que se complementarán con una turbina de vapor formando ciclos combinados de 184,2 MW de potencia neta, en los emplazamientos de Son Reus y San Juan de Dios, en base a su viabilidad técnica, tal como se muestra en las tablas siguientes.

Las siguientes tablas describen con detalle la incorporación de nueva potencia eléctrica:

Tabla 4.9 Potencia Instalada Neta. Sistema Mallorca-Menorca. 2000

Isla	Central	Tipo	Nº gr	Año				Pot. Unitaria (MW)		Total neta
								Nominal	Neta	
Menorca	Mahón	Dieses	3	91	91	91		15,8	14,6	43,8
		T. Gas	1	93				37,5	29,7	29,7
			1	99				38,5	31,8	31,8
		Subtotal	5							105,3
Mallorca	Alcúdia	Carbón	2	81	82			125,0	116,0	232,0
			2	97	97			130,0	119,9	239,8
		T. Gas	2	89	89			37,5	29,7	59,4
		Subtotal	6							531,2
	Son Molines	T. Gas	1	65				14,0	8,9	8,9
			2	80	80			25,0	17,8	35,6
	Subtotal	3							44,5	
	San Juan de Dios	Fuel	3	72	73	73		40,0	25,2	75,6
		Subtotal	3							75,6
	Son Reus	RSU	1	96				22,0	20,0	20,0
			4	00	00	00	00	38,5	30,8	123,2
		Subtotal	5							143,2
		Cogeneradores							3,0	3,0
	Subtotal									3,0
Total Mallorca			17						797,5	
Mallorca - Menorca			22						902,8	

Tabla 4.10 Configuración de potencias instaladas por tipo de combustible. Sistema Mallorca-Menorca. 2000

Central	Combustible					
	G.N.	Carbón	Fuel	Gasóleo	Inc. RSU	Total
Alcúdia II		471,8		59,4		531,2
Son Molines				44,5		44,5
San Juan de Dios			75,6			75,6
Son Reus				123,2	20,0	143,2
Cogeneración				3,0		3,0
Mahón			43,8	61,5		105,3
Total	0,0	471,8	119,4	291,6	20,0	902,8
%	0,0%	52,3%	13,2%	32,3%	2,2%	100,0%

Tabla 4.11 Potencia Instalada Neta. Sistema Ibiza – Formentera. 2000

Isla	Central	Tipo	Nº gr	Año				Pot. Unitaria (MW)		Total neta	
								Nominal	Neta		
Ibiza y Formentera	Ibiza	Diesel	2	71	71			3,0	2,4	4,8	
			4	73	73	74	74	8,3	7,3	29,2	
			3	82	82	86		15,5	14,6	43,8	
		2	93	93			16,0	14,9	29,8		
		1	88				25,0	19,8	19,8		
		1	67				14,0	8,9	8,9		
		Subtotal		13						136,3	
	Formentera	T. Gas	1	66					14,0	10,9	10,9
		Subtotal	1								10,9
	Total Pitiüses			14							147,2

Tabla 4.12 Configuración de potencias instaladas por tipo de combustible Sistema Ibiza – Formentera. 2000

Ibiza		107,6	28,7	136,3
Formentera			10,9	10,9
Total	0,0	107,6	39,6	147,2
%	0,0%	73,1%	26,9%	100,0%

Tabla 4.13 Potencia Instalada Neta. Sistema Mallorca-Menorca. 2005

Isla	Central	Tipo	Nº gr	Año				Pot. Unitaria (MW)		Total neta
								Nominal	Neta	
Menorca	Mahón	Diesel	3	91	91	91		15,8	14,6	43,8
		T. Gas	1	93				37,5	29,7	29,7
			2	99	04			38,5	31,8	63,6
			Subtotal	6						
Mallorca	Alcúdia	Carbón	2	81	82			125,0	116,0	232,0
			2	97	97			130,0	119,9	239,8
		T. Gas	2	89	89			37,5	29,7	59,4
		Subtotal	6							531,2
	Son Molines	T. Gas	2	80	80			25,0	17,8	35,6
		Subtotal	2							35,6
	San Juan de Dios	C. Comb.	1	03					184,2	184,2
		Subtotal	1							184,2
	Son Reus	RSU	1	96				22,0	20,0	20,0
		T. Gas	4	00	00	00	00	38,5	30,8	123,2
		C. Comb.	1	05					184,2	184,2
		Subtotal	6							327,4
	Cogeneradores								5,0	5,0
		Subtotal								5,0
	Total Mallorca			15						
Mallorca - Menorca			21							1.220,5

Tabla 4.14 Configuración de potencias instaladas por tipo de combustible. Sistema Mallorca-Menorca. 2005

Central	Combustible					Total
	G.N.	Carbón	Fuel	Gasóleo	Inc. RSU	
Alcúdia II	59,4	471,8				531,2
Son Molines	35,6					35,6
San Juan de Dios	184,2					184,2
Son Reus	307,4				20,0	327,4
Cogeneración	5,0					5,0
Mahón			43,8	93,3		137,1
Total	591,6	471,8	43,8	93,3	20,0	1.220,5
%	48,5%	38,7%	3,6%	7,6%	1,6%	100,0%

Tabla 4.15 Potencia Instalada Neta. Sistema Ibiza – Formentera. 2005

Isla	Central	Tipo	Nº gr	Año					Pot. Unitaria (MW)		Total neta
									Nominal	Neta	
Ibiza y Formentera	Ibiza	Diesel	4	73	73	74	74	8,3	7,3	29,2	
			3	82	82	86		15,5	14,6	43,8	
			2	93	93			16,0	14,9	29,8	
			3	01	01	04		19,0	17,6	52,8	
		T. Gas	2	88	02			25,0	19,8	39,6	
			1	67				14,0	8,9	8,9	
	Subtotal		15							204,1	
	Formentera	T. Gas	1	66				14,0	10,9	10,9	
		Subtotal	1							10,9	
	Total Pitiüses			16						215,0	

Tabla 4.16 Configuración de potencias instaladas por tipo de combustible Sistema Ibiza – Formentera. 2005

Central	Combustible			Total
	G.N.	Fuel	Gasóleo	
Ibiza		155,6	48,5	204,1
Formentera			10,9	10,9
Total	0,0	155,6	59,4	215
%	0,0%	72,4%	27,6%	100,0%

Tabla 4.17 Potencia Instalada Neta. Sistema Mallorca-Menorca. 2011

Isla	Central	Tipo	Nº gr	Año				Pot. Unitaria (MW)		Total neta
								Nominal	Neta	
Menorca	Mahón	Diesel	3	91	91	91		15,8	14,6	43,8
		T. Gas	1	93				37,5	29,7	29,7
			3	99	04	10		38,5	31,8	95,4
		Subtotal	7							168,9
Mallorca	Alcúdia, Son Molines, Son Reus y San Juan de Dios	Carbón	2	81	82			125,0	116,0	232,0
			2	97	97			130,0	119,9	239,8
		T. Gas	2	80	80			25,0	17,8	35,6
			2	89	89			37,5	29,7	59,4
			4	00	00	00	00	38,5	30,8	123,2
			1	96				22,0	20,0	20,0
		C. Comb.	3	03	05	10			184,2	552,6
		Subtotal	16							1.262,6
		Cogeneradores							30,0	30,0
		Subtotal								30,0
	Total Mallorca		16							1.292,6
Mallorca - Menorca			23							1.461,5

Tabla 4.18 Configuración de potencias instaladas por tipo de combustible. Sistema Mallorca-Menorca. 2011

Isla	Central	Combustible					Total
		G.N.	Carbón	Fuel	Gasóleo	Inc. RSU	
Mallorca	Alcúdia, Son Molines, Son Reus y San Juan de Dios	770,8	471,8			20,0	1.262,6
	Cogeneración	30,0					30,0
Menorca	Mahón			43,8	125,1		168,9
	Total	800,8	471,8	43,8	125,1	20,0	1.461,5
	%	54,8%	32,3%	3,0%	8,6%	1,4%	100,0%

Tabla 4.19 Potencia Instalada Neta. Sistema Ibiza – Formentera. 2011

Isla	Central	Tipo	Nº gr	Año				Pot. Unitaria (MW)		Total neta
								Nominal	Neta	
Ibiza	Ibiza	Diesel	4	73	73	74	74	8,3	7,3	29,2
			3	82	82	86		15,5	14,6	43,8
			2	93	93			16,0	14,9	29,8
		4	01	01	04	10	19,0	17,6	70,4	
		T. Gas	3	88	02	10		25,0	19,8	59,4
			1	67				14,0	8,9	8,9
		Subtotal	17							241,5
	Formentera	T. Gas	1	66				14,0	10,9	10,9
		Subtotal	1							10,9
		Total Pitiüses		18						252,4

**Tabla 4.20 Configuración de potencias instaladas por tipo de combustible
Sistema Ibiza – Formentera. 2011**

Central	Combustible			Total
	G.N.	Fuel	Gasóleo	
Ibiza	68,3	173,2		241,5
Formentera			10,9	10,9
Total	68,3	173,2	10,9	252,4
%	27,1%	68,6%	4,3%	100,0%

4.2.2 Canarias

Régimen ordinario.

Tabla 4.21 Fuel-Gasóleo.

Fuel - Gasoleo	Año 2001			Año 2002		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	Vap-Dies-T.Gas	651	2.830.020	Vap-Dies-T.Gas	651	3.032.824
Tenerife	Vap-Dies-T.Gas	574	2.421.429	Vap-Dies-T.Gas	614	2.580.577
Sistema Ftva-L zte	Dies-T.Gas	255	1.025.401	Dies-T.Gas	293	1.112.923
La Palma	Dies-T.Gas	61	209.786	Dies-T.Gas	74	219.737
La Gomera	Diesel	16	51.727	Diesel	16	54.637
El Hierro	Diesel	9	25.826	Diesel	9	28.156
TOTAL		1.565	6.564.189		1.656	7.028.854

Fuel - Gasoleo	Año 2003			Año 2004		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	Vap-Dies-T.Gas	791	3.062.381	Vap-Dies-T.Gas	861	3.125.693
Tenerife	Vap-Dies-T.Gas	754	2.669.368	Vap-Dies-T.Gas	824	2.819.957
Sistema Ftva-L zte	Dies-T.Gas	329	1.179.431	Dies-T.Gas	329	1.247.107
La Palma	Dies-T.Gas	74	225.733	Dies-T.Gas	74	233.650
La Gomera	Diesel	19	57.443	Diesel	19	60.394
El Hierro	Diesel	11	30.285	Diesel	11	32.423
TOTAL		1.977	7.224.641		2.117	7.519.224

Fuel - Gasoleo	Año 2005			Año 2006		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	Vap-Dies-T.Gas	861	3.101.736	Vap-Dies-T.Gas	861	3.259.414
Tenerife	Vap-Dies-T.Gas	824	2.778.092	Vap-Dies-T.Gas	824	2.946.083
Sistema Ftva-L zte	Dies-T.Gas	347	1.325.511	Dies-T.Gas	365	1.411.247
La Palma	Dies-T.Gas	74	245.473	Dies-T.Gas	86	257.116
La Gomera	Diesel	19	63.498	Diesel	22	66.682
El Hierro	Diesel	11	34.612	Diesel	13	36.531
TOTAL		2.135	7.548.922		2.171	7.977.073

Fuel - Gasoleo	Año 2007			Año 2008		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	Vap-Dies-T.Gas	442	1.135.697	Vap-Dies-T.Gas	478	1.260.211
Tenerife	Vap-Dies-T.Gas	318	1.354.680	Vap-Dies-T.Gas	248	601.462
Sistema Ftva-L zte	Dies-T.Gas	383	1.493.255	Dies-T.Gas	383	1.573.272
La Palma	Dies-T.Gas	86	268.479	Dies-T.Gas	86	280.207
La Gomera	Diesel	21	69.915	Diesel	21	73.129
El Hierro	Diesel	13	38.300	Diesel	13	40.153
TOTAL		1.264	4.360.326		1.230	3.828.434

Fuel - Gasoleo	Año 2009			Año 2010		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	Vap-Dies-T.Gas	409	668.143	Vap-Dies-T.Gas	409	727.704
Tenerife	Vap-Dies-T.Gas	318	611.357	Vap-Dies-T.Gas	318	627.490
Sistema Ftva-L zte	Dies-T.Gas	419	1.654.066	Dies-T.Gas	419	1.739.043
La Palma	Dies-T.Gas	86	292.167	Dies-T.Gas	86	304.344
La Gomera	Diesel	25	76.489	Diesel	25	79.851
El Hierro	Diesel	13	41.999	Diesel	13	43.930
TOTAL		1.270	3.344.221		1.270	3.522.362

Fuel-gasóleo	Año 2011		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	Vap-Dies-T.Gas	409	792,575
Tenerife	Vap-Dies-T.Gas	318	644,049
Sistema Ftva-Lzte	Dies-T.Gas	419	1.828,386
La Palma	Dies-T.Gas	86	317,029
La Gomera	Diesel	25	83,361
El Hierro	Diesel	13	45,950
TOTAL		1.270	3.711,348

Se prevé la entrada en servicio de las unidades de gas natural en el año 2007.

Tabla 4.22 Gas Natural.

Gas Natural	Año 2007			Año 2008		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	CCom-Vap-T.Gas	453	2.282.600	CCom-Vap-T.Gas	453	2.324.700
Tenerife	CCom-Vap-T.Gas	453	1.736.500	CCom-Vap-T.Gas	593	2.640.400
TOTAL		905	4.019.100		1.046	4.965.100

Gas Natural	Año 2009			Año 2010		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	CCom-Vap-T.Gas	593	3.089.700	CCom-Vap-T.Gas	593	3.211.400
Tenerife	CCom-Vap-T.Gas	593	2.786.900	CCom-Vap-T.Gas	593	2.934.700
TOTAL		1.186	5.876.600		1.186	6.146.100

Gas natural	Año 2011		
	Tecnología	Potencia Instalada	Energía Anual
Gran Canaria	C.Com-Vap-T.Gas	593	3.337,894
Tenerife	C.Com-Vap-T.Gas	593	3.090,338
TOTAL		1.186	6.428,232

Régimen Especial

Siendo (AG) Aerogeneradores, (FU) Fueóleos y gasóleos y (GR) Refinería. Se indica la tensión a la que está acoplada esta generación de Régimen Especial. En Media Tensión esta producción se reflejará en una menor demanda en la transformación AT/MT en la subestación de la que se trate.

Tabla 4.23 Régimen Especial

NOMBRE CENTRAL (1)	NOMBRE SUBESTACION (2)	TENSION (kV) (3)	TIPO DE AUTOPROD (*)	POT. NOM. [MW]
LOS VALLES	PUNTA GRANDE	20	AG	5.28
MONTAÑA LA MINA	PUNTA GRANDE/C300137	20	AG	1.125
HOSPITAL EL PINO II-B	BUENAVISTA/C103231	20	FU	3.082
HOSPITAL EL PINO II-A	BUENAVISTA/C103231	20	FU	3.082
PARQUE COCODRILO	ALDEA BLANCA/C102347	20	AG	1,26
P.E.POZO IZQUIERDO	ALDEA BLANCA/R100069	20	AG	1,415
AGAETE	GUIA/C101119	20	AG	0,15
EOLICAS DE AGAETE	GUIA/C103181	20	AG	1,2
LOMO CABEZO (SOCAIRE)	CARRIZAL/C103222	20	AG	1,8
FINCA SAN ANTONIO	CARRIZAL/C103367	20	AG	1,5
PILETAS	CARRIZAL/C101814	20	AG	0,225
LA VEREDA	CARRIZAL/C101735	20	AG	0,225
AGUATONA	CARRIZAL/C101667	20	AG	0,2
ARTES GRAFICAS	CARRIZAL/C103198	20	AG	0,45
ARINAGA-ACSA	CARRIZAL/C101744	20	AG	0,36
EMALSA	EMALSA	66	FU	18
PUNTA TENEFÉ	MATORRAL	66	AG	1,125
SANTA LUCIA III	MATORRAL	66	AG	4,8
PUNTA GAVIOTA(PEGASA)	MATORRAL	66	AG	6,93
SURESTE	MATORRAL	66	AG	5
AIRCAN	MATORRAL	66	AG	5
PEREZ DÉNIZ	MATORRAL	66	AG	2
DESARROLLOS EOLICOS	MATORRAL	66	AG	20,1
LA PUNTA II III (BOMAR SA)	MATORRAL	66	AG	5,5
C. BARCA	MATAS BLANCAS/C200454	20	AG	1,125
C. BARCA 2 (F.A.I.E.)	MATAS BLANCAS/C200692	20	AG	10,26
JUAN ADALID	VALLE/C500349	15	AG	1,26
FUENCALIENTE	TAJUJA/C500345	15	AG	1,5
FINCA MOGÁN	ARICO	66	AG	16,5
MARENOSTRUM	ARONA/C402295	20	FU	2,2
COTESA	BUENOS AIRES	66	GR	38
PUNTA TENO	ICOD/C403706	20	AG	0,9
PUNTA TENO	ICOD/C403707	20	AG	0,9
ITER	POL. GRANAD.	20	AG	12,73

4.2.3 Ceuta y Melilla

La potencia instalada, tanto en el Régimen Ordinario como en el Especial, se indica en los cuadros siguientes.

Tabla 4.24 Potencia instalada en Ceuta

Denom.	Tipo	Pot. unitaria (MW)			Fecha		Potencia instalada neta durante la punta (MW)											
		Efect.	Neta		Alta	Baja	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Ceuta - D1	Diesel	5,5	5,5				5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	
Ceuta - D2	Diesel	5,5	5,5				5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	
Ceuta - D3	Diesel	2,5	2,5			ene-2002	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ceuta - D6	Diesel	5,5	5,5				5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	
Ceuta - D7	Diesel	6,4	6,4				6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	
Ceuta - D8	Diesel	8,9	8,9				8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	
Ceuta - D9	Diesel	12,0	11,8				11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	
Nuevas	Diesel	12,0	11,8			ene-2003	0,0	0,0	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	
incorpor.	Diesel	12,0	11,8			ene-2008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,8	11,8	11,8	11,8	
Totales por tipo de unidad de generación																		
	Diesel						46,1	43,6	55,4	55,4	55,4	55,4	55,4	67,2	67,2	67,2	67,2	
	Renov.						0	0	0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
	TOTAL						46	44	55	57	57	57	57	69	69	69	69	

Tabla 4.25 Potencia instalada en Melilla

Denom.	Tipo	Pot. unitaria (MW)			Fecha		Potencia instalada neta durante la punta (MW)										
		Nom.	Efect.	Neta	Alta	Baja	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Melilla - D5	Diesel	5,8	5,3	5,3		ene-1980	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Melilla - D6	Diesel	5,8	5,3	5,3		ene-1980	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Melilla - D7	Diesel	3,0	2,2	2,2		ene-1967 dic-2002	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Melilla - D8	Diesel	3,0	2,2	2,2		ene-1967 dic-2002	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Melilla - D10	Diesel	9,3	8,5	8,5		ene-1997	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Melilla - GAS1	T.Gas	14,7	13,0	13,0		ene-1991	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Melilla - Alquiler	Alquiler	14,0	12,0	12,0		jun-2002	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nuevas	Diesel		12,0	11,8		jun-2002	0,0	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Incorpor.	Diesel		12,0	11,8		jun-2003	0,0	0,0	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Totales por tipo de unidad de generación																	
	Diesel						23,5	35,3	42,7	42,7	42,7	42,7	42,7	42,7	42,7	42,7	42,7
	T.gas						13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
	Alquiler						12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TOTAL						49	48	56	56	56	56	56	56	56	56	56