



Comisión
Nacional
de Energía

Informe Marco

sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura—2010—

Edita: CNE
Comisión Nacional de la Energía
Alcalá 47
28014 Madrid
Télf.: 91 432 96 00
www.cne.es

Diseño y maquetación: publicacionestecnicas.com

1. INTRODUCCIÓN	9
ANTECEDENTES	9
OBJETO DEL INFORME	10
ÁMBITO TEMPORAL	10
ORGANIZACIÓN DEL INFORME-MARCO	11
2. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS GASISTA Y ELÉCTRICO	13
2.1. Estado actual del sistema de gas natural	16
2.1.1.1 Evolución de la demanda	17
2.1.1.2 Demanda interrumpible	27
2.1.1.3 Evolución de la liberalización del Mercado de gas	28
2.1.1.4 Desaparición de las tarifas reguladas y establecimiento de la tarifa de último recurso	29
2.1.2 La oferta de gas natural	31
2.1.3 Las infraestructuras actuales de gas natural	33
2.1.3.1.1 Plantas de Regasificación	34
2.1.3.1.2 Gasoductos de conexión internacional	35
2.1.3.1.3 Yacimientos de gas nacionales	37
2.1.3.1.4 Gasoductos de transporte	38
2.1.3.1.5 Estaciones de compresión	38
2.1.3.1.6 Gasoductos de distribución	39
2.1.3.1.7 Almacenamientos Subterráneos de gas natural	41
2.1.4 Funcionamiento del sistema gasista durante el año 2008. Invierno 2009/10.	41
2.1.4.1 Normas de Gestión Técnica y Plan Invernal 2009/2010	45
2.1.4.2 Invierno 2009/2010	46
2.1.4.3 Funcionamiento del Sistema Gasista en la semana de demanda punta	46
2.1.4.4 Capacidad de almacenamiento y niveles de existencias de gas durante el año 2009	49
2.1.4.4.1 Capacidad de almacenamiento de gas en España	49
2.1.4.4.2 Capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la demanda	50
2.1.4.4.3 Niveles de existencias en los almacenamientos subterráneos durante 2009	50
2.1.4.4.4 Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad	51
2.1.5 Resumen de la situación actual de las infraestructuras	52
2.2. Estado actual del sistema de energía eléctrica	53
2.2.1. Balance oferta – demanda de energía eléctrica año 2009	53
2.2.1.1 Demanda de energía eléctrica	53
2.2.1.2 La oferta de energía eléctrica. Cobertura de la demanda	56
2.2.2 Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica.	68
2.2.3. Funcionamiento del sistema eléctrico durante el año 2009	72
3. LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	75
3.1 Previsión de la demanda de gas natural	75
3.1.1 Sobre la información solicitada a los agentes	75
3.1.2 Estimación de la demanda convencional para el período 2010 – 2014	76
3.1.2.1 Previsión de la demanda anual de gas natural del mercado convencional	76
3.1.2.2 Estimación de la demanda punta de gas natural del mercado convencional	78

3.1.3	Demanda de gas para el mercado de generación eléctrica para el período 2010 – 2014.....	79
3.1.3.1	Previsión de la demanda anual de gas para el mercado de generación eléctrica.....	79
3.1.3.1.1	Previsión de demanda anual de gas natural para centrales térmicas convencionales ...	79
3.1.3.1.2	Previsión de demanda anual de gas natural para ciclos combinados.....	80
3.1.3.1.3	Demanda anual de gas para el mercado de generación eléctrica	84
3.1.3.2	Estimación de la demanda diaria punta de gas natural en el mercado de generación eléctrica .	84
3.1.4	Previsión de la demanda total de gas natural 2010-2014.....	85
3.1.4.1	Previsión de demanda anual de gas natural	85
3.1.4.2	Previsión de la demanda diaria punta de gas natural.....	87
3.1.5	Seguimiento de las previsiones de demanda: Informe Marco 2009 vs. Informe Marco 2010.....	88
3.2	Previsión de la demanda de energía eléctrica.....	88
3.2.1	Demanda anual y punta de energía eléctrica peninsular en el periodo 2010 a 2014.....	90
3.2.2	Demanda anual y punta de energía eléctrica extrapeninsular en el periodo 2010 – 2014.....	93
4.	LA PREVISIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA.....	97
4.1	Previsión de la oferta de gas natural	97
4.1.1	Previsión de la oferta de gas natural por orígenes	100
4.2	Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica	104
4.2.1	Régimen ordinario en el sistema peninsular	105
4.2.2	Régimen especial en el sistema peninsular	110
4.2.3	Régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares	114
4.2.4	Régimen especial en los sistemas extrapeninsulares	117
5.	LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL Y DE ENERGÍA	
	ELÉCTRICA SIN CONSIDERAR RESTRICCIONES DE RED	119
5.1	La cobertura de la demanda de gas natural	119
5.1.1	Balance oferta-demanda de gas	119
5.1.2	Diversificación de la oferta de gas.....	120
5.1.3	Cobertura de la demanda del sistema gasista español	121
5.1.3.1	Cobertura de la demanda diaria punta - Índice de cobertura de puntas.....	121
5.1.3.2	Necesidades de almacenamientos para cumplir las obligaciones de existencias mínimas de seguridad	121
5.1.3.3	Necesidades de almacenamientos para atender la demanda frente a posibles contingencias en la oferta externa de gas al sistema gasista español.....	124
5.1.3.4	Necesidad de almacenamiento operativo de GNL para disponer de autonomía en las plantas .	127
5.2	La cobertura de la demanda de energía eléctrica	127
5.2.1	Balance oferta-demanda eléctrica peninsular.....	128
5.2.2	Cobertura de la demanda en el sistema eléctrico peninsular.....	122
5.2.3	Cobertura de la demanda en los sistemas extrapeninsulares.....	135
6.	LA UNIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA: LA RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA.....	149
6.1	Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2010 a 2014	149
6.1.1	Hipótesis de partida	149
6.1.1.1	Criterios de diseño de las infraestructuras gasistas.....	149
6.1.1.2	Hipótesis de demanda de gas.....	150

6.1.1.3 Demanda de gas en tránsito.....	151
6.1.2 Infraestructuras de gas recogidas en la planificación	152
6.1.2.1 Infraestructuras a construir en el año 2010	153
6.1.2.2 Infraestructuras a construir en el año 2011	153
6.1.2.3 Infraestructuras a construir en el año 2012	154
6.1.2.4 Infraestructuras a construir en el año 2013	155
6.1.2.5 Infraestructuras a construir en el año 2014	155
6.1.2.6 Proyectos de infraestructuras a largo plazo más relevantes	156
6.1.3 Adecuación de las infraestructuras a la demanda.....	157
6.1.3.1 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2010	159
6.1.3.2 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2011	162
6.1.3.3 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2012	164
6.1.3.4 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2013	166
6.1.3.5 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2014	168
6.1.3.6 Análisis de vulnerabilidad N-1	170
6.1.4 Capacidad de transporte del sistema. Seguridad de suministro.....	172
6.1.5 Capacidad de almacenamiento del sistema.....	173
6.1.5.1 Capacidad de almacenamiento en tanques de GNL.....	173
6.1.5.2 Capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la demanda.....	174
6.1.5.3 Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad	176
6.1.6 Suministro de gas natural licuado en camiones cisterna.	177
6.1.7 Sistemas extrapeninsulares.	178
6.1.7.1 Canarias.....	178
6.1.7.2 Islas Baleares.....	179
6.1.8 Cobertura de la demanda en territorio peninsular con las infraestructuras previstas.....	179
6.1.9 Conclusiones sobre el funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2010 – 2014.....	281
6.2 Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema eléctrico en el periodo 2008 a 2016.....	183
6.2.1 Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica.....	184
6.2.2 Refuerzos que se consideran prioritarios y deben ser ejecutados de forma inmediata	206
6.2.3 Funcionamiento del sistema en el horizonte 2008-2016	208
6.2.4 Otras cuestiones que pueden mejorar la seguridad del suministro.....	210
6.2.5 Compensación de reactiva en el ejercicio de planificación de la red de transporte 2008-2016.....	211
6.2.6 Problemas detectados por el operador del sistema en la red de distribución	213
7. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS EN LOS PLANES DE DESARROLLO	
DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS	219
7.1 Consideraciones económicas de los Planes de Desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector gasista	219
7.2 Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas.....	223
8. CONSIDERACIONES SOBRE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO.....	227
8.1 Seguridad de suministro del sistema gasista español	228
8.1.1 Capacidades adicionales en proyecto o en construcción	228
8.1.2 Calidad y nivel de mantenimiento de las redes.....	230
8.1.3 Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE).....	230

8.1.4 Medidas destinadas a atender los momentos de máxima demanda y la insuficiencia de uno o más suministradores	235
8.2 Seguridad del suministro del sistema eléctrico.....	237
8.2.1 Calidad de suministro	237
8.2.2 Nivel de mantenimiento de las redes.....	238
9. CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES	243
9.1 La emisión de contaminantes en los sectores energéticos.	247
9.2 El impacto de la industria eléctrica en el medioambiente	250
9.2.1 Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de las centrales termoeléctricas.....	250
9.2.2 Residuos procedentes de las centrales nucleares.....	254
9.2.3 Fomento del régimen especial.....	255
9.2.4 Fomento de la eficiencia energética.	256
9.3 Impacto y consideraciones medioambientales en la construcción de redes.....	258
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	259
10.1 Sobre la cobertura de la demanda de gas natural a corto plazo.....	259
10.2 Sobre la cobertura de la demanda de electricidad	269

Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura

1. Introducción

1.1. Antecedentes

La Comisión Nacional de Energía lleva realizando desde 2001 y con periodicidad anual, un informe-marco que incluye las previsiones sobre la evolución de la demanda de energía eléctrica y gas, así como la situación y perspectiva de la oferta energética con un horizonte temporal de cuatro años. Dichos informes⁽¹⁾ se comenzaron a realizar por encargo del Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía.

En el mismo sentido, la CNE recibió, el 24 de mayo de 2004, la petición del Secretario General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de realizar un informe sobre el grado de vulnerabilidad de los sistemas eléctrico y gasista a corto, medio y largo plazo, proponiendo en su caso, las actuaciones que esta Comisión considerase oportunas.

En consecuencia, la CNE ha elaborado un nuevo “Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura” en el año 2010. De manera análoga a los informes anteriores, se analiza en detalle la previsión de la demanda y la oferta, así como la adecuación de las infraestructuras para garantizar la cobertura de la demanda durante los próximos años (2010-2014).

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

Por otro lado, en la Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado

interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE, en su artículo 5, sobre supervisión de la seguridad del suministro, establece que:

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

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

“Los Estados miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, podrán encomendar esta tarea a las autoridades reguladoras contempladas en el apartado 1 del artículo 23. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer

frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Cada dos años, antes del 31 de julio a más tardar, las autoridades competentes publicarán un informe con los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, y lo presentarán sin demora a la Comisión.”

1.2. Objeto del informe

El objeto de este informe es realizar un análisis para el corto – medio plazo sobre la cobertura de la demanda del sistema eléctrico y gasista, detectando la influencia que la variación en los plazos de construcción de las infraestructuras pueda tener sobre la cobertura. Teniendo en cuenta los plazos previstos de entrada en funcionamiento de las diferentes infraestructuras y la revisión de la Planificación Anual, se analizará con mayor detalle las distintas alternativas y su posible repercusión en el sistema, realizando las recomendaciones que se consideren oportunas.

Al mismo tiempo, en línea con lo establecido con las Directivas citadas en el apartado anterior, se supervisa el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de la demanda y la oferta futuras previstas, las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores y la seguridad del suministro.

1.3. Ámbito temporal

Como ya ha sido referenciado en el apartado anterior, el horizonte temporal contemplado es de corto-medio plazo: en este caso, cuatro años, desde 2010 a 2014, periodo mínimo en el que se puede actuar,

De igual forma que en años anteriores, para la realización del Informe se ha requerido la participación de los agentes implicados. Dicha participación ha sido encauzada a través de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos, como órganos de asesoramiento de la Comisión. De esta manera, se ha hecho partícipes en la elaboración del informe a todos los agentes, a través de su representación en los Consejos Consultivos y, en particular, por su especial relevancia y responsabilidad, a los Gestores Técnicos de los sistemas eléctrico y de gas natural.

A tal fin, se ha solicitado y recibido información de los Gestores Técnicos de los sistemas eléctrico y gasista, empresas generadoras eléctricas en régimen ordinario y especial, promotores de ciclos combinados, compañías de distribución eléctrica, IDAE, compañías de transporte y distribución de gas natural y comercializadores. El proceso ha continuado con el análisis y evaluación de la información recibida, dando lugar a la confección del Informe Marco, que ha sido sometido a la aprobación del Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía.

en caso de que se detecten problemas, y puedan ser puestos en servicio los refuerzos que permitan cubrir la demanda de forma segura.

1.4. Organización del Informe-Marco

El informe se estructura presentando, en primer lugar, la situación actual de los dos sistemas sujetos a consideración: gas natural y energía eléctrica. En ambos, se analiza el estado actual de la demanda, la oferta, las infraestructuras y se describe de forma detallada su funcionamiento en el año 2009, aportando también algunos datos relativos a 2010, si bien hay que tener en cuenta que éstos tienen aún carácter provisional a fecha de cierre de este informe.

En el capítulo 3 se realiza la previsión de la demanda para ambos sistemas en el horizonte considerado.

En el capítulo 4 se estima la previsión de la oferta de energía en ambos sistemas. La demanda de gas para las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado se convierte en oferta para el sistema eléctrico.

En el capítulo 5 se analiza la cobertura del suministro para ambos sistemas, sin considerar posibles restricciones de la red.

En el capítulo 6 se analiza el estado de las infraestructuras actuales, las incorporaciones previstas y su repercusión en la cobertura del suministro. Para

ello se consideran posibles restricciones en la red de transporte y las consecuencias que los retrasos en la construcción de infraestructuras puedan tener en la cobertura de la demanda.

El capítulo 7 describe los costes que suponen los nuevos refuerzos de red.

El capítulo 8 desarrolla los aspectos relativos a la seguridad de suministro que contemplan las Directivas de gas y electricidad en relación con las capacidades adicionales en proyecto o construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda e insuficiencia de uno o más suministradores.

El capítulo 9 estima la repercusión que puede tener en el medio ambiente la previsión de la oferta y demanda de energía consideradas.

Por último, en los capítulos 10 y 11 se presentan las recomendaciones y conclusiones que se desprenden del presente informe.

2. Situación actual de los sistemas gasista y eléctrico

La preocupación por la seguridad de suministro energético fue el origen de la elaboración de las sucesivas ediciones del Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura por parte de esta Comisión, y del proceso de planificación de infraestructuras de transporte eléctrico y gasista llevado a cabo por el Gobierno.

La preocupación por la seguridad de suministro energético es compartida también en el contexto europeo, en el que paulatinamente se incrementa la dependencia de terceros países. Así lo demuestran las disposiciones al respecto incluidas en la Directivas sobre el mercado interior del gas (Directiva 55/2003/CE) y de la electricidad (Directiva 54/2003/CE), y la Directiva 2004/67/CE sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural. Asimismo, las futuras Directivas sobre los mercados internos de gas y electricidad, incluidas en el nuevo “tercer paquete legislativo” sobre reglas del mercado interior de energía que se haya en proceso de aprobación, establecen medidas para garantizar la seguridad en el suministro energético.

En marzo de 2006, la Comisión Europea hizo público el informe denominado “Libro Verde. Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”, donde se definen tres grandes objetivos energéticos estratégicos, entre los que se encuentra la seguridad de abastecimiento. Este objetivo persigue frenar la creciente dependencia de la UE de la energía importada, mediante la diversificación de fuentes de energías, reducción de la demanda, creación de un marco que estimule las adecuadas inversiones para hacer frente al crecimiento de demanda, mejora del equipamiento que permita atender las situaciones de emergencia, mejora de las condiciones de las empresas europeas para acceder a los recursos globales y la garantía para todos del acceso a la energía.

En relación con la seguridad de suministro de gas y electricidad, destaca en el Libro Verde la propuesta de implantación plena de los mercados interiores de gas

y electricidad. Según se señala en el mismo, esta tarea podría llevarse a cabo mediante la elaboración de un código de red europeo, el establecimiento de un organismo regulador europeo y de un centro europeo de redes de energía, la mejora de las interconexiones, la creación de un marco que estimule las inversiones, una separación de actividades más eficaz y el reforzamiento de la competitividad.

El mercado interior de la energía debe lograrse de forma que garantice la seguridad de abastecimiento y la solidaridad entre los Estados Miembros. Como posibles medidas para alcanzar este fin, el Libro Verde apunta a la revisión de la legislación comunitaria vigente sobre las reservas de petróleo y gas, la creación de un observatorio europeo del suministro energético que aumente la transparencia sobre las cuestiones relativas a la seguridad de abastecimiento en la UE, el aumento de cooperación entre operadores de redes y la posible creación de una agrupación europea oficial de operadores de redes, el establecimiento de normas comunes sobre la seguridad física de infraestructuras y un mayor grado de transparencia sobre las reservas energéticas, a nivel europeo.

Asimismo, se indica la necesidad de abrir un debate sobre la seguridad de abastecimiento y de definir una política energética exterior común.

En 2007 la Comisión Europea avanza decididamente hacia la apertura de los mercados eléctrico y gasista, en línea con las directrices marcadas en el Libro Verde. Concretamente, en el mes de septiembre presenta una propuesta de “tercer paquete legislativo” sobre el mercado interno de energía que revisa la regulación existente. La nueva regulación pretende avanzar en el establecimiento de un mercado interno que permita un suministro más seguro, a precios más competitivos y que incorpore criterios de sostenibilidad. Proyecta un escenario en el que se promueva la eficiencia energética y se garantice el acceso al mercado de las pequeñas y medianas empresas, y

en particular aquellas que invierten el sector de las energías renovables.

El “tercer paquete legislativo” fue adoptado, en Junio de 2009, por el Consejo Europeo. Comprende la modificación de las actuales Directivas sobre el mercado interior del gas (Directiva 55/2003/CE) y de la electricidad (Directiva 54/2003/CE), de los actuales Reglamentos de transporte de gas (Reglamento 1775/2005) y de las condiciones de acceso para el comercio transfronterizo de electricidad (Reglamento 1228/2003) y un nuevo Reglamento por el que se establece la Agencia para la cooperación de los reguladores energéticos, ACER.

Entre las medidas que se contemplan, cabe destacar las siguientes. Se refuerza la separación de las actividades de red de las actividades de suministro, ya sea a través de la separación de propiedad de los agentes, o mediante operadores de redes independientes. Se extiende la regulación existente a las infraestructuras de regasificación y almacenamiento y se amplían los requerimientos de transparencia. Se incrementa la independencia de los reguladores nacionales y se crea una agencia de regulación europea. Asimismo, se profundiza en la cooperación entre operadores de las redes de transporte, de forma que se faciliten no solo las condiciones de acceso e interoperabilidad de redes, sino también la planificación conjunta de las inversiones en infraestructuras relevantes dentro del ámbito del mercado europeo. Se promueve también una mayor solidaridad entre los Estados miembros, de forma que éstos tengan más posibilidades de prestarse ayuda frente a las amenazas relacionadas con el abastecimiento energético.

En este contexto, es de especial importancia citar la crisis del gas ruso acaecida el pasado invierno 2008-2009, que puso de manifiesto la necesidad de revisar los principios establecidos a nivel europeo en relación con la seguridad de suministro y ha originado el inicio de una revisión y reforma de la Directiva 2004/64/CE.

En relación con la seguridad de suministro en nuestro país, es conveniente destacar, como ya se apuntaba

en pasados informes marco, el cada vez mayor grado de interdependencia entre los sistemas gasista y eléctrico, y la importancia de la coordinación entre ambos sistemas, ya que en 2009 el sector eléctrico representó el 40% del consumo de gas, equivalente a 160.888 GWh.

La demanda del sistema eléctrico peninsular en el año 2009 alcanzó un valor de 251.305 GWh, lo cual supone un descenso del 4,6% de la demanda total de electricidad con respecto al año anterior, situándose por debajo del escenario de previsión inferior de crecimiento del Informe Marco 2009. Este notable descenso, muy ligado a la desaceleración económica, es el resultado de la acumulación de tasas negativas registradas en todos los meses del año, aunque se aprecian dos periodos diferenciados. Un periodo de fuerte caída, que finaliza en abril con el mayor descenso (un 11,8%), a partir del cual se inició una senda de descensos más moderados hasta situarse en diciembre en una tasa negativa del 2,3%. Durante 2009 se alcanzó una demanda máxima horaria de 44.400 MW, alcanzada el 13 de enero de 2009, alrededor de las 20 horas.

Por lo que se refiere al gas natural, la demanda en 2009 fue de 401.855 GWh, lo que supone un descenso de un 10,6% sobre la demanda del año 2008. Este valor se halla en consonancia con los valores previstos en el escenario central del informe marco anterior. En relación con la demanda punta invernal de gas natural, ésta tuvo lugar el 16 de diciembre de 2009, alcanzando un valor de 1.837 GWh, no superando el actual récord histórico de demanda punta, alcanzado el 17 de diciembre de 2007, con 1.863 GWh.

La interacción de los sistemas eléctrico y gasista tiene lugar debido al uso del gas natural para la generación de energía eléctrica con distintos tipos de tecnología, como es el caso de la cogeneración, las centrales mixtas de fuel/gas y los ciclos combinados. En 2009, la energía eléctrica peninsular generada en barras de central a partir de ciclos combinados de gas natural sumó 79.992 GWh representando un 31% del total de la producción eléctrica.

En consecuencia, la seguridad de suministro eléctrico va a venir afectada cada vez más por la disponibilidad de las infraestructuras de gas para suministrar combustible a las centrales de ciclo combinado, tecnología en la que se sustenta la mayor parte del incremento futuro de potencia de generación eléctrica. Esta interacción se analizará en detalle en capítulos posteriores.

Evolución de la estructura energética en España

En el año 2009, el gas natural en España registró un descenso del 0,5% respecto a su participación en la cesta de fuentes de energía primaria del año

2008, ocupando desde el año 2003 el segundo lugar en importancia después del petróleo. Así, la participación del gas natural en el balance de energía primaria en 2009 alcanza el 23,80%. Del resto de energías primarias, el carbón, decrece un 1,7%, y la nuclear desciende un 0,2% a su vez el petróleo aumenta un 1,1% en relación a su peso en 2008 y las renovables aumentan un 1,3%. El peso del consumo del gas natural como energía final, disminuye su participación durante 2009 en un 0,5% (ver figuras 2.1.1 y 2.1.2).

En 2009 la electricidad representó el 21,4% de la energía final consumida, siendo ésta la segunda fuente en importancia como energía final de nuestro país, tras los productos derivados del petróleo.

Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	E. Renovables
1994	18,40%	53,50%	6,70%	14,80%	6,50%
1995	18,30%	54,00%	7,40%	14,30%	5,60%
1996	15,40%	54,60%	8,30%	14,50%	7,20%
1997	16,40%	53,50%	10,30%	13,40%	6,50%
1998	15,70%	54,00%	10,30%	13,50%	6,30%
1999	17,20%	52,80%	11,30%	12,80%	5,40%
2000	17,30%	51,70%	12,20%	13,00%	5,60%
2001	15,30%	52,20%	12,80%	13,00%	6,50%
2002	16,50%	51,20%	14,20%	12,40%	5,30%
2003	14,90%	50,90%	15,60%	11,80%	6,60%
2004	14,80%	50,00%	17,40%	11,70%	6,30%
2005	14,60%	49,60%	19,90%	10,30%	5,70%
2006	12,80%	49,10%	21,00%	10,90%	6,40%
2007	13,80%	48,30%	21,50%	9,80%	7,00%
2008	9,80%	47,70%	24,30%	10,70%	7,50%
2009	8,10%	48,80%	23,80%	10,50%	8,80%

Figura 2.1.1: Estructura del consumo de energía primaria en España. Fuente: CORES-MITYC

Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	E. Renovables
1994	4,30%	64,80%	8,20%	17,40%	5,30%
1995	3,70%	65,10%	9,10%	17,30%	4,80%
1996	3,30%	64,80%	9,90%	17,30%	4,70%
1997	3,00%	64,70%	10,50%	17,20%	4,50%
1998	3,10%	64,10%	11,60%	17,10%	4,20%
1999	3,00%	62,40%	12,70%	17,80%	4,10%
2000	2,80%	61,60%	13,60%	18,10%	3,90%
2001	2,70%	61,00%	14,10%	18,40%	3,80%
2002	2,60%	60,30%	14,80%	18,60%	3,80%
2003	2,40%	59,60%	15,50%	18,90%	3,60%
2004	2,30%	59,00%	16,10%	19,00%	3,60%
2005	2,30%	57,80%	17,00%	19,50%	3,60%
2006	2,20%	58,20%	15,70%	20,60%	3,40%
2007	2,30%	57,10%	16,40%	20,40%	3,70%
2008	2,20%	56,50%	16,30%	20,90%	4,10%
2009	1,60%	56,40%	15,80%	21,40%	4,80%

Figura 2.1.2: Estructura del consumo de energía final en España. Fuente: CNE-CORES- MITYC (SGE)

2.1. Estado actual del sistema de gas natural

El sector del gas natural en España ha experimentado en los últimos años cambios relevantes en su estructura y funcionamiento, motivados esencialmente por los principios liberalizadores establecidos en las Directivas Europeas que propugnan la apertura de los mercados a la competencia entre operadores, en beneficio de los consumidores y que se incorporaron y desarrollaron en la legislación española a partir de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Durante 2007 se avanzó un paso más en este sentido, con la publicación de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Si bien la mayor parte de las disposiciones de la Directiva ya estaban incluidas en nuestro ordenamiento jurídico, dicha Ley profundizó en la separación jurídica y funcional de las denomina-

das actividades de red, de las actividades de producción y suministro, eliminando la posible competencia entre los distribuidores y comercializadores en el sector de suministro, con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de una tarifa de último recurso.

El hecho más relevante del sector gasista en 2008 fue la desaparición del suministro a tarifa y el comienzo del suministro de último recurso. En aplicación de la Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural, el 1 de julio de 2008 los consumidores que estaban siendo suministrados por empresas distribuidoras en régimen de tarifa regulada, sin haber elegido aún una empresa comercializadora, pasaron a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la compañía distribuidora. Por ello, en dicha fecha se traspasaron casi cuatro millones de clientes del suministro a tarifa al suministro de último recurso.

Durante 2009 se aprobó la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio cuyo artículo 19 modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Esta ley supone un avance en la liberalización de las condiciones de acceso a la prestación de servicios en diversos ámbitos económicos y su aplicación modifica ciertos aspectos de esta reglamentación sobre el sistema gasista,

También en 2009 es reseñable la publicación del Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador, y la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. Además, se publicaron las diversas resoluciones y órdenes Ministeriales que determinan la retribución de las actividades reguladas, las tarifas de gas natural y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros.

La demanda de gas se clasifica en dos grandes mercados, el mercado convencional, que agrupa los suministros de gas destinados al consumo residencial, al sector servicios y al sector industrial; y el mercado eléctrico, que agrupa los suministros de gas destinados a la generación en centrales eléctricas. El consumo de gas se reparte geográficamente entre las distintas Comunidades Autónomas de un modo hete-

rogéneo, como consecuencia del diferente grado de desarrollo de las redes de transporte y distribución, así como de las diferentes necesidades relacionadas con el mercado doméstico, industrial y eléctrico. A partir del año 2002, los mayores crecimientos del consumo de gas se producen en las provincias en las que han ido entrando en funcionamiento los nuevos ciclos combinados.

En el año 2008 se culmina el proceso de liberalización del mercado de gas natural, en el que concurren en competencia numerosas comercializadoras.

2.1.1.1 Evolución de la demanda

El consumo de gas natural en España se situó durante el año 2009 en 402.544 GWh, registrando un decremento del 10,8% respecto al año 2008. Es la primera contracción experimentada en el consumo anual de gas natural en España. Este descenso, debido fundamentalmente a la crisis financiera que ha afectado a la economía mundial, es especialmente acusado en el caso del gas consumido para generación eléctrica, que ha decrecido en un 14,3% con respecto a 2008. Por su parte, la demanda convencional ha experimentado una reducción del 1,7% respecto al año anterior, acusando el mismo efecto de la desaceleración económica, especialmente en el sector industrial, donde la demanda se ha contraído en un 9,2%.

	GWh				Variación (%)			
	2006	2007	2008	2009	06/05	07/06	08/07	09/08
Demanda Total	391.435	408.298	449.684	402.544	4,1%	4,3%	10,1%	-10,5%
Demanda Convencional	256.777	266.286	261.663	241.437	-3,0%	3,7%	-1,7%	-7,7%
Demanda de Generación eléctrica	134.658	142.012	188.021	161.107	21,1%	5,5%	32,4%	-14,3%
% Demanda Convencional	66%	65%	58%	60%				
% Demanda Generación eléctrica	34%	35%	42%	40%				

Figura 2.1.3: Evolución de la demanda de gas natural en España. Fuente: ENAGAS-GTS y CNE

La demanda punta nacional en el año 2009 se ha alcanzado el 16 de diciembre, día en que se consumieron 1.735 GWh, y es inferior a la punta de demanda histórica, de 1.863 GWh, registrada el 17 de diciembre de 2007.

Desde el año 2002, la estructura de tarifas y peajes clasifica a los consumidores de gas por niveles de presión, y dentro de cada nivel de presión, por volumen de consumo. En general, los suministros a presión inferior a 4 bar (grupo 3) corresponden a consumidores

doméstico-comerciales, mientras que los suministros de los grupos 1 y 2, en presión superior a 4 bar, corresponden a usos industriales y otros grandes consumidores, como las centrales de generación eléctrica. Además, existen algunos clientes y redes de distribución no conectadas con la red de transporte, en las que el suministro se realiza a través de camiones cisterna que alimentan plantas satélite de gas natural licuado.

La figura 2.1.4 muestra la demanda por grupo de peaje y escalón de consumo:

	2008		2009	
	GWh	% sobre total	GWh	% sobre total
Consumo de gas por nivel de presión	413.527	91,7%	374.783	93,1%
Grupo 3. Suministro a P < 4 bar	63.171	14,0%	60.277	15,0%
Grupo 2. Suministro a 4 bar < P < 60 bar	157.204	34,8%	135.155	33,6%
Grupo 1. Suministro a P > 60 bar	193.153	42,8%	179.350	44,6%
Peaje interrumpible (Grupo 4)	24.332	5,4%	13.424	3,3%
Tarifa de Materia Prima	5.046	1,1%	4.875	1,2%
GNL en cisternas para clientes con planta satélite propia	8.212	1,8%	9.463	2,4%
DEMANDA AGREGADA	451.117	100%	402.544	100%

Figura 2.1.4. Demanda de gas natural por grupo de peaje y nivel de consumo. Fuente: CNE

A continuación se analiza la evolución de la demanda de gas para el mercado convencional y para el mercado eléctrico, que evolucionan de forma muy diferente y requieren un análisis particularizado.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA CONVENCIONAL

El mercado convencional agrupa los suministros de gas destinados al consumo residencial, al sector servicios y al sector industrial.

El consumo convencional de gas natural en España durante el año 2009 se situó en 241.437 GWh. Esta cifra supuso una disminución de la demanda convencional respecto al año 2008 del 7,7%, mucho más sensible que la ya experimentada el año anterior:

	GWh				Variación (%)			
	2006	2007	2008	2009	06/05	07/06	08/07	09/08
Demanda Convencional	256.777	266.286	261.663	241.437	-3,0%	3,7%	-1,7%	-7,7%
<i>Conectado a Red Básica</i>	247.984	256.533	253.451	231.974	-3,1%	3,4%	-1,2%	-8,5%
<i>Conectado a Planta Satélite</i>	8.793	9.753	8.212	9.463	0,6%	10,9%	-15,8%	15,2%

Figura 2.1.5: Evolución de la demanda convencional. Fuente: ENAGAS, CNE y Distribuidoras

Demanda del mercado doméstico comercial (grupo 3)

El consumo del grupo 3, que en general se corresponde con el segmento doméstico y comercial, representó en el año 2009 el 14% de la demanda convencional. Uno de sus usos fundamentales es el de

calefacción, motivo por el cual tres cuartas partes del consumo en este grupo tiene lugar entre los meses de octubre a marzo, estando su comportamiento fuertemente correlacionado con la temperatura. En la figura 2.1.6 muestra cómo la elevada estacionalidad del consumo del grupo 3 marca de manera clara la evolución de la demanda convencional:

Evolución del consumo en el mercado convencional

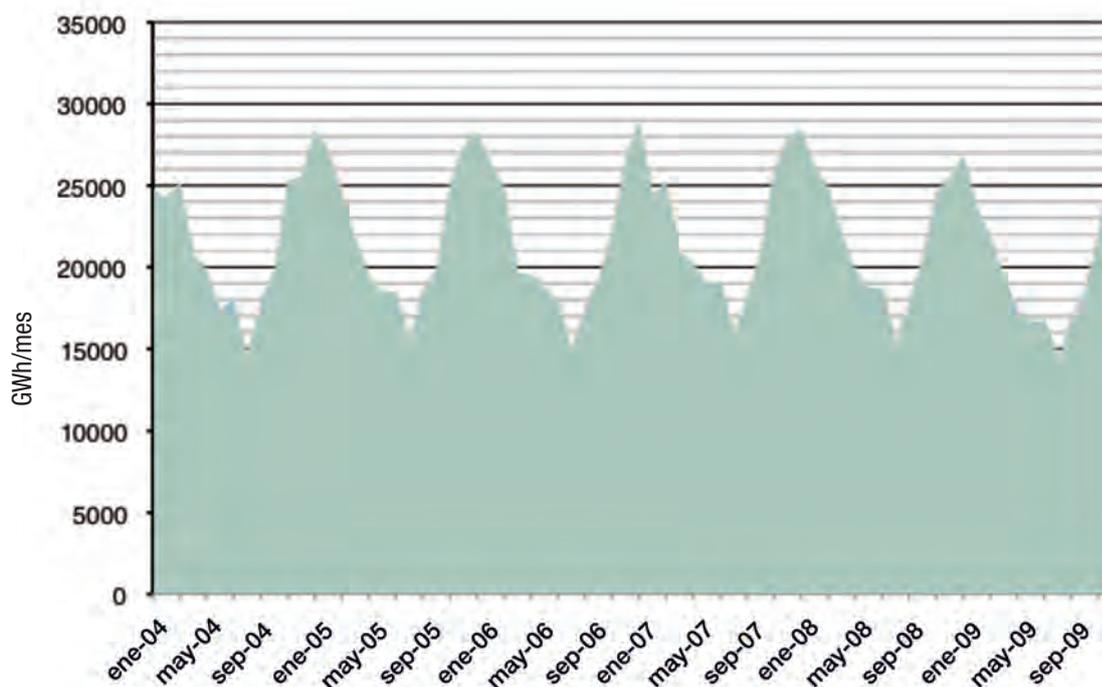


Figura 2.1.6: Influencia de la estacionalidad del consumo en el Grupo 3 en la demanda convencional. Fuente: Enagas y CNE

La figura 2.1.7 muestra de forma cualitativa el consumo unitario medio de gas por cliente del Grupo 3 en las distintas provincias y Comunidades Autónomas en el año 2009.

Se puede observar que las comunidades con un mayor consumo unitario de gas natural son Navarra, Castilla y León y Aragón. En general la zona norte e interior de España presenta consumos por cliente superiores o cercanos a la media nacional, mientras que la zona del mediterráneo y el sur peninsular, los consumos por cliente más bajos.

Los consumos unitarios varían desde los 4,0 MWh / cliente y año de la provincia de Cádiz hasta los 18,9 MWh / cliente y año de la provincia de Segovia, siendo la media nacional de unos 9,3 MWh / cliente y año.



Figura 2.1.7: Consumo unitario de gas por cliente por provincia. Fuente: CNE

La extensión del suministro de gas natural en el mercado doméstico se ve reflejada por el crecimiento en el número de clientes totales, que fue en 2009 de 123.798 clientes, alcanzándose en diciembre de dicho año un total de 7.054.348 clientes de gas natural, de los cuales 7.049.103 (un 99,92%) pertenecen al grupo 3.

El incremento de clientes en 2009 es sensiblemente inferior – aproximadamente la mitad – al crecimiento medio de los últimos cuatro años, que es de 249.000 clientes/año. En este periodo, el número de clientes domésticos de gas natural ha crecido en aproximadamente un millón de clientes.

En relación con la extensión del suministro de gas natural por la geografía nacional, el número de municipios con acceso al gas natural continúa incrementándose, habiendo crecido más de un 20% en los últimos 4 años, a un ritmo de unas 60 nuevas poblaciones con acceso al gas natural al año, en paralelo con la extensión de las redes de transporte y distribución.

La figura siguiente muestra la evolución del número de clientes y municipios con gas natural – o manufacturado – desde el año 2005 hasta el año 2009.

						Variación (%)							
						2006/05		2007/06		2008/07		2009/08	
	2005	2006	2007	2008	2009	Abs.	%	Abs.	%	Abs.	%	Abs.	%
Nº clientes Doméstico-comercial (miles)	6.053	6.411	6.737	6.926	7.049	358	5,9%	326	5,1%	189	2,8%	124	1,8%
Nº municipios con suministro de gas natural / manufacturado	1.204	1.248	1.325	1.409	1.450	44	3,7%	77	6,2%	84	6,3%	41	2,9%

Figura 2.1.8: Número de clientes doméstico-comerciales y municipios con gas. Fuente: CNE y SEDIGAS.

Demanda del mercado industrial

Además de los usos energéticos del gas natural en los diferentes sectores industriales, tiene especial relevancia el consumo de gas para cogeneración y, en menor medida, para la producción de amoníaco.

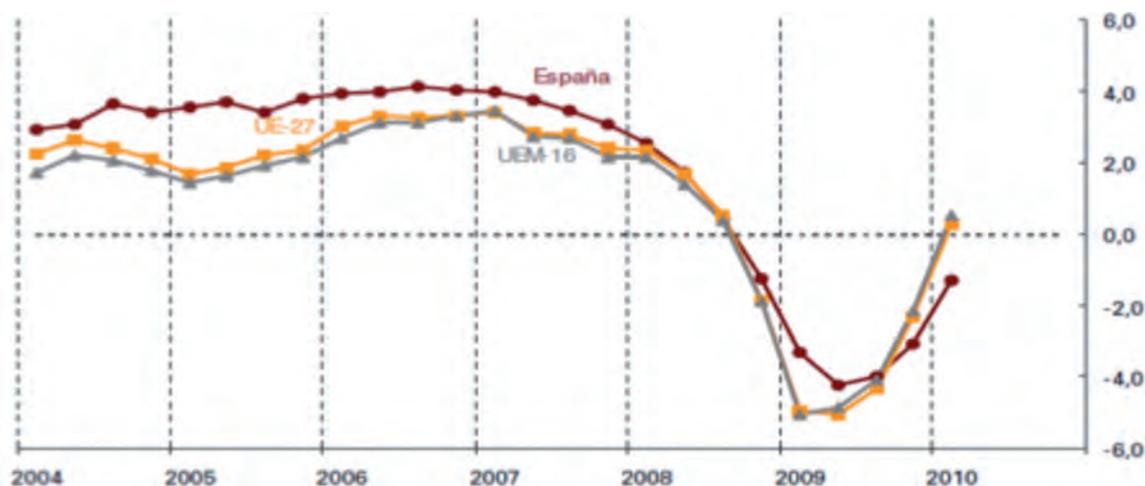
La demanda de gas del sector industrial presenta una estacionalidad mucho menos acusada que la demanda doméstica, y por el contrario, es algo más sensible a las variaciones en el precio del gas y a la actividad económica, en el medio plazo.

En relación con la situación de la economía, como ilustra la figura 2.1.9 en 2009 la crisis económico-financiera alcanzó su pleno efecto, plasmándose el cambio de tendencia, que ya comenzó en el último trimestre de 2008, en el PIB y el índice de producción industrial, que pasaron de un crecimiento sostenido en los años anteriores a presentar tasas de variación interanual negativas. El PIB se contrajo hasta un -3,7% en este año y el índice de producción industrial bajó de forma abrupta un -15,5%.

Año	(Variación anual %)	Índice de Producción Industrial (Variación anual %)
2005	3,6	0,4
2006	4,0	3,7
2007	3,6	2,5
2008	0,9	-7,0
2009	-3,7	-15,5

Producto Interior Bruto

tasas de variación interanual



volumen encadenado referencia 2000

Figura 2.1.9. Evolución del PIB y del índice de producción industrial. Fuente: INE

Inevitablemente, la demanda de gas en el segmento industrial se ha visto fuertemente afectada por esta contracción de la economía y de la producción industrial, habiendo sufrido un descenso de un 9,2% en el año 2009 con respecto a 2008. Esta caída se apre-

cia claramente en el gráfico siguiente, que muestra la evolución del consumo en los grupos 1 y 2 desde el año 2005. Los consumos mensuales del año 2009 vuelven a valores similares a los del año 2007:

Consumo Grupos 1 y 2 (GWh)

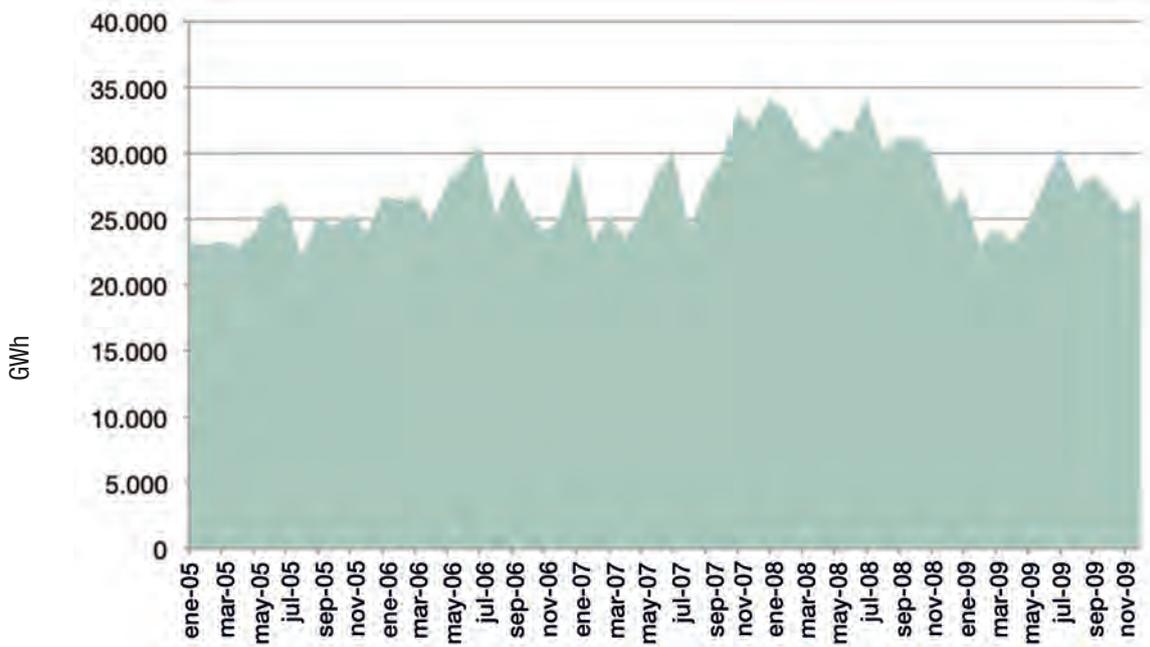


Figura 2.1.10: Evolución de la demanda de los grupos 1 y 2 en 2005-2009. Fuente: CNE

Por lo que se refiere al número de clientes industriales, éste se ha visto reducido progresivamente entre 2005 y 2009 (figura 2.1.11). Y ello a pesar del crecimiento de los consumidores de gas para generación eléctrica (centrales de ciclo combinado a gas natu-

ral), producido principalmente entre 2005 y 2007, y que se ha estabilizado en los dos últimos años. Por su importancia en la demanda de gas, el análisis del consumo de gas para generación eléctrica se analiza en un apartado específico.

						Variación (%)			
	2005	2006	2007	2008	2009	06/05	07/06	08/07	09/08
Industriales	5.087	5.076	5.061	4.946	4.847	-0,2%	-0,3%	-2,3%	-2,0%
Convencionales	5.057	5.038	5.008	4.892	4.791	-0,4%	-0,6%	-2,3%	-2,1%
Generación eléctrica	30	38	53	54	56	26,7%	39,5%	1,9%	3,7%

Figura 2.1.11: Evolución del número de clientes industriales. Fuente: ENAGAS y CNE

La demanda de gas natural como materia prima para la fabricación de amoníaco representó en 2009 un 2,0% de la demanda convencional. En los últimos años se ha mantenido constante, en torno a 5.000 GWh/año. Con fecha 31 de diciembre de 2009 ha dejado de ser aplicable el peaje específico para este tipo de consumidores – peaje temporal de materia prima – que fue existía desde el año 2007. Desde el 1 de enero de 2010 no se contempla en la normativa vigente un trato diferenciado respecto del resto de consumidores industriales.

En 2009, el 3,9% de la demanda convencional se suministró desde plantas satélite en forma de GNL a puntos de consumo no conectados al sistema de transporte. La figura 2.1.5 contiene la cantidad de GNL suministrado a plantas satélite de consumidores

finales. Los suministros por planta satélite a través de redes de distribución se incluyen en el gas canalizado. El crecimiento de este mercado se ha visto limitado en ocasiones por la saturación de la capacidad de carga de cisternas en las plantas de regasificación.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Dentro del mercado de generación eléctrica se puede distinguir, en función de las tecnologías de generación, entre centrales térmicas convencionales y centrales de ciclo combinado. En el año 2009, el consumo de gas natural para generación eléctrica descendió un 14,3% con respecto al año anterior, alcanzando los 161.107 GWh.

GWh	GWh						Variación (%)				
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	05/04	06/05	07/06	08/07	09/08
Térmicas convencionales	12.576	12.441	6.061	2.471	3.416	1.922	-1,1%	-51,3%	-59,2%	38,2%	-43,7%
Ciclos combinados	54.095	98.729	128.597	139.541	184.605	159.185	82,5%	30,3%	8,5%	32,3%	-13,8%
Térmicas convencionales Generación eléctrica	66.671	111.170	134.658	142.012	188.021	161.107	66,7%	21,1%	5,5%	32,4%	-14,3%
% Demanda de Generación eléctrica s/ Demanda total	21%	30%	34%	35%	42%	40%					

Figura 2.1.12: Evolución de la demanda de gas para generación eléctrica. Fuente: ENAGAS y CNE

Esta sensible caída en el consumo de gas para generación eléctrica ha venido provocada por la disminución de la demanda de electricidad en 2009, que ha sido de 252.772 GWh, un 4,5% inferior a la de 2008, también como consecuencia de la menor demanda energética producto de la crisis. La generación eléctrica mediante gas natural, que con todo representa el 29% de la cesta de generación eléctrica, se ha visto afectada también por dos factores:

- La mayor producción hidroeléctrica en el año 2009, aumentando 2 puntos porcentuales con respecto a 2008.
- El incremento de la producción eólica hasta el 14% del mix de generación (un 11% en 2008), lo que re-

percute en una disminución del hueco térmico para el gas natural.

A pesar de la caída en 2009, el consumo de gas para generación eléctrica continúa representando una parte muy importante del consumo total de gas, aproximadamente un 40%, habiendo crecido cerca de un 150% desde 2004.

Durante el ejercicio 2009 se han incorporado al parque de generación eléctrica las centrales de ciclo combinado de Escatrón (fases 1 y 2), con 274,6 MW de potencia neta, y Málaga, con una potencia de 433 MW, con lo que a finales de año 2009 se dispone de 56 grupos de generación de ciclo combinado. Por otra

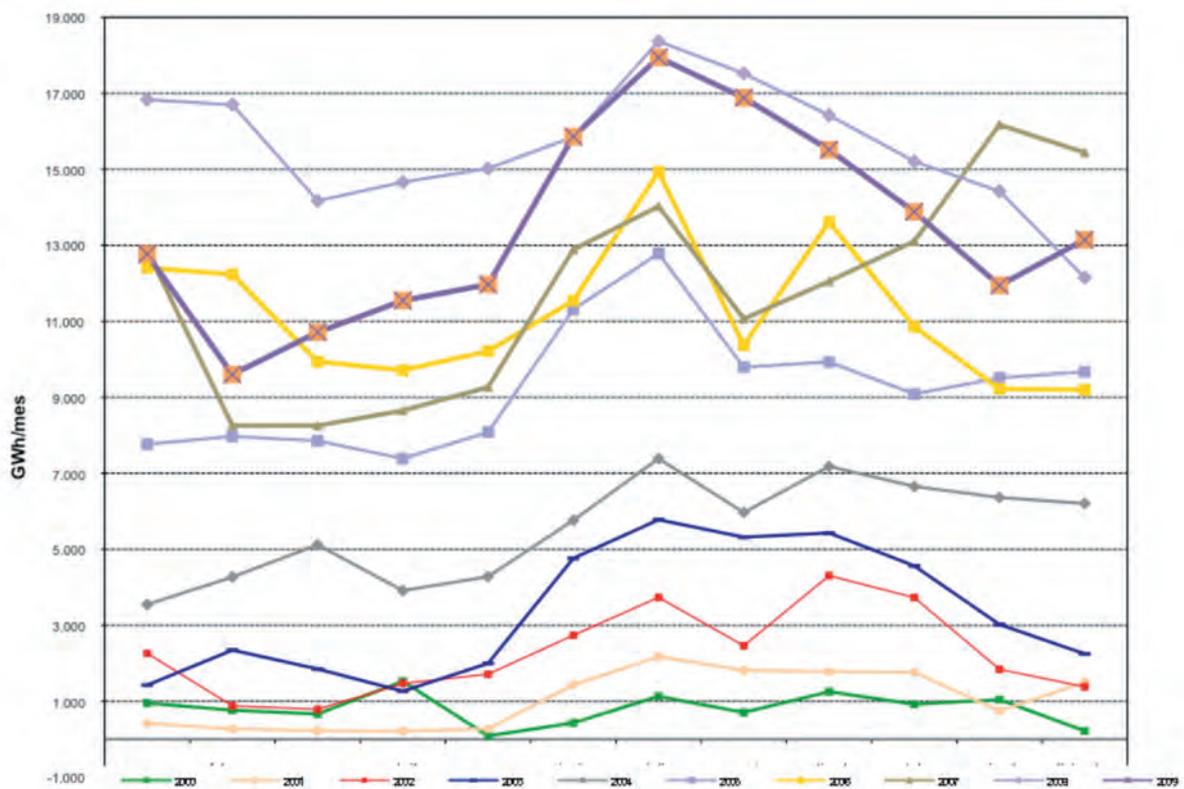
parte, el factor de utilización medio de los CTCC descendió pasando del 52% en 2008 a un 42% en 2009.

El 2 de julio de 2009 se alcanza el récord de entregas de gas al sector eléctrico con 742 GWh, inferior al del año anterior (754 GWh). Este día el factor de utilización de los ciclos fue del 67% y esta tecnología tuvo un peso en la cesta de generación eléctrica del 53%.

La contribución de las centrales convencionales a la demanda de gas en 2009 continúa siendo minoritaria,

representando su consumo tan sólo un 1,2% del gas total consumido para generación eléctrica. Su desplazamiento frente a las centrales de ciclo combinado más eficientes se debe a su menor eficiencia y a su mayor coste de generación, sobre todo de la tecnología fuel-gas. En general, las centrales de tecnología fuel-gas funcionan para cubrir las puntas de demanda eléctrica o en los mercados de operación gestionados por Red Eléctrica para solucionar restricciones técnicas de red.

Evolución de la Demanda de Gas para Generación Eléctrica



La demanda de gas natural por Comunidades Autónomas

LA DEMANDA DE GAS NATURAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

El 56,5% de la demanda total de gas natural en el año 2009 se concentró en cuatro Comunidades Autónomas: Cataluña (18,6%), Andalucía (16,2%), Comunidad Valenciana (11,2%) y País Vasco (10,5%). Estas mismas Comunidades Autónomas fueron las que habían concentrado la mayor parte de la demanda en el año 2008 (56% del total).

En comparación con el año 2008, la mayor parte de las Comunidades Autónomas han visto reducido su consumo, siendo las comunidades de La Rioja (-40,7%), Murcia (-25,0%) y Galicia (-21,2%) las que han sufrido las mayores caídas. En el lado opuesto figura la comunidad autónoma de Asturias, cuyo consumo en 2009 ha sido un 46,5% mayor que en 2008, como consecuencia del consumo de la central

de ciclo combinado de Soto de Ribera, que inició su operación comercial a mediados del año 2008.

Además de Asturias, las únicas comunidades autónomas que han incrementado su consumo en el año 2009 han sido Baleares (+7,0%), Aragón (+1,9%) y Castilla La Mancha (+0,8%).

(En MWh)	2008		2009		Variación 2009 s/ 2008	
	Total	Total	ABS	%		
CCAA						
ANDALUCÍA	75.638.002	65.097.952	-10.540.050	-13,9%		
ARAGÓN	27.636.947	28.153.567	516.620	1,9%		
ASTURIAS	6.942.934	10.174.239	3.231.305	46,5%		
BALEARES	567.467	607.436	39.969	7,0%		
CANTABRIA	7.932.862	7.474.525	-458.337	-5,8%		
CASTILLA LA MANCHA	18.925.832	19.074.019	148.187	0,8%		
CASTILLA Y LEÓN	22.388.131	21.655.118	-733.013	-3,3%		
CATALUÑA	80.168.972	74.909.806	-5.259.167	-6,6%		
EXTREMADURA	1.596.300	1.962.532	366.232	22,9%		
GALICIA	16.950.205	13.354.831	-3.595.375	-21,2%		
LA RIOJA	8.897.219	5.275.305	-3.621.913	-40,7%		
MADRID	27.009.588	24.268.252	-2.741.335	-10,1%		
MURCIA	38.542.751	28.913.312	-9.629.439	-25,0%		
NAVARRA	15.602.436	14.208.089	-1.394.347	-8,9%		
PAÍS VASCO	42.569.139	42.444.714	-124.425	-0,3%		
COM. VALENCIANA	51.536.525	44.970.483	-6.566.042	-12,7%		
CANARIAS	-	-	-	-		
CEUTA	-	-	-	-		
MELILLA	-	-	-	-		
GNL en Cisternas para Clientes con Planta Satélite Propia	8.211.752	-	-	-		
TOTAL ESPAÑA	451.117.062	402.544.181	-48.572.881	-10,77%		

Figura 2.1.14: Consumo de gas natural por CCAA. Fuente: CNE

Atendiendo a la distribución del consumo por segmentos – industrial, generación eléctrica y doméstico-comercial – las comunidades con mayor consumo industrial en términos absolutos son Cataluña, Andalucía, Comunidad Valenciana, País Vasco y Castilla y León, absorbiendo entre todas ellas el 66 % del consumo industrial en España.

En cuanto al consumo para generación eléctrica, las comunidades donde es mayor en términos absolutos son Andalucía (22,0% del total), la Comunidad Valenciana (13,5%) y Cataluña (13,2%).

Si se observa de forma conjunta el peso del consumo industrial y de generación dentro de cada CC.AA., en Murcia, Aragón, Valencia, Andalucía y Castilla La Mancha ambos segmentos suponen más del 90% del consumo de gas natural.

Los mayores valores de consumo doméstico-comercial (grupo 3) se concentran en Cataluña y Madrid, comunidades que absorben el 54% del consumo total en España de este grupo. En Madrid el consumo doméstico representa el 69 % del total, frente a una media del 15 % a nivel nacional.

(En MWh)	2008		2009		Variación 2009 s/ 2008	
	Total	Total	ABS	%		
CCAA						
ANDALUCÍA	35.693.695	27.608.471	1.795.786	65.097.952		
ARAGÓN	13.284.924	12.384.281	2.484.362	28.153.567		
ASTURIAS	2.813.745	5.472.304	1.888.190	10.174.239		
BALEARES	0	63.398	544.038	607.436		
CANTABRIA	0	6.482.581	991.943	7.474.525		
CASTILLA LA MANCHA	7.744.870	9.484.795	1.844.354	19.074.019		
CASTILLA Y LEÓN	0	16.192.910	5.462.208	21.655.118		
CATALUÑA	21.201.258	37.947.988	15.760.559	74.909.806		
EXTREMADURA	0	1.456.507	506.025	1.962.532		
GALICIA	6.275.481	5.600.955	1.478.394	13.354.831		
LA RIOJA	3.637.224	747.215	890.866	5.275.305		
MADRID	0	7.527.841	16.740.411	24.268.252		
MURCIA	20.866.799	7.495.164	551.349	28.913.312		
NAVARRA	7.480.678	4.736.326	1.991.085	14.208.089		
PAÍS VASCO	20.349.660	17.507.408	4.587.646	42.444.714		
COM. VALENCIANA	21.758.686	20.451.646	2.760.151	44.970.483		
CANARIAS	0	0	0	0		
CEUTA	0	0	0	0		
MELILLA	0	0	0	0		
TOTAL ESPAÑA	161.107.020	181.159.792	60.277.370	402.544.181		

Figura 2.1.15: Consumo de gas natural por segmentos en las CCAA. Fuente: CNE

En la figura 2.1.16 se muestra la ubicación de los ciclos combinados y centrales térmicas de generación eléctrica por comunidades autónomas, y la demanda de los mismos por en el año 2009.

CCAA	Nº CTCC (ciclos combinados)	Nº CT (térmicas convencionales)	Consumo (GWh)
Andalucía	13	1	35.693.695
Aragón	6	1	13.284.924
Castilla-La Mancha	2	2	7.744.870
Cataluña	6	3	21.201.258
Galicia	3	0	6.275.481
La Rioja	2	0	3.637.224
Murcia	8	0	20.866.799
Navarra	3	0	7.480.678
País Vasco	5	1	20.349.660
Com. Valenciana	7	0	21.758.686
Asturias	1	0	2.813.745
TOTAL	56	8	161.107.020

Figura 2.1.16: Consumo de gas natural para Generación Eléctrica por CCAA. Fuente: ENAGAS

2.1.1.2 Demanda interrumpible

Además de la capacidad de almacenamiento – subterráneo y en tanques de GNL –, una de las herramientas de flexibilidad de las que dispone el sistema gasista es la gestión de la demanda, a través de los contratos interrumpibles con los clientes, a cambio de un menor precio o peaje. Los consumos acogidos a la interrumpibilidad tienen como ventaja adicional que se exime a sus suministradores del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad por estos consumos.

La interrumpibilidad acordada en estos contratos puede aplicarse en las situaciones en las que existe un equilibrio muy ajustado entre la oferta y la demanda de gas natural, como por ejemplo en los casos de incrementos abruptos no previsibles en la demanda de gas (olas de frío), en casos de interrupción imprevista de la oferta de gas (fallo de una instalación, interrupción de la cadena de aprovisionamiento, etc), o en caso de infraestructuras de transporte saturadas.

La Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista establecía dos tipos o modalidades de interrumpibilidad.

a) Interrumpibilidad comercial

Se instrumenta a través de contratos entre el consumidor final y el comercializador en condiciones libremente pactadas. Los consumidores que sean instalaciones de generación eléctrica sólo podrán firmar contratos de interrumpibilidad comercial de duración máxima anual y previa autorización del Operador del Sistema Eléctrico.

b) Peaje interrumpible

Se instrumenta a través de un convenio entre el consumidor final, el comercializador y el Gestor Técnico

del Sistema Gasista, con el objeto de resolver situaciones de falta de gas en el sistema que sean consecuencia de incidentes imputables a las infraestructuras involucradas en la cadena de aprovisionamiento.

La Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, introdujo, a través de su artículo 12, un peaje de acceso a las instalaciones gasistas en la modalidad interrumpible.

Además, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona expresado en MWh/día.

De acuerdo con la Resolución de 8 de septiembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, las necesidades máximas de capacidad interrumpible para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2008 y el 30 de septiembre de 2009 eran de 50 GWh/día de interrumpibilidad tipo «A» (5 días/año de interrupción) y 100 GWh/día de interrumpibilidad tipo «B» (10 días/año de interrupción). La Resolución de 15 de julio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, modificó ligeramente las necesidades máximas de capacidad interrumpible para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2009 y el 30 de septiembre de 2010, estableciendo unas necesidades de 45 GWh/día de interrumpibilidad tipo «A» y 105 GWh/día de interrumpibilidad tipo «B». Esta resolución actualizó también la relación de zonas y gasoductos saturados a los que se dirigía la oferta de asignación de interrumpibilidad.

Como resultado de los procesos de asignación de peaje interrumpible, resultó la asignación de peaje interrumpible a 19 consumidores para el periodo del 1 de octubre de 2008 y el 30 de septiembre de 2009, y a 17 consumidores para el periodo del 1 de octubre de 2009 y el 30 de septiembre de 2010, cubriendo el total de necesidades de interrumpibilidad establecidas en el periodo.

El volumen de consumo acogido a peajes interrumpibles en el año 2009 fue de 22.377 GWh, representando el 5,6% del mercado de gas en España,

en términos de energía. Además el volumen de consumo acogido a interrumpibilidad comercial fue de 10.183 GWh (2,5% de de la demanda total):

	Consumo anual (GWh /año)	Máximo consumo diario
Consumo firme	369.984	Sin datos
Consumo a peaje interrumpible	22.377	150 GWh/día
Interrumpibilidad comercial	10.183	Sin datos
Total	402.544	1.735 GWh/día

Figura 2.1.17: Consumo firme, consumo a peaje interrumpible e interrumpibilidad comercial en 2009. Fuente: ENAGAS y CNE

2.1.1.3 Evolución de la liberalización del Mercado de gas

La libertad de elección de suministrador se inició en el año 1998 para los grandes consumidores, extendiéndose progresivamente hasta permitir la libre elección a todos los consumidores desde el 1 enero de 2003.

El 1 de julio de 2008 culminó el proceso de liberalización plena del sector gasista en España. Como

se puede observar en la figura 2.1.18, el mercado minorista de gas natural ha experimentado desde el año 1999 una transición progresiva del suministro regulado al suministro liberalizado, hasta alcanzar en el año 2009 un 100% del consumo en este mercado, suministrados por alguno de los 20 comercializadores activos en el mercado minorista, de los cuales 17 tienen cuotas significativas en el sector industrial y 4 en el doméstico-comercial.

Evolución de las ventas de gas natural en España

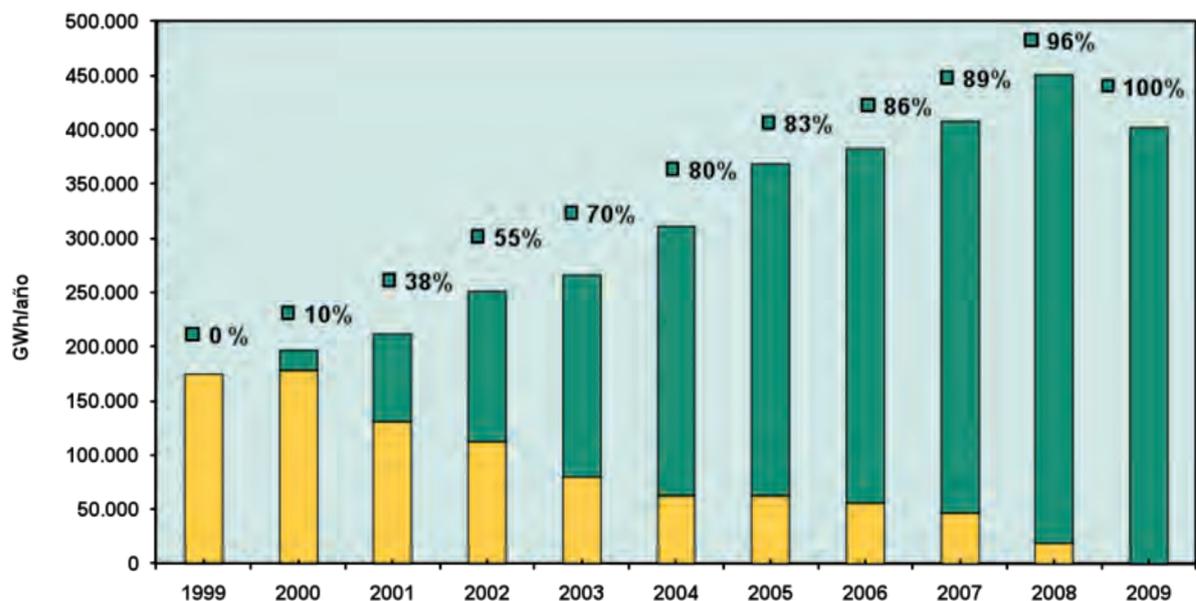


Figura 2.1.18: Evolución del proceso de liberalización del mercado minorista del gas natural por consumo desde el año 1999 hasta el año 2009. Fuente: CNE

El gráfico 2.1.19 muestra que el mercado minorista de gas natural ha experimentado desde el año 2002 una transición lenta del traspaso de clientes en el mercado regulado al liberalizado. En 2008 la cuota del número de clientes en el mercado liberalizado es de 98,7%, debido a la transferencia con efectos el 1 de julio de 2008 al mercado liberalizado de cerca

de cuatro millones de clientes desde el suministro regulado motivado por la Orden ITC/2309/2007. A 31 de diciembre de 2009, todos los consumidores de gas natural en España se encuentran suministrados a través de un comercializado (incluidos los de último recurso):

Evolución del número de clientes de gas natural en España

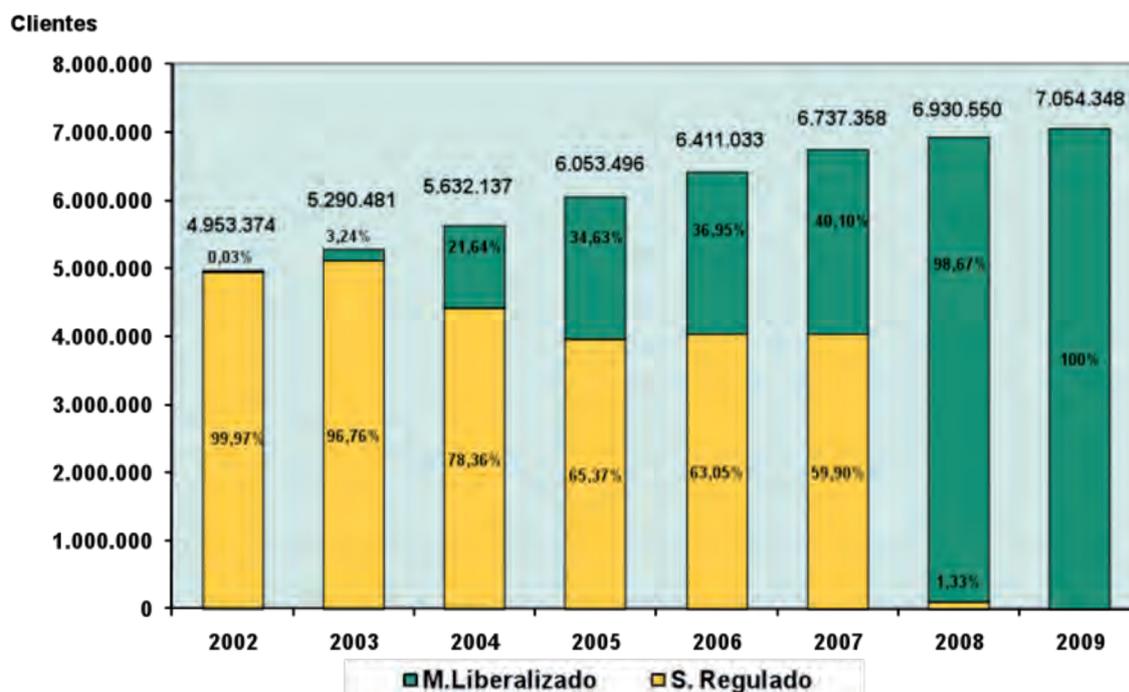


Figura 2.1.19: Evolución del proceso de liberalización del mercado minorista del gas natural por número de clientes desde el año 2002 hasta el año 2009. Fuente: CNE

2.1.1.4 Desaparición de las tarifas reguladas y establecimiento de la tarifa de último recurso

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, suprime, en el año 2008, el sistema tarifario de gas natural y prevé el establecimiento de una Tarifa de Último Recurso. Esta tarifa es el precio que pueden cobrar los llamados Comercializadores de Último Recurso a los consumidores con derecho a acogerse a la misma, que son desde el 1 de julio de 2009 todos aquellos consumidores conectados a gasoductos de presión menor o igual a 4 bar con un consumo inferior a 50.000 kWh/

año. En este grupo de consumidores están incluidos todos los consumidores domésticos de gas.

El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de gas natural. El Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, designa como suministradores de último recurso a las siguientes empresas comercializadoras de gas: Endesa Energía, S.A.; Gas Natural Servicios, S.A.; Iberdrola, S.A.; Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U. y Unión Fenosa Comercial, S.L. Estas empresas han ido segregando desde entonces el suministro de gas a consumidores a tarifa de último recurso en sociedades constituidas expresamente para ello.

De acuerdo con la Orden ITC/2309/2007, a partir del 1 de julio de 2008, los consumidores que estaban siendo suministrados por una empresa distribuidora en el régimen de tarifa regulada, sin haber elegido una empresa comercializadora, pasaron a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora. A partir de ese momento, se entienden automáticamente extinguidos los contratos de suministro a tarifa realizados entre los distribuidores y los consumidores.

Las tarifas de último recurso se actualizan trimestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas.

A partir del 1 de julio de 2008 se ha reducido progresivamente el número de consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso. Esta reducción ha afectado sólo a grandes consumidores, en función del volumen de consumo anual de gas, de acuerdo con el siguiente calendario:

Calendario de aplicación de la Tarifa de Último Recurso (consumidores a presión ≤ 4 bar)	
Fecha de aplicación	Consumidores con derecho de acogerse a TUR
Del 1 de julio de 2008 al 1 de julio de 2009	Consumidores con consumo anual ≤ 3 GWh
A partir del 1 de julio de 2009	Se establecen dos tarifas diferenciadas por rangos de consumo: TUR.1 consumidores con consumo anual ≤ 5.000 kWh TUR.2 consumidores con consumo superior a 5.000 kWh e inferior o igual a 50.000 kWh

Figura 2.1.20: Calendario de aplicación de la tarifa de último recurso. Fuente: CNE

El número de clientes suministrados a precio libre a 31 de diciembre de 2009 era de aproximadamente 3.711.500, lo que supone el 52,6% del total de clientes

de gas, mientras que los clientes suministrados a tarifa de último recurso son unos 3.343.500, lo que representaba el 47,4% del total de clientes.

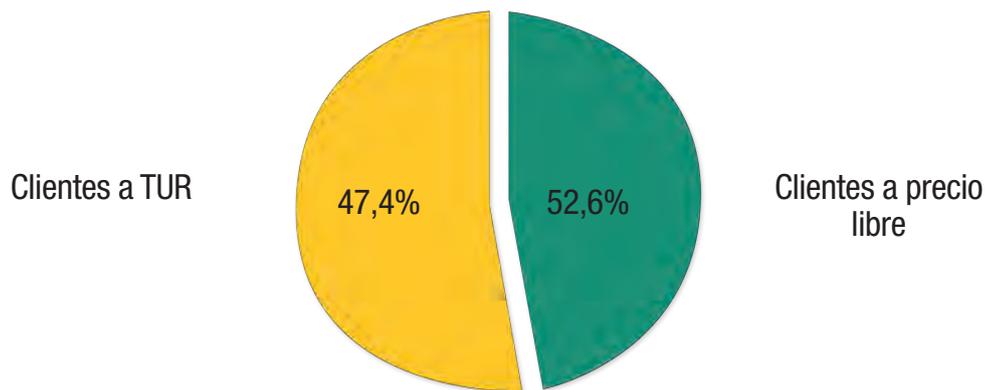


Figura 2.1.21: Porcentaje de clientes a TUR y a precio libre. Fuente: CNE

2.1.2 La oferta de gas natural

En el año 2009 los aprovisionamientos de gas natural en España se situaron en 412.108 GWh, disminuyendo un 10,20% respecto al nivel de aprovisionamientos del año anterior. Se recuerda que el

descenso de la demanda fue de un 10,6% respecto a 2008, por lo que la ligera diferencia entre esta cifra y la disminución de los aprovisionamientos se debe principalmente a las variaciones de las existencias del gas almacenado en el sistema.

	2007		2008		2009		Crecimiento		
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	06/07	07/08	08/09
Aprovisionamientos	409.947		458.901		412.108		0,04%	11,94%	-10,20%
GN	129.589	31,61%	127.321	27,74%	106.462	25,83%	2,85%	-1,75%	-16,38%
GNL	280.358	68,39%	331.580	72,26%	305.646	74,17%	-1,21%	18,27%	-7,82%

Figura 2.1.22: Evolución de los aprovisionamientos por estado físico del gas. Fuente: ENAGAS

Desde 2002 las importaciones de GNL venían incrementándose año a año a un ritmo elevado, con valores interanuales de crecimiento en el entorno del 20%, a excepción del año 2007, en que se produjo una caída del 1,21%, para volver a subir en 2008 un 18,3%. Sin embargo en 2009 estas importaciones han disminuido un 7,82%, debido a la menor demanda, y los abastecimientos por gasoducto han descendido aún más acusadamente, en un 16,4%.

Durante el año 2009, el mercado español se abasteció de un conjunto de diez países. El principal país aprovisionador es Argelia, con un porcentaje del 34,1%. Nigeria (14,7%), Qatar (12,1%), Egipto (11,5%), Trinidad y Tobago (10,2%), Noruega (9,2%), Omán (5,7%) y Libia (2%) completan el grupo de países más importantes en la estructura de abastecimiento. La producción nacional es muy reducida (0,40% del consumo de gas en España).

En la figura 2.1.23, se comparan los abastecimientos desde 1990.

DESCRIPCIÓN DE LOS ABASTECIMIENTOS DE GAS NATURAL POR ORIGEN Y TIPO DE GAS

El abastecimiento de gas al mercado español está condicionado por su situación geográfica, por la ausencia casi total de producción nacional, así como por las escasas interconexiones con Europa.

Estos aspectos provocan una alta dependencia de los abastecimientos de gas por vía marítima, en forma de GNL, que en el año 2009 representaron un 74% de los aprovisionamientos, mientras que las entradas por gasoducto representaron el 26/% restante.

Evolución de los Aproveccionamientos de Gas Natural

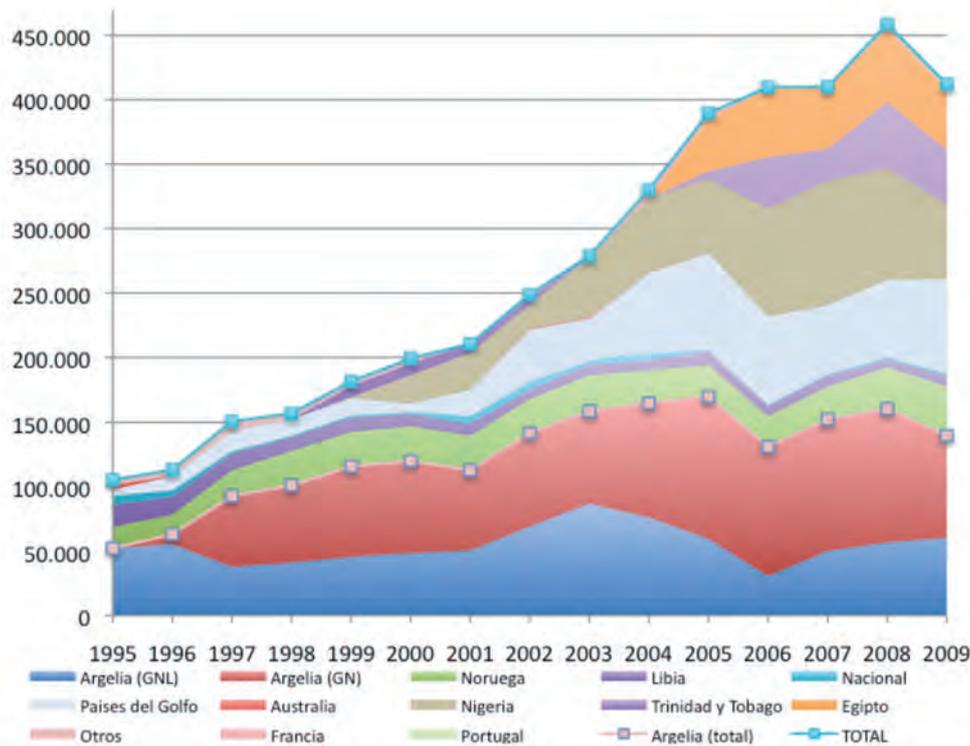


Figura 2.1.23: Origen de los aprovisionamientos. Fuente: ENAGAS

A lo largo de 2009 el gas natural incorporado por gasoducto provino de los gasoductos del Magreb y Larrau. La producción de gas natural del yacimiento de Poseidón supone el 0,40% del total de los abastecimientos.

El principal país proveedor de gas natural por gasoducto es Argelia con un porcentaje del 78%, seguido de Noruega (22%), excluyendo de este cálculo las importaciones por gasoducto con origen declarado en Francia y Portugal, ya que no son países productores de gas y por lo tanto, corresponden en realidad a otros orígenes sin especificar.

El principal país proveedor de GNL al mercado español es Argelia, con un porcentaje del 20%, seguido de Nigeria (19%), Qatar (16%), Egipto (15%), y Trinidad y Tobago (14%) que de forma conjunta fueron responsables del 85% de las importaciones totales de gas natural licuado. Además, en el año 2009 se recibió GNL procedente Libia y Omán.

Por otro lado, ha descendido ligeramente el número de buques descargados en el sistema español en el año 2009, alcanzando la cifra de 490, de los cuales 159 proceden Argelia y 65 de Nigeria.

Es importante reseñar el nivel creciente de diversificación de suministros, en los últimos años, para el mercado español. Una mayor diversificación es favorable, ya que contribuye a mejorar la seguridad de los suministros del sistema gasista español.

En 2009, el gas natural consumido en España procede de 10 destinos diferentes cuyo detalle se muestra en la figura 2.1.24.

Procedencia	2008	2008	2009	2009
	GWh	%	GWh	%
ARGELIA	143.293	31,27%	139.857	33,94%
NIGERIA	95.050	20,74%	57.881	14,05%
QATAR	58.160	12,69%	50.098	12,16%
TRINIDAD TOBAGO	55.709	12,16%	42.021	10,20%
EGIPTO	49.160	10,73%	47.057	11,42%
NORUEGA	32.278	7,04%	38.123	9,25%
LIBIA	6.090	1,33%	8.252	2,00%
ITALIA	5.700	1,24%	0	0,00%
PORTUGAL	5.279	1,15%	1.355	0,33%
BÉLGICA	1.969	0,43%	0	0,00%
OMÁN	1.916	0,42%	23.106	5,61%
ESPAÑA	1.432	0,31%	1.711	0,42%
FRANCIA	1.245	0,27%	1.599	0,39%
GUINEA ECUATORIAL	945	0,21%	0	0,00%
YEMEN	0	-	1.048	0,25%
TOTAL	458.226	100%	412.108	100,00%

Figura 2.1.24: Evolución del abastecimiento de gas natural por países. Fuente: CNE Resolución MINECO 15/7/02

Nota: Las cantidades de gas asignadas a Portugal y Francia se corresponden con importaciones de gas de terceros países (principalmente de Argelia y Nigeria), que tienen entrada en la Unión Europea a través de la aduana portuguesa o francesa, y que posteriormente se envían desde estos países hasta España.]

Respecto a la situación del año 2008, la proporción de gas abastecido a España ha aumentado principalmente desde Argelia, Egipto, Noruega y Omán, disminuyendo desde Nigeria, Qatar, y Trinidad y Tobago.

2.1.3 Las infraestructuras actuales de gas natural

En lo que a infraestructuras gasistas se refiere, lo más relevante, durante el periodo analizado, es la puesta en marcha de los gasoductos Montesa-Denia y Denia-Ibiza-Mallorca, hecho que posibilita la conexión por gasoducto entre la Península y las Islas Baleares, y permite el suministro de gas natural a las islas desde el sistema peninsular. Es destacable también en 2009 la finalización de las infraestructuras asociadas al MED-GAZ para los tramos Lorca- Chinchilla y el gasoducto

Almería-Lorca. Es previsible que la operación del MED-GAZ se realice en el segundo semestre de 2009, a la espera de la puesta en marcha definitiva de infraestructuras en Argelia.

En la figura 2.1.25 se muestra el mapa de infraestructuras actuales de la red gasista.



Figura 2.1.25. Mapa de infraestructuras. Fuente: elaboración propia

2.1.3.1.1 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

Entre las infraestructuras de regasificación que entraron en funcionamiento durante 2009, destaca la puesta en funcionamiento del nuevo tanque de Sagunto, de 150.000 m³, que eleva la capacidad de almacenamiento del sistema desde 2.337.000 m³ en 2008 a 2.487.000 m³ en 2009. Es significativa también la ampliación de la capacidad de emisión desde la planta de Barcelona hasta 1.950.000 m³(n)/h, lo que eleva la capacidad total del sistema hasta los 6.862.800 m³(n)/h. Por otro lado se finalizaron las ampliaciones de capacidad de atraque en las plantas de Cartagena y Sagunto, elevándose a 250.000 m³ y 260.000 m³ respectivamente, lo que posibilita la descarga de los buques metaneros de última generación en dichas plantas.

En la figura 2.1.26 se describe la capacidad actual de las seis plantas de regasificación existentes, en función de sus parámetros básicos: los muelles de atraque de buques metaneros, los tanques de almacenamiento de GNL, la capacidad de los equipos de regasificación y la capacidad de carga de cisternas de GNL con destino a las plantas satélites.

PLANTA DE REGASIFICACIÓN	Capacidad de almacenamiento		Capacidad de atraque máxima (m ³ de GNL)	Capacidad de emisión		Días de autonomía máximos (*)	Días de autonomía mínimos (**)	Capacidad carga de cisternas. N° cisternas/día	
	N° Tanques de GNL	m ³		P (bar)	m ³ /hora				
Barcelona	2	x	40.000	1 x 80.000 1 x 140.000	72	1.950.000	6,3	4,8	50
	2	x	80.000						
	2	x	150.000						
	TOTAL		540.000						
Cartagena	1	x	55.000	72	1.350.000	7,4	5,3	50	
	1	x	105.000						
	1	x	127.000						
	1	x	150.000						
	TOTAL:		437.000						
Huelva	1		60.000	140.000	72	1.350.000	7,8	5,6	50
	1		100.000						
	2		150.000						
	TOTAL:		460.000						
Bilbao	2		150.000	250.000	72	800.000	7,5	5,0	15
	TOTAL:		300.000						
Sagunto	3		150.000	260.000	72	1.000.000	10,2	7,4	35
	TOTAL:		450.000						
Mugardos	2		150.000	140.000	72	412.800	16,5	9,6	15
	TOTAL:		300.000						
TOTAL	TOTAL:		2.487.000			6.862.800	8,2	7,8	215

(*) Los días de autonomía se calculan como los días que, regasificando a capacidad nominal, se tarda en consumir el gas de los tanques llenos, descontando el mínimo de llenado o talón (9%)

(**) Los días de autonomía mínimos se calculan como los días que, regasificando a capacidad nominal, se tarda en consumir el gas de los tanques cuando los tanques presentan capacidad para la descarga de un buque grande, 125.000 m³ de GNL, descontando el talón (9%)

Figura 2.1.26: Capacidad actual de las plantas de regasificación españolas. Fuente: Enagás

Es necesario señalar que la emisión de las plantas de regasificación, en punta de demanda, puede ser superior a la señalada en la figura 2.1.23 si se contempla el funcionamiento de los equipos de vaporización de emergencia¹. Asimismo, otro factor a tener en cuenta es que la capacidad de emisión puede verse limitada por los gasoductos de salida de la planta, y la demanda diaria de su zona de influencia.

A partir de las existencias de GNL en las plantas y la capacidad de producción, se establece la autonomía de la planta. En los momentos previos a la descarga de un buque metanero, debe haber espacio libre en los tanques de las plantas para albergar el GNL transportado en el buque. En tales circunstancias, y supo-

niendo que se espera la descarga de un buque grande (por ejemplo de 125.000 m³ GNL), las autonomías de las plantas pasan a ser de 5,3 días para Cartagena, de 5 para Bilbao, 7,4 para Sagunto, 4,8 para Barcelona, 5,6 para Huelva y 9,6 para Mugardos.

2.1.3.1.2 GASODUCTOS DE CONEXIÓN INTERNACIONAL

España dispone de cinco conexiones internacionales por gasoducto, dos con Francia por Larrau (Navarra) e Irún (San Sebastián), otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz), y dos con Portugal por Badajoz y Tuy (Pontevedra).

En general, las conexiones internacionales por gasoducto se operan con flujos bastante constantes que

1. La capacidad de emisión de emergencia de Barcelona es de 100.000 m³(n)/h, en Bilbao de 135.000 m³(n)/h, en Sagunto de 150.000 m³(n)/h, en Cartagena de 450.000 m³(n)/h y en Huelva de 400.000 m³(n)/h.

se adecuan a la flexibilidad de los contratos de compra de gas y a la necesidad de cumplir la cláusula de compra garantizada “take or pay”. Desde la puesta en marcha del gasoducto del Magreb en 1996, las entradas de gas natural por gasoducto a la Península han permanecido más o menos constantes, por lo que a medida que ha crecido la demanda, la proporción GN/GNL se ha ido desequilibrando a favor del GNL. Esta tendencia, se rompió en 2004, tras la ampliación del

gasoducto del Magreb, y volverá a romperse en el futuro, tras la entrada en funcionamiento del gasoducto de interconexión Medgaz, previsiblemente en el segundo semestre de 2010, que unirá la península directamente con Argelia.

Las capacidades, nominal y punta, de las conexiones internacionales durante el año 2009 se indican en la figura 2.1.27.

Localización	Capacidad Nominal GWh/día	Punta de producción	
		GWh/día	Fecha de punta
Larrau	100	90	25/06/2009
Irún (salida)	-4	-3	26/12/2009
Tarifa	355	310	18/12/2009
Badajoz	68	40	4/07/2009
Tuy (1)	18	23	26/11/2009
TOTAL CONEX. INT.	537	460	

(1) Este gas es parte de la entrada del GME en Tarifa para el mercado español.

Figura 2.1.27: Flujos de gas contractuales diarios y anuales de las conexiones internacionales por gasoducto en 2009.
Fuente: ENAGAS.

La capacidad que podría dar para el sistema gasista español la conexión internacional del Magreb es de 1.270.000 m³(n)/h, a los que se podrían añadir capacidad adicional en el supuesto de no existir una limitación en el transporte desde el sur, conjuntamente con la planta de Huelva. No obstante, la capacidad real máxima estaría finalmente limitada por la capacidad de la red de transporte, en concreto por la capacidad de vehiculación de las estaciones de compresión de Algete y Almendralejo, y la demanda que existiese tanto aguas arriba como aguas abajo de ambas estaciones.

En 2009, con la entrada de la estación de compresión de Navarra, el gasoducto Lecona-Haro y el refuerzo de la EC de Haro la capacidad nominal de la conexión de Larrau en sentido de entrada a España se ha ampliado hasta 358.300 m³(n)/h y por tanto se ha incrementado la capacidad nominal de entrada a España de 87 GWh/día a 100 GWh/día. Además han disminuido los requisitos de entradas mínimas por esta in-

terconexión pasando en invierno de 50 GWh/día a 30 GWh/día y en verano de 40 GWh/día a 20 GWh/día. El incremento notable de la capacidad de transporte del Eje del Levante así como de la interconexión de éste con el Eje del Ebro a través de la puesta en marcha de distintos proyectos recogidos en la planificación marcará un hito en la historia del sistema gasista español ya que, por primera vez, será posible la inversión del sentido del flujo a través de la interconexión de Larrau, ofreciendo a los operadores la posibilidad de utilizar ésta tanto para importación como para exportación de gas. Asimismo, eliminará definitivamente los requerimientos mínimos de suministro a través de la interconexión de Larrau para mantener la presión en la zona del Eje del Ebro. El incremento gradual de la capacidad de la interconexión está asociado a la construcción de diversas infraestructuras. Este proyecto está coordinado con los transportistas franceses a través del proceso “Open Season”, de acuerdo con el cual, dichas infraestructuras deben estar progresivamente disponibles hasta marzo de 2013.

En el año 2009 las entradas netas de gas hacia la Península por Larrau ascendieron a 23.956 GWh, un 7% superiores al gas transportado en 2008. A su vez, las exportaciones comerciales por Larrau se han multiplicado por 4,3 hasta alcanzar los 7.703 GWh en 2009. Entre el 25 de mayo y el 6 de junio quedaron suspendidas las entradas por la conexión de Larrau debido a un mantenimiento programado.

Las importaciones procedentes de la conexión de Badajoz con Portugal se han reducido un 75% respecto a los valores alcanzados en 2008. Sin embargo las exportaciones a través de esta interconexión se han multiplicado por 11,9 alcanzando los 2.986 GWh anuales. No se han realizado en 2009 importaciones de gas a través de la conexión internacional de Tuy.

Mientras, por la interconexión de Tarifa, el gas que entró destinado al mercado nacional, fue de 79.561 GWh, un 19% menos que el año anterior. Por otro lado, el gas argelino en tránsito hacia Portugal descendió a su vez un 23% con respecto a 2008, quedándose en 21.492 GWh.

La capacidad de la conexión de Irún está limitada en función de la demanda en su zona de influencia y de las presiones de operación existentes en la red española, concretamente en la posición de Vergara, y en la red francesa, en Biriadou. Esta interconexión viene siendo habitualmente utilizada como salida. A pesar de la futura puesta en marcha de distintas infraestructuras en el lado español, la capacidad de tránsito hacia Francia es de 5 GWh/día en invierno y 4 GWh/día en verano. Durante 2009, las salidas destinadas

a mercados internacionales por esta interconexión alcanzaron los 871 GWh, multiplicándose por 7,1 respecto a 2008.

Las Conexiones Internacionales de Larrau, Badajoz, Tarifa y Tuy podrían considerarse eventualmente como salida; entrada (Badajoz) y entradas adicionales (Tarifa y Tuy) del Sistema, condicionadas a los necesarios acuerdos de intercambios comerciales y/o condiciones técnicas necesarias.

2.1.3.1.3 YACIMIENTOS DE GAS NACIONALES

En la actualidad, la producción de gas natural en España se encuentra en declive en los yacimientos existentes, hecho contrastable por la reducción de la capacidad de producción máxima (y producción anual) respecto a años anteriores.

Destacan los yacimientos de Poseidón, Marismas y Palancares. Poseidón es un yacimiento marino situado en el Golfo de Cádiz. Marismas y Palancares son yacimientos terrestres, situados en el valle del Guadalquivir. En Marismas se han realizado pruebas a lo largo del año 2008 para validar su viabilidad como almacenamiento subterráneo.

El incremento de la producción nacional de gas natural depende de la viabilidad técnico-económica de nuevas prospecciones en estudio en la actualidad.

La emisión de los yacimientos podría llegar a alcanzar los valores recogidos en la figura 2.1.28.

Yacimiento	Capacidad nominal de emisión (GWh/día)
Valle del Guadalquivir (Marismas y Palancares)	24
Poseidón (Golfo de Cádiz)	No definido
TOTAL	24

Figura 2.1.28: Capacidad de producción de los yacimientos de gas disponible a emitirse al Sistema Gasista. Fuente: ENAGAS

2.1.3.1.4 GASODUCTOS DE TRANSPORTE

Los gasoductos de transporte en España, primario y secundario, totalizan más de 11.000 km, de los cuales más del 84% pertenecen a ENAGAS, con un porcentaje entre el 1,5% y el 7% se sitúan Gas Natural Transporte, Endesa Gas Transportista y Naturgas Energía Transporte, y el resto de la infraestructura de gasoductos de transporte está en manos de Transportista Regional del Gas, Infraestructuras Gasistas de Navarra, SAGGAS, Reganosa e Iberdrola Infraestructuras Gasistas.

Durante 2009 se incorporaron 776 km de nuevos gasoductos de transporte, repartidos entre los tramos que se citan a continuación:

- Montesa-Denia (65 km)
- Denia-Ibiza-Mallorca (267 km)
- Lorca- Chinchilla (170 km)
- Almería-Lorca (126 km)
- Zaldivia-Villabona (24 km)
- Campo de Gibraltar Fase III (17 km)
- Ramal a Castellón (15 km)
- Lemona-Haro (92 km)

2.1.3.1.5 ESTACIONES DE COMPRESIÓN

El sistema de transporte español tiene doce estaciones de compresión. De estas doce estaciones, once son propiedad de ENAGAS y la otra propiedad de Gasoducto de Extremadura, participada por ENAGAS.

La tabla 2.1.29 muestra las características principales de las estaciones de compresión.

INSTALACIÓN	Caudal máximo vehiculado (m ³ (n)/h)	Potencia (HP)	Número de compresores
E. C. de Bañeras (Tarragona)	1.042.000	36.343	4+1
E. C. de Tivissa (Tarragona)	486.000	44.922	2+1
E. C. Haro (La Rioja)	270.000	31.280	2+1
E. C. Sevilla (Sevilla)	1.140.000	58.495	2+1
E. C. Algete (Madrid)	130.000	11.018	1+1
E. C. Puertollano (Ciudad Real)	450.000	14.100	2+1
E. C. Zamora (Zamora)	375.000	16.937	2+1
E. C. Paterna (Valencia)	600.000	28.577	3+1
E. C. Crevillente (Valencia)	611.000	30.039	1+1
E. C. Villafranca (Córdoba)	1.600.000	77.250	4+1
E. C. Almendralejo (Badajoz) Portugal	440.000	29.307	4+1
Ruta de la Plata	220.000		
E. C. Zaragoza	400.000	18.784	2+1
E.C. Alcázar de San Juan	1.300.000	61.513	2+1
E.C. Navarra	590.000	51.665	1+1

Figura 2.1.29: Características de las estaciones de compresión. Fuente: ENAGAS

El sistema de transporte cuenta, asimismo, con unas 350 estaciones de regulación y/o medida, más de 50 cromatógrafos y aproximadamente 200 equipos de odorización.

2.1.3.1.6 GASODUCTOS DE DISTRIBUCIÓN

La red de distribución en España a finales del año 2009 estaba formada por cerca de 60.000 km de gasoducto. El material más utilizado en las redes de distribución es el polietileno (por encima del 75%) y el segundo material más utilizado es el acero (en torno al 20%). Las redes de alta presión son todas de acero, mientras que en las redes de baja presión se encuentran, además del polietileno, otros materiales como la fundición dúctil, el PVC, la plancha asfaltada o el amianto-cemento que, por ser materiales obsoletos, están siendo sustituidos paulatinamente por el primero en los últimos años.

También forman parte de la infraestructura española de distribución más de 2.100 estaciones de regulación y más de 40 sistemas de odorización.

Aunque todas las Comunidades Autónomas peninsulares disponen de suministro de gas natural, el desarrollo de las infraestructuras y la introducción del gas natural es más reciente en zonas como Galicia, Extremadura, Andalucía Oriental, la parte occidental de Castilla León, Castilla La Mancha y Murcia. En algunos núcleos el suministro se realiza mediante plantas satélite de GNL que permiten adelantar la llegada del gas natural.

Uno de los objetivos de la Planificación es la extensión del suministro de gas natural a la mayor parte de los núcleos urbanos importantes y centros industriales, considerando que la llegada del gas natural supone un apoyo fundamental al desarrollo económico y social.

La especificación de las zonas de gasificación prioritaria para asegurar el desarrollo homogéneo del sistema gasista, en todo el territorio nacional, debe realizarse en el marco de la Planificación del sistema, con la participación de las distintas Administraciones y de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Sector de Hidrocarburos. La definición de estas áreas es una decisión política que supera el ámbito técnico en el que se realiza este estudio, y por ello no se efectúa en el mismo ninguna propuesta de zonas de gasificación prioritaria.

La figura 2.1.30 muestra las empresas distribuidoras que operan en la geografía nacional.

Nota: En negrita distribuidora con mayor número de puntos de suministro.

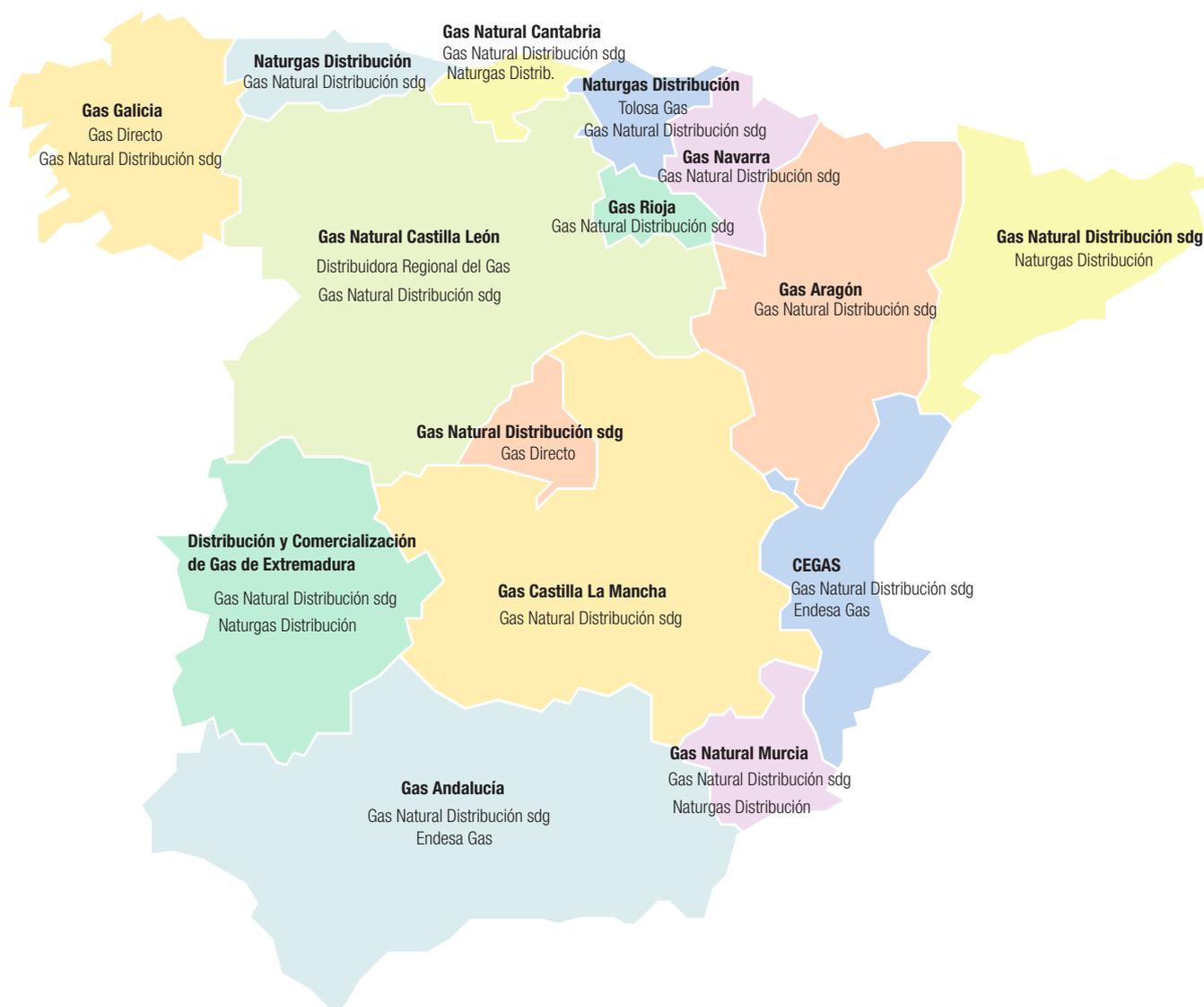


Figura 2.1.30. Empresas de distribución que operan en cada Comunidad Autónoma. Fuente CNE

2.1.3.1.7 ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL

El gas natural en España se almacena dentro del sistema gasista, en los almacenamientos subterráneos, en los tanques de GNL y, en una pequeña proporción, en los propios gasoductos.

En la actualidad España posee dos almacenamientos subterráneos, que son antiguos yacimientos depletados de gas natural, Serrablo (Huesca) propiedad de ENAGAS S. A. y Gaviota (situado a 8 km de la costa de Vizcaya) propiedad de RIPSAs y operado por ENAGAS.

La figura 2.1.31 muestra las características de ambos almacenamientos.

Almacenamientos	Capacidad de almacenamiento			Capacidad de vehiculación	
	Mm ³ (n)			Mm ³ (n)/día	
	Gas colchón(*)	Gas útil	Gas total	Inyección	Extracción
SERRABLO (Aurín y Jaca)	420	680	1.100	3,9	6,8
GAVIOTA	1.700	979	2.679	4,5	5,7
TOTAL	2.120	1.659	3.779	8,4	12,5

Figura 2.1.31: Características de los almacenamientos subterráneos de gas natural en el momento actual. Fuente: ENAGAS

2.1.4 Funcionamiento del sistema gasista durante el año 2008. Invierno 2009/10.

Como ya se ha citado anteriormente, la demanda anual de gas natural en España durante el año 2009 fue de 401.855 GWh, registrando un descenso del 10,6% sobre la demanda del año anterior. En cuanto a la demanda punta diaria registrada en el invierno ésta tuvo lugar el 16 de diciembre de 2009, alcanzando un valor de 1.837 GWh, no superando el actual récord histórico de demanda punta, alcanzado el 17 de diciembre de 2007, con 1.863 GWh.

Tal como se pone de manifiesto en la figura 2.1.29, en el año 2009 el GNL supuso el 74% del suministro al mercado nacional frente al 26% del suministro de GN.

La producción nacional de gas natural aumentó un 19% respecto al año 2008, si bien dicho incremento se debe más bien a la extracción de gas de los yacimientos que se encuentran efectuando pruebas para su transformación en almacenamientos subterráneos.

El 97,5% de la demanda anual se suministró desde la red de gasoductos, mientras que el 2,5% restante fue transportado en camiones cisterna desde las plantas de regasificación, hasta las plantas satélite de GNL repartidas por la geografía nacional. Por su parte, las mermas y autoconsumos del sistema supusieron 4.290 GWh durante el año 2008 (un 1% del total de entradas al sistema).

En la figura 2.1.33, se observa que Tarifa y Barcelona son los puntos de entrada al sistema con mayor peso, con el 19,2% y el 17,4% de los suministros respectivamente. No obstante, la aportación de ambos ha venido disminuyendo en términos relativos en el cómputo global, en pro de una distribución más equilibrada de los suministros a través del resto de los puntos de entrada.

Analizando el funcionamiento del sistema frente al hipotético fallo de una de las entradas (criterio n-1), actualmente, los fallos más difíciles de suplir serían Tarifa, por el volumen de gas que se introduce a través de esta conexión internacional, y la Planta de Barcelona, que es el punto de entrada del sistema con mayor capacidad y fuente de suministro de una

Entradas en el Sistema				Emisión			Demanda de Gas y Variaciones de Existencias			
Aprovisionamiento Sistema Español	GNL	305.661	74%	Barcelona	72.386	17,5%	Variación Existencias	Barcelona	-1.156	-0,3%
				Cartagena	44.445	10,7%		Cartagena	-259	-0,1%
				Huelva	59.992	14,5%		Huelva	-1.219	-0,3%
				Bilbao	49.922	11,9%		Bilbao	-241	-0,1%
				Sagunto	65.232	15,8%		Sagunto	664	0,2%
				Mugardos	16.159	3,9%		Mugardos	587	0,1%
	Total Plantas GNL	307.463	74,3%	Total Plantas GNL	-1.624	-0,4%				
	GN	106.578	26%	Larrau	23.949	5,8%		Serrablo	-1.092	-0,3%
				Tarifa	79.561	10,7%		Gaviota	-1.566	-0,4%
				Tui/Badajoz/Irún	1.346	0,3%		Total AA.SS	-2.658	-0,7%
Conex. Internac.				104.856	25,5%	Inyección yacimientos	896	0,2%		
Yacimientos Nacion.	1.217	0,3%	Gasoducto	670	0,2%					
						Mermas y autoconsumos	896	0,2%		
						Demanda Nacional Transportada	Por Cisternas GNL	11.419	2,8%	
							Por Gasoducto	390.538	97,2%	
TOTAL Aprovisionamiento Sistema Español		412.239	95,0%	TOTAL Producción Sistema Español	413.536	95,1%	TOTAL DEMANDA	401.957	100,0%	
Tránsito a Portugal	GN	21.492	100%	Huelva		0%	Entregas a Portugal	21.492	4,9%	
	GNL		0%	Tarifa		100%				
TOTAL		21.492	5,0%	21.492		4,9%				
Tránsito a Francia	GN		0,0%				Exportación mercados GN intern.	11.569	2,7%	
Otros Tránsitos	GNL		0,0%	0			Exportación GNL intern.	0	0,0%	
TOTAL Entradas		433.731		TOTAL Producción	435.028		TOTAL Salidas	435.018		

Figura 2.1.32. Estructura de aprovisionamiento y balance de gas en el año 2009 (GWh/año). Fuente ENAGAS y CNE.

demanda local significativa, difícilmente suministrable desde otros puntos de entrada. Sin embargo, como se ha apuntado anteriormente, hoy en día el sistema de transporte está más equilibrado que en

años pasados, lo que a nivel técnico, puede dar lugar a una reducción de las distancias medias entre los puntos de entrada y los de consumo.

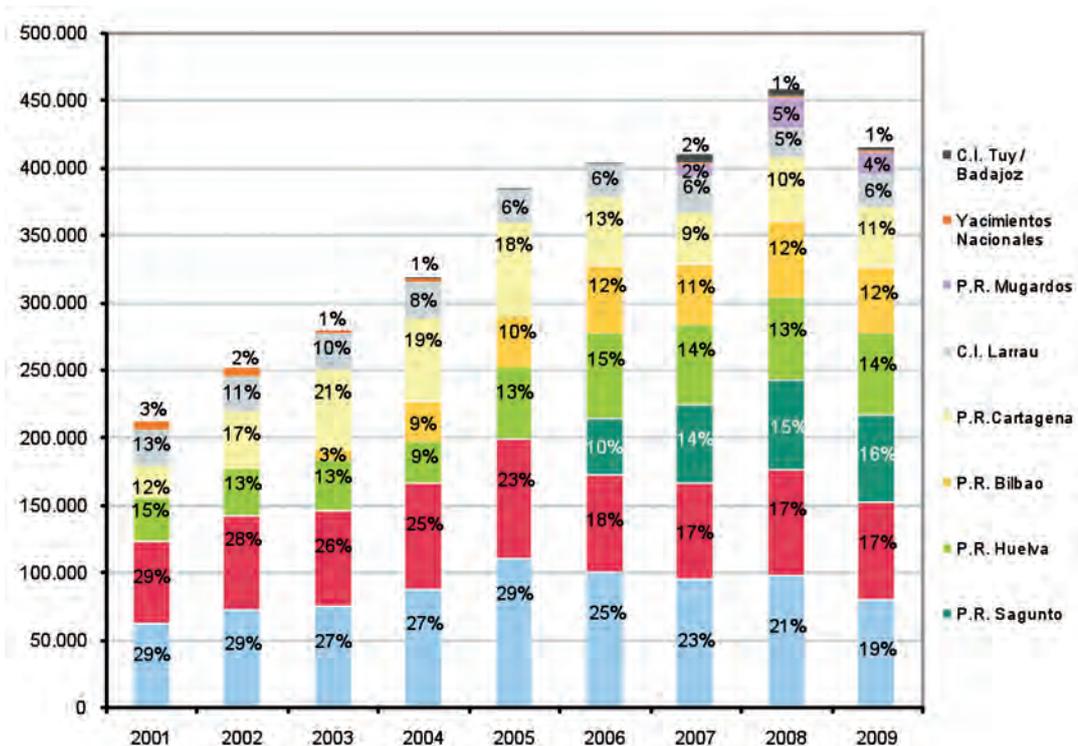


Figura 2.1.33. Estructura de los medios de producción del sistema de gas natural (GWh/año). Fuente ENAGAS

En relación con las plantas de regasificación, cabe apuntar el incremento de la producción, respecto de 2008, de la planta de Barcelona, cuya aportación de gas al sistema es la mayor del sistema. La Planta de Sagunto es a su vez la que presenta comparativamente los mayores ratios de utilización de su capacidad de producción.

Son decisivos los papeles que juegan en su zona de influencia la Planta de Barcelona, básicamente en Cataluña, y la de la planta de Bilbao, en el País Vasco.

En la figura 2.1.34 se muestran, para el año 2009, las descargas de gas realizadas en las plantas de regasificación, la capacidad nominal de emisión y el factor de utilización real.

Punto de entrada	Volumen de entradas de gas TWh	Capacidad nominal GWh/día	Factor de utilización real %
Barcelona	72,20	562	39%
Huelva	60,00	394	41%
Cartagena	44,50	394	30%
Bilbao	49,30	229	59%
Sagunto	65,30	291	62%
Mugarodos	16,20	127	35%
TOTAL	307,50	1.997	46%

Figura 2.1.34. Factor de utilización de las plantas de regasificación en el año 2009. Fuente ENAGAS

El factor de utilización promedio de las plantas ha sido del 46%, situándose ocho puntos por debajo del factor de utilización registrado en el año anterior. Por debajo del valor medio se situaron las plantas de Cartagena, con un 30%, Mugarodos, con un 35%, Barcelona, con un 39% y Huelva, con un 41%. La planta de Bilbao se situó por encima de la media (59%), mientras que la planta de Sagunto experimentó un el

mayor factor de utilización (62%) muy superior al del resto de las plantas.

El número de metaneros descargados durante el 2009 disminuyó, respecto al año anterior en 23 buques menos, y el volumen de GNL emitido por las plantas decreció un 8%.

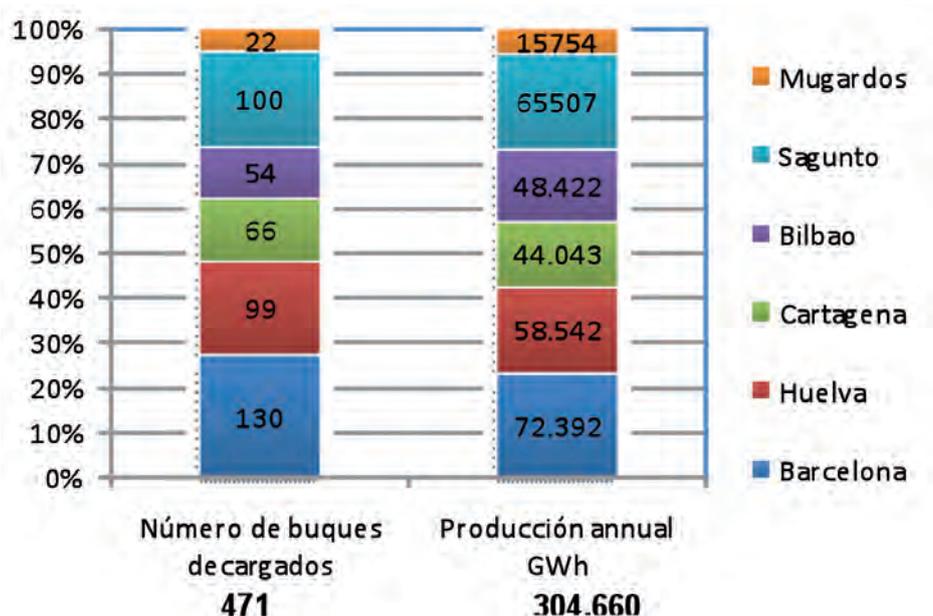


Figura 2.1.35. Funcionamiento de las plantas de regasificación en el año 2009. Fuente ENAGAS y CNE.

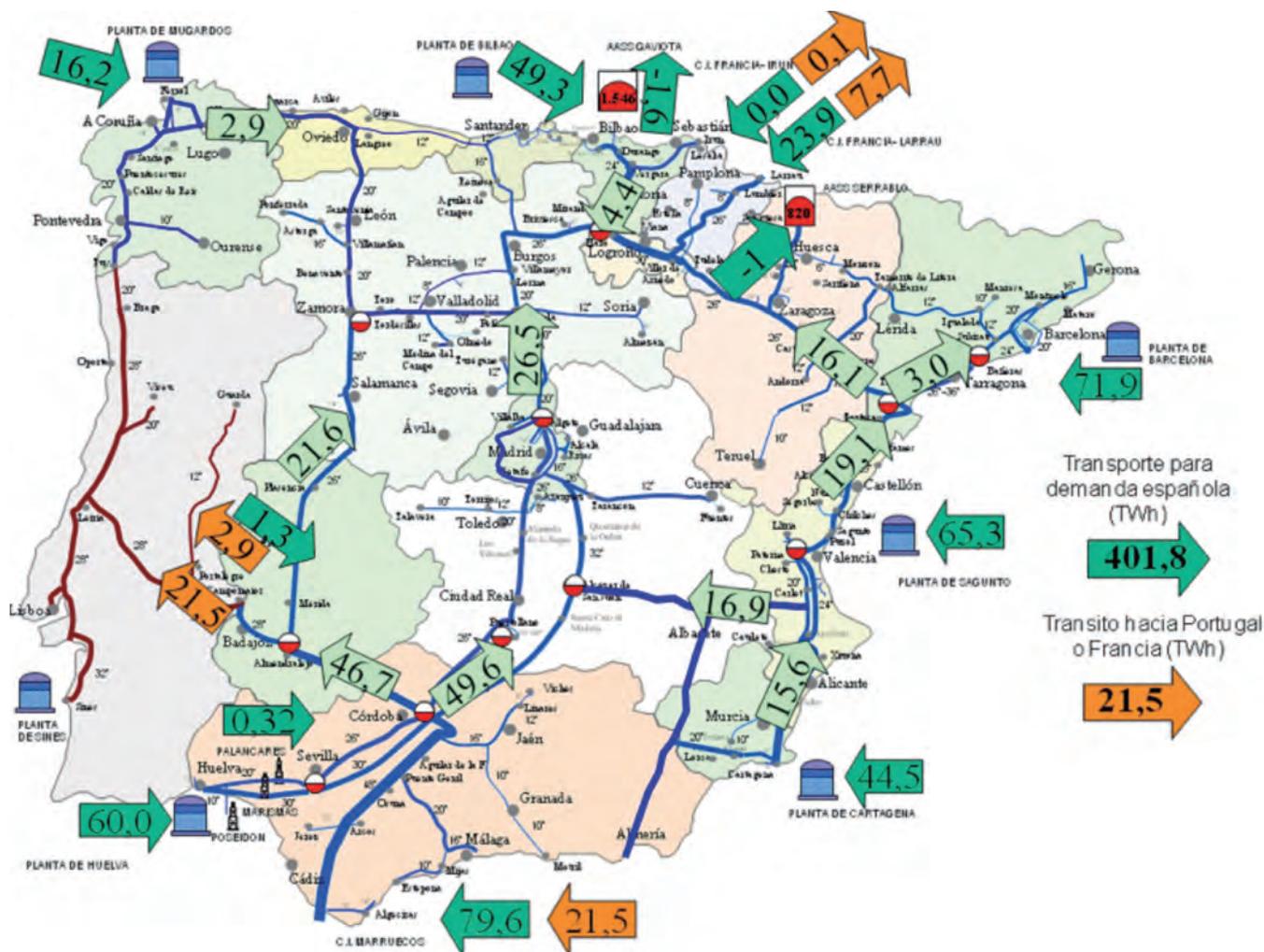


Figura 2.1.36. Flujos de gas natural en el año 2008 en TWh. Fuente: ENAGAS y CNE.

Durante el año 2009, se cargaron en las plantas cisternas de GNL por un valor de unos 11.419 GWh, valor equivalente al del periodo anterior. Si bien la capacidad diaria de carga de cisternas máxima para el sistema es de 235 cisternas/día (50 cisternas/día en las plantas de ENAGAS, 35 cisternas/día en Sagunto y Mugardos y 15 cisternas/día en BBG).

En relación con las existencias en los almacenamientos subterráneos, se debe indicar que las estructuras alcanzaron prácticamente su nivel máximo de llenado a finales del mes de octubre.

En la figura 2.1.36 se recogen los flujos de gas en la Península Ibérica durante el año 2009.

A la vista del mapa de flujos, figura 2.1.36, hay que destacar los siguientes puntos:

- Las Comunidades Autónomas más occidentales de la Península, en concreto Andalucía, Extremadura, Castilla La Mancha, Castilla y León, Madrid, Asturias y Cantabria se han seguido suministrando con el gas procedente de Huelva, Tarifa y los yacimientos del Guadalquivir, que también proporcionaron gas para atender a la demanda de Portugal. Además, quedó un pequeño remanente de estos orígenes que pasó a través de la estación de compresión de Haro hacia el Este. Por tanto existió un notable esfuerzo de transporte Sur-Norte.
- La demanda de Galicia fue suministrada en su mayor parte desde la nueva planta de regasificación de Mugardos. Esta planta ha reducido las necesidades de transporte en la zona noroeste.
- El gas natural que consumió Cataluña se suministró en gran medida desde la planta de Barcelona, si bien también recibió gas procedente de la planta de Sagunto.
- De la misma forma, Cartagena suministró en su totalidad la demanda de Murcia y parte de la de la Comunidad Valenciana.
- La planta de Sagunto suministró la demanda de la Comunidad Valenciana que no satisfizo la de Cartagena, suministrando, además, gas a Aragón y una parte a Cataluña
- La demanda de Navarra, La Rioja y País Vasco se ha satisfecho con gas procedente de la interconexión de Larrau y la planta de Bilbao, junto con la extracción de almacenamientos.
- Por lo tanto, las Comunidades de Asturias, Cantabria y Castilla y León son las que más esfuerzo de transporte (a más larga distancia) han requerido.
- Con la entrada en operación del gasoducto de in-

terconexión a Baleares a finales de año, la comunidad insular es ya suministrada a través de la red nacional.

2.1.4.1 NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA Y PLAN INVERNAL 2009/2010

Con objeto de complementar las reglas de operación normal del sistema durante el invierno, tal y como indican las NGTS, cada año para el período que va desde el mes de Noviembre del año n hasta el 31 de Marzo del n+1, ha de entrar en vigor el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista. Para el período invernal 2009/2010 según fue aprobado por la resolución de 30 de noviembre de 2009 de la Dirección General de Política Energética y Minas dicho plan conllevaba el cumplimiento de tres reglas por los distintos agentes del sistema:

- Limitación a las exportaciones, garantizando unas entradas mínimas por Larrau de 105.000 m³/h (30 GWh/día).
- Obligar a todos los usuarios que aporten GNL al sistema a mantener en todo momento unas existencias mínimas de seguridad en el conjunto de tanques de las plantas de regasificación equivalentes a 3 días de la capacidad contratada o reservada.
- Si se acuerdo con el programa mensual propuesto, en algún momento las existencias de un usuario en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta, las programaciones podrán declararse no viables, siempre que se estime que existe un riesgo para la seguridad del sistema.

Cabe citar que para el período 2010/2011 el nuevo Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista, aprobado en concreto en la resolución de 11 de noviembre de 2010 de la Dirección General de Política Energética y Minas, ha eliminado la necesidad de incorporar entradas mínimas por Larrau, gracias al desarrollo de nuevas infraestructuras. El Plan Invernal vigente en el período 2010/2011 viene detallado en el capítulo 8.

2.1.4.2 INVIERNO 2009/2010

El año 2009 se caracterizó por temperaturas más suaves que las del ejercicio anterior, sin embargo durante el invierno 2009/10 se produjo una bajada drástica de temperaturas. A mediados de diciembre, se declaró la segunda ola de frío del año entre el 14 y el 17 de diciembre. Posteriormente se produjeron tres nuevos episodios de ola de frío entre los días 6 y 13 de enero, entre el 10 y el 16 de febrero y entre el 8 y el 15 de marzo. Las temperaturas más bajas se registraron el día previo al de consumo punta invernal, el 15 de diciembre de 2009.

La demanda del mercado nacional cierra el año con un descenso del 10,6%, debido al descenso de las entregas para generación eléctrica, que suponen un 14,2% menos sobre el valor acumulado en 2008 y al retroceso del 7,9% de la demanda convencional, ligados ambos al descenso de la actividad económica.

El sistema ha respondido perfectamente a las necesidades de la demanda, sin que se produjeran acontecimientos operativos de relevancia durante este invierno.

	Acumulado 1 ^{er} Trimestre 2009	Acumulado 2 ^o Trimestre 2009	Acumulado 3 ^o Trimestre 2009	Acumulado 4 ^o Trimestre 2009
Sector convencional	-8,9%	-10,9%	-7,0%	-5,1%
Sector eléctrico	-31,0%	-14,7%	-4,4%	-6,8%
Total	-17,2%	-12,5%	-5,7%	-5,7%

Figura 2.1.37. Crecimiento de demanda acumulada, por trimestres, respecto al mismo periodo del año 2008. Fuente: ENAGAS

2.1.4.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN LA SEMANA DE DEMANDA PUNTA

La punta de demanda de gas se produce en los días de invierno de menores temperaturas. Esta estacionalidad asociada a la temperatura es muy acusada en el sector doméstico, pero también se produce en el resto de consumidores (industria y generación eléctrica). En el caso del sector eléctrico, la estacionalidad está asociada a más variables que a la propia temperatura, dado que el consumo de gas en los ciclos combinados depende también de la hidráulidad, precio del mercado eléctrico, del grado de funcionamiento del régimen especial o de la disponibilidad de otras tecnologías de generación.

A continuación se analiza la capacidad del sistema para atender la demanda de la punta invernal de gas, que tuvo lugar durante el invierno 2009/10.

La punta diaria de demanda nacional tuvo lugar el día 16 de diciembre de 2009 con 1.837 GWh, un 3 % superior a la punta del invierno anterior (ver figura 2.1.35). De los 1.837 GWh, 49 GWh fueron suministrados a plantas satélites de GNL a través de cisternas.

El consumo convencional canalizado representó el 61 % de la demanda total en este día, mientras que el consumo de las CTCC supuso un 36%.

Datos: GWh/día	Invierno de gas TWh	Invierno GWh/día	Incremento
Convencional (firme e interrumpible)	1.009	1.127	12%
CCGT	740	660	-11%
Térmica convencional	1	1	0%
Total demanda Red Básica	1.750	1.788	2%
Plantas satélite	39	49	26%
TOTAL	1.789	1.837	3%

Figura 2.1.38: Demanda de gas el día punta de los inviernos 2008/09 y 2009/10. Fuente: ENAGAS

En la figura 2.1.36 se pone de manifiesto la relación de la demanda transportada por gasoducto (la demanda nacional y la de tránsito internacional, exceptuando la demanda de plantas satélites), con las capacidades utilizadas en la producción real de ese día.

PUNTOS DE ENTRADA	Invierno de gas TWh	Invierno GWh/día
Barcelona	317	562
Cartagena	134	394
Huelva	246	394
Bilbao	236	229
Sagunto	248	291
Mugaridos	72	121
TOTAL PLANTAS	1.253 (49 para cisternas de GNL)	1.991
Larrau	42	100
Tarifa	310	355
Tuy	0	18
Badajoz	0	68
Irún	0	-4
Yacimientos nacionales	17	24
TOTAL PRODUCCIÓN	1.622	2.552
Almacenamientos subterráneos	119	145
TOTAL	1.741	2.697

Figura 2.1.39: Adecuación de la capacidad de las infraestructuras a la demanda para el día punta del invierno 2009/10. Fuente: ENAGAS

Tal como se observa, la producción en el día punta fue menor a la demanda y supuso un uso del 64,6% de la capacidad nominal de los medios de producción utilizados por el sistema. Las diferencias existentes entre la producción y la demanda durante los días laborales se compensaron con el stock de los gasoductos.

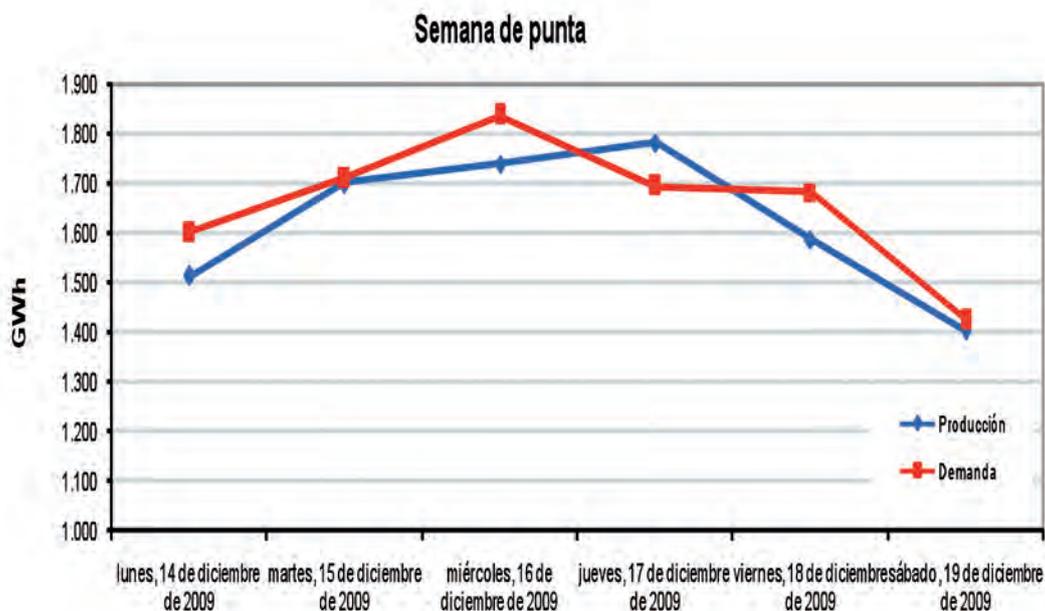


Figura 2.1.40: Producción y demanda transportada en la semana punta del invierno 2009/2010. Fuente: ENAGAS

En 2009 la demanda del día punta fue 2,85 veces superior al menor valor diario registrado a lo largo del año, que este año se produjo en el mes de mayo. Las diferencias de producción entre laborales y festivos se soportan, principalmente, con la bajada de producción de las plantas de regasificación los fines de semana, lo cual da lugar a una disminución del factor de utilización de éstas.

En relación con la demanda punta del sector eléctrico, ésta tuvo lugar el 2 de julio. En dicha fecha, el consumo de gas por el sector eléctrico fue de 741,49 GWh, lo cual significó un factor de utilización de los ciclos combinados del 78,6%, que en la cesta de generación eléctrica nacional supusieron el 40% del suministro eléctrico.

El alto grado de utilización de los ciclos fue debido a una conjunción de circunstancias, como que la demanda diaria y las exportaciones de electricidad estaban en los niveles más elevados del año, y el hecho de que había una baja generación eólica e hidráulica. Todo ello hizo que el hueco de generación fuera cubierto por el carbón y los ciclos combinados. Dado que el carbón ya estaba en niveles próximos a los nominales, fue la tecnología de ciclo combinado la que generó la producción eléctrica necesaria para cubrir la demanda.

El invierno 2000/2010 ha puesto de manifiesto varios datos fundamentales acerca del sistema gasista español. Entre ellos, cabe destacar los siguientes:

- La capacidad de transporte ha sido suficiente para asegurar la demanda, y el descenso de ésta sobre lo previsto ha propiciado mayor margen de maniobra. No obstante, las nuevas infraestructuras que están previstas en los próximos años continúan siendo importantes para asegurar la cobertura, ya que se prevé una normalización progresiva de la demanda al superar desaceleración económica.
- La vulnerabilidad frente a contingencias externas o internas al sistema, en particular por la poca autonomía de los tanques de almacenamiento de GNL y la escasa capacidad de almacenamiento subterráneo, está siendo resuelta en gran medida con las exigencias impuestas por los Planes Invernales, que obligan a los usuarios a mantener unas existencias mínimas de seguridad en el conjunto de tanques de las plantas de regasificación equivalentes a 3 días de la capacidad contratada o reservada y también establecen unos niveles mínimos de llenado que cada planta debe respetar durante el periodo invernal.

Durante 2009/2010 con la puesta en marcha del ramal a Castellón y desdoblamiento del Campo de Gibraltar desaparece la saturación en estas áreas, quedando garantizada la cobertura de la demanda en condiciones adecuadas de presión. Por otro lado con el aumento de la capacidad de emisión de la Planta de Barcelona y el aumento de la presión de emisión se corrigen los problemas de bajas presiones en el gasoducto Planta de Barcelona-Besós.

La capacidad nominal de almacenamiento de los tanques de GNL así como de los gasoductos, se ve disminuida por la necesidad de mantener una cantidad de gas inmovilizado, sin poder ser extraído, con el fin de mantener siempre el nivel de existencias necesario para el correcto funcionamiento de las instalaciones.

La figura 2.1.41 muestra la capacidad máxima útil de almacenamiento del sistema durante 2009.

2.1.4.4 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y NIVELES DE EXISTENCIAS DE GAS DURANTE EL AÑO 2009

2.1.4.4.1 Capacidad de almacenamiento de gas en España

Como ya se ha indicado, el gas natural en España puede almacenarse, dentro del sistema gasista, fundamentalmente en los almacenamientos subterráneos y en los tanques de GNL de las plantas de regasificación, además de la pequeña cantidad de gas presente en los propios gasoductos.

INSTALACIÓN	Capacidad máxima útil 2009 (1) (GWh)
Tanques de GNL	17.041
Barcelona	3.699
Cartagena	2.933
Huelva	3.216
Bilbao	2.055
Sagunto	3.083
Mugardos	2.055
Almacenamientos Subterráneos	28.069
Serrablo	9.728
Gaviota	18.341
Stock Gasoductos (Valor medio)	804
TOTAL	45.914

(1) La capacidad indicada en esta figura para los almacenamientos subterráneos incluye el tercio de la capacidad de gas colchón que es extraíble por medios mecánicos; para los tanques de GNL y stock de gasoductos se ha descontado el nivel mínimo de llenado o talón.

Figura 2.1.41: Capacidad de almacenamiento máximo útil por instalación utilizada en la operación del sistema.
Fuente: ENAGAS.

Además, ha de tenerse en cuenta que las instalaciones anteriores (almacenamientos subterráneos, tanques de GNL y gasoductos) no se utilizan exclusivamente como almacenamientos de gas, puesto que se emplean en la operación diaria del sistema gasista y, por lo tanto, su nivel de llenado siempre será inferior al 100 % de su capacidad. Por ejemplo, es necesario regasificar para conseguir el hueco necesario en los tanques de las plantas antes de la descarga de un nuevo buque.

2.1.4.4.2 Capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la demanda

El Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, redujo el número de días al que se obliga a los agentes del sistema a mantener existencias mínimas de seguridad, estableciendo éste en 20 días calculados sobre la base de las ventas o consumos firmes de gas natural.

La demanda el año 2009 fue 401.855 GWh. Por tanto, la demanda diaria media durante dicho año fue de 1.100 GWh.

En consecuencia, el número de días de ventas medio que hubiera podido almacenar el sistema en 2009 (capacidad máxima útil de almacenamiento entre demanda diaria media) suponiendo que todas las instalaciones estén al 100 % de llenado fue de 42 días.

Cabe reseñar que, a partir de la entrada en vigor del Real Decreto 1766/2007 previamente mencionado, la normativa ya no permite considerar en este cálculo el volumen de gas contenido en los buques en tránsito o pendientes de descargar.

2.1.4.4.3 Niveles de existencias en los almacenamientos subterráneos durante 2009

En el año 2009, los almacenamientos subterráneos tuvieron unas existencias medias de gas útil de 15.994 GWh/mes. Las estructuras prácticamente alcanzaron su nivel máximo de llenado en octubre, al inicio del periodo invernal 2009/2010.

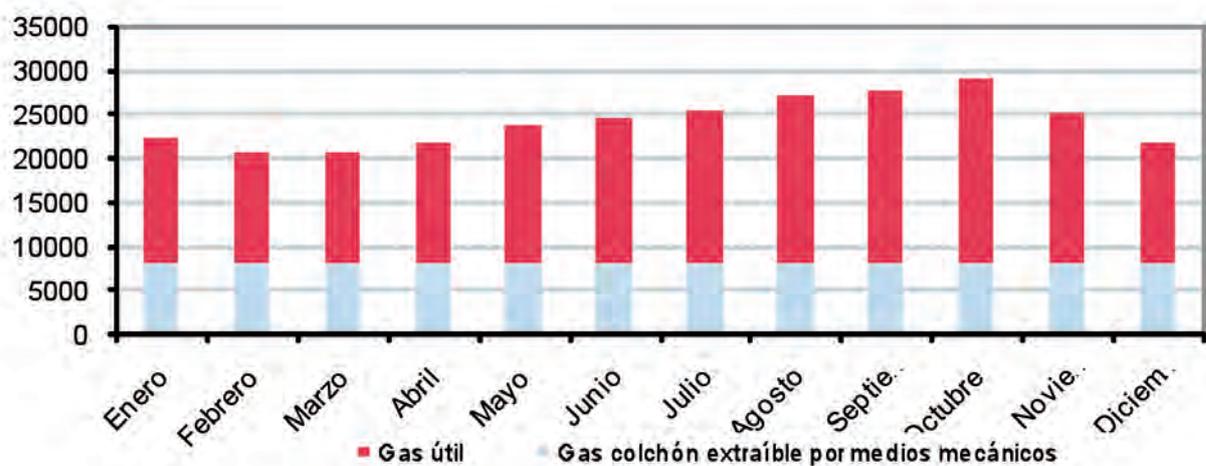


Figura 2.1.42: Existencias en almacenamientos subterráneos en el año 2009. Fuente ENAGAS y CNE.

El grado de utilización de estas instalaciones como almacenamiento operativo durante 2009 se pone de manifiesto en la alta movilidad del gas almacenado en las mismas. Así, a lo largo del año se llevaron a cabo bien operaciones de inyección, bien de extracción, o bien ambas operaciones. La inyección diaria máxima que se alcanzó fue de 85,2 GWh/día, siendo la inyección media de 35,1 GWh/día a lo largo del

periodo de siete meses en que ésta tuvo lugar. En cuanto a la extracción diaria máxima, ésta fue de 129,6 GWh, con una extracción media de 65,1 GWh/día durante el periodo de cinco meses en que ésta tuvo lugar.

La figura 2.1.43 muestra la operación de los almacenamientos subterráneos en 2009.

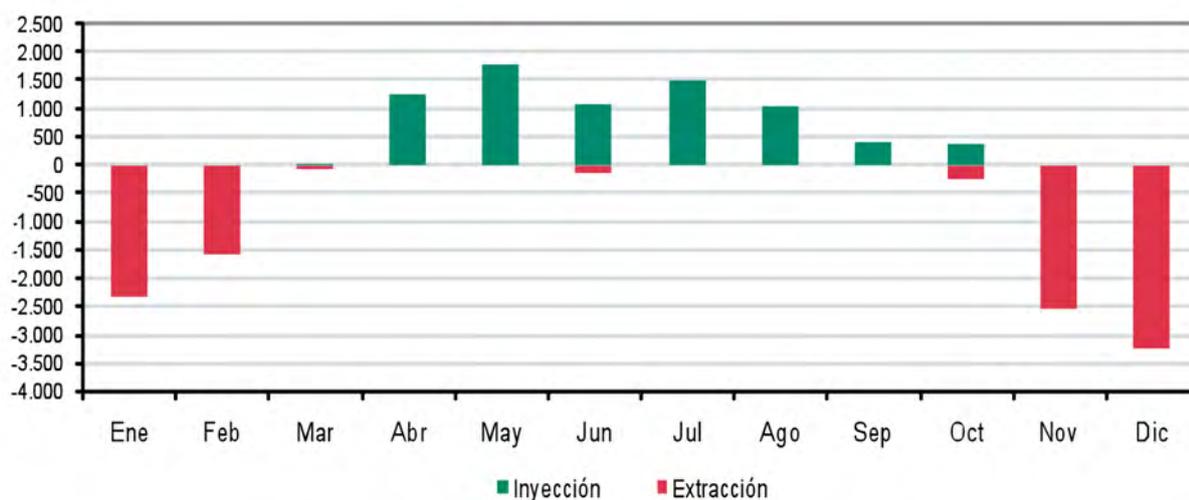


Figura 2.1.43: Operación de los almacenamientos subterráneos en 2009. Fuente: ENAGAS.

2.1.4.4.4 Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad

El mantenimiento de unos niveles mínimos de existencias de seguridad tiene por objetivo asegurar el suministro en caso de que se produzcan situaciones de restricción en el abastecimiento de gas hacia España. En ese supuesto, resulta necesario analizar la disponibilidad del gas almacenado, es decir, la velocidad a la que se pueden llevar las existencias de gas a los consumidores españoles.

La disponibilidad de las existencias depende del tipo de almacenamiento considerado: el gas de gasoductos es de utilización inmediata, el gas en plantas de regasificación depende de la capacidad de regasificación y de la demanda, y puede ser movilizado muy rápidamente. La disponibilidad del gas almacenado en los almacenamientos subterráneos

depende de la capacidad de extracción, así como de la capacidad de la conexión de estos almacenamientos con la red de gasoductos.

La Figura 2.1.44 relaciona la capacidad de producción de los almacenamientos con la capacidad de producción del sistema en 2009. En este año la capacidad de extracción de los almacenamientos se situó en torno al 6% de la capacidad total del sistema y consigue cubrir, en caso de indisponibilidad simple (o criterio N-1) el 27% de la producción transportable de Barcelona, punto con mayor capacidad de entrada en el sistema, y el 42% de la capacidad de entrada por Tarifa, punto por donde se introduce el mayor volumen anual de gas natural.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	2009 (GWh/día)
Capacidad Producción TOTAL	2.552
Capacidad Producción AASS	149
Capacidad Producción Barcelona (transportable)	562
Capacidad de Entrada de Tarifa	355
COBERTURA DE LA DEMANDA CON AASS	24
Sobre la producción total	6%
Sobre la producción de Barcelona	27%
Sobre la producción de Tarifa	42%

Figura 2.1.44: Comparación entre la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos con la capacidad de producción del sistema y la capacidad de producción de la planta de Barcelona. Fuente: ENAGAS y elaboración propia.

2.1.5 Resumen de la situación actual de las infraestructuras

Durante el invierno 2009/2010 la capacidad de transporte ha sido suficiente para asegurar la demanda. Para ello se utilizó el 67,7% de la capacidad nominal de los medios de producción del sistema en día punta.

La operación del sistema también se ha visto facilitada gracias a la aprobación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que entraron en vigor el 1 de noviembre de 2005, así como a los avances de los grupos de trabajo para la modificación/adaptación de éstas.

La vulnerabilidad frente a contingencias externas o internas al sistema, en particular por la poca autonomía de los tanques de almacenamiento de GNL, fue resuelto mediante las obligaciones impuestas por el Plan Invernal 2009/10, principalmente mediante el mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad en el conjunto de tanques de las plantas de regasificación equivalentes a 3 días de la capacidad contratada o reservada.

Desde el punto de vista de las infraestructuras, se pueden destacar las siguientes conclusiones:

1. Durante 2009 se ha ampliado la capacidad de emisión de la planta de Barcelona, y así mismo

la capacidad de almacenamiento de la planta de Sagunto. El porcentaje de entradas al sistema suministrado a través de las plantas de regasificación ha ascendido hasta el 74% del total. Así mismo se han ampliado las capacidades de los muelles de atraque de las plantas de Sagunto y Cartagena.

- Las inversiones efectuadas en plantas de regasificación han reducido el riesgo del sistema asociado a la posible falta de GNL en las plantas, que puede ocurrir en caso de cierre de puertos por malas condiciones meteorológicas (en España o en los puertos de carga), u otros problemas de aprovisionamiento. Sin embargo, a día de hoy, se está dotando al sistema de una capacidad de entrada excedentaria, en ocasiones sin utilidad efectiva, al no verse respaldada por una capacidad de transporte suficiente. Parece innecesario poner en marcha solamente capacidad de entrada al sistema sino se acompaña con la adecuación de la capacidad de transporte.
- Durante 2009 se han concluido los tramos de gasoducto Montesa-Denia y Denia-Ibiza-Mallorca, hecho que posibilita la conexión por gasoducto entre la Península y las Islas Baleares, y permite el suministro de gas natural a las islas desde el sistema peninsular. Se han concluido también en 2009 los siguientes gasoductos: el gasoducto Zaldivia-Villabona, el gasoducto al Campo de Gibraltar Fase III, el Ramal a Castellón y el gasoducto Lema-

Haro. También se han finalizado las infraestructuras asociadas al MEDGAZ para los tramos Lorca-Chinchilla y el gasoducto Almería-Lorca.

4. Actualmente el mayor riesgo del sistema deriva del lento progreso en los desarrollos de nuevos almacenamientos subterráneos.

2.2 Estado actual del sistema de energía eléctrica

2.2.1. Balance oferta - demanda de energía eléctrica año 2009

2.2.1.1 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica peninsular ha venido registrando crecimientos anuales en el entorno del 4-7% desde 1998. Sin embargo, desde 2006 este crecimiento se ha moderado progresivamente. En el año 2008, el crecimiento de la demanda de energía respecto al año anterior fue del 1%, y en el año 2009, descendió un -4,7% según datos de Red Eléctrica de

España. Esta reducción en el consumo eléctrico ha sido motivada por el empeoramiento de la situación económica a lo largo del año. En paralelo con los datos anteriores, el producto Interior Bruto (PIB) se redujo un 3,6% en el 2009 frente al ligero crecimiento del 0,9% del año anterior.

Sistema Peninsular (Gwh)	Enero - Diciembre	Variación Porcentual
1998	173.081	6,6%
1999	184.354	6,5%
2000	195.010	5,8%
2001	205.643	5,5%
2002	211.516	2,9%
2003	225.850	6,8%
2004	235.999	4,5%
2005	247.306	4,8%
2006	255.015	3,1%
2007	262.577	3,0%
2008	265.229	1,0%
2009	252.772	-4,7%

Figura 2.2.1 Evolución de la demanda Peninsular. Fuente: REE

La demanda máxima horaria en 2009 se situó en 44.440 MW el día 13 de enero, entre las 19 y las 20 horas. Este valor es inferior al máximo histórico registrado el día 17 de diciembre de 2007 (44.876 MW). Esta punta de demanda ha resultado ligeramente superior al valor previsto para el invierno 2009-2010 en el escenario probable del Informe Marco 2009 (44.000 MW) e inferior al valor en el escenario extremo (45.500 MW).

En lo referente a sectores de consumo, la demanda del sistema peninsular se puede clasificar en cuatro grandes grupos:

- **Industrial:** incluye a grandes consumidores industriales, consumidores industriales con suministro interrumpible, consumidores industriales y de servicios acogidos a la tarifa horaria de potencia

y consumidores industriales con tarifa general de alta tensión.

- **PYME's:** empresas de servicios y pequeña industria con suministro en baja tensión.

- **Doméstico:** consumidores del sector servicios, pequeña oficina y doméstico con suministro en baja tensión.

Servicios y otros: incluye los consumos de distribuidores de energía eléctrica no acogidos al Real Decreto 1538/1987, los consumos para riegos agrícolas y forestales en alta y baja tensión, el consumo eléctrico para el alumbrado público y los consumos de los medios de transporte que utilizan la tracción eléctrica.

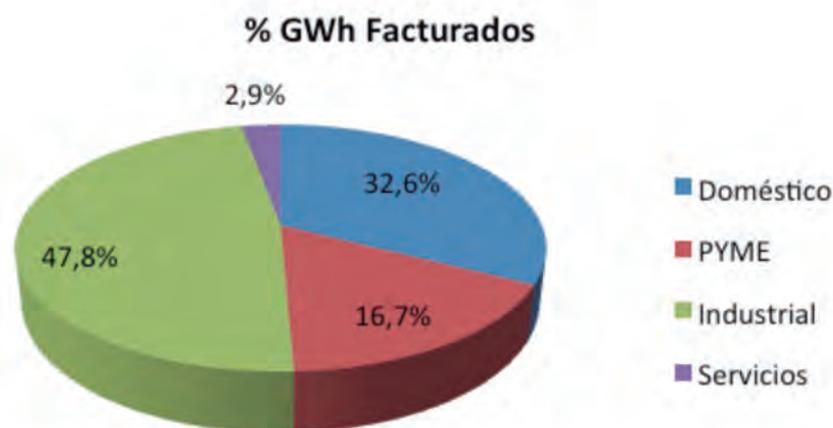


Figura 2.2.2. Distribución de la demanda peninsular por grupos de consumidores en 2009. Fuente: CNE

En cuanto a la situación de la demanda peninsular por áreas geográficas en el año 2009, cabe destacar que las Comunidades de Cataluña, Andalucía y Madrid son las mayores demandantes, mientras que las Comunidades peninsulares con menor demanda son La Rioja, Extremadura, Cantabria y Navarra, con una demanda inferior a los 5.500 GWh.

En la figura 2.2.3 se muestra un balance de energía eléctrica por Comunidades Autónomas peninsulares y su demanda en barras de central.

Balance eléctrico peninsular 2009 (GWh)	Andalucía	Aragón	Asturias	C. Valenciana	Cantabria	Castilla la Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco
Hidráulica	864	2.001	1.534	1.096	532	419	5.739	3.815	1.123	6.171	141	37	62	92	236
Nuclear	0	0	0	8.049	0	7.712	3.575	19.240	14.186	0	0	0	0	0	0
Carbón	9.606	3.134	7.829	0	0	98	4.845	393	0	7.433	0	0	0	0	523
Fuel/gas	0	0	0	0	0	1.811	0	235	0	12	0	0	0	0	25
Ciclo combinado	17.504	6.470	1.386	10.918	0	3.381	0	9.360	0	3.171	1.825	0	10.579	3.694	9.989
Régimen ordinario	27.974	11.605	10.749	20.063	532	13.421	14.159	33.043	15.309	16.787	1.966	37	10.641	3.786	10.773
(Consumos generación)	-885	-532	-610	-589	-10	-890	-692	-1.145	-468	-594	-46	-1	-367	-85	-206
Régimen especial	10.584	7.658	1.975	3.218	1.950	10.642	10.815	7.155	833	11.467	1.237	1.368	2.375	3.933	2.794
Generación neta	37.673	18.731	12.114	22.692	2.472	23.173	24.282	39.053	15.674	27.660	3.157	1.404	12.649	7.634	13.361
(Consumos bombeo)	-424	-270	-51	-876	-643	-132	-662	-299	-28	-351	0	0	0	0	0
Saldo Intercambios	706	-8.012	-382	3.325	3.003	-11.951	-10.726	5.642	-11.014	-6.760	-1.444	28.815	-3.887	-2.183	6.765
Demanda (b.c.) 2009	37.955	10.449	11.681	25.141	4.832	11.090	12.894	44.396	4.632	20.549	1.713	30.21	8.762	5.451	20.126
Demanda (b.c.) 2008	40.570	11.028	12.083	27.719	4.928	12.133	14.012	47.782	4.902	20.062	1.952	31.85	9.204	5.486	21.164
Δ% 2009/2008	-6,4%	-5,3%	-3,3%	-9,3%	-1,9%	-8,6%	-8,0%	-7,1%	-5,5%	2,4%	-12,3%	-5,1%	-4,8%	-0,6%	-4,9%

Figura 2.2.3. Balance eléctrico peninsular. Fuente: REE (régimen ordinario) y CNE (régimen especial)

Por su parte, la demanda del sistema extrapeninsular experimentó en el año 2009 un descenso global del 2,3% respecto al año anterior, alcanzando la cantidad de 15.482 GWh.

Sistema Extrapeninsular (GWh)	Enero - Diciembre	Variación Porcentual
1998	9.254	7,6%
1999	10.077	8,9%
2000	10.794	7,1%
2001	11.581	7,3%
2002	11.969	3,4%
2003	13.121	9,6%
2004	13.818	5,3%
2005	14.505	5,0%
2006	15.019	3,5%
2007	15.603	3,9%
2008	15.843	1,5%
2009	15.482	-2,3%

Figura 2.2.4. Evolución de la demanda extrapeninsular. Fuente: REE y CNE

La figura 2.2.5 muestra el balance eléctrico extrapeninsular por sistemas a finales del año 2009. Respecto al Informe Marco del año anterior, la disminución de la demanda ha sido superior a la prevista (según el escenario del Operador del Sistema).

Balance eléctrico extrapeninsular (GWh)	Islas Baleares	Islas Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Hidráulica	0	0	0	0	0
Carbón	3.450	0	0	0	3.450
Fuel/gas	1.349	6.143	231	211	7.934
Ciclo combinado	1.348	2.612	0	0	3.960
Generación auxiliar	6	34	0	0	40
Producción Bruta R.O.	6.153	8.789	231	211	15.384
Consumos en generación	-373	-477	-19	-13	-882
Producción neta	5.780	8.312	212	198	14.502
Régimen especial	205	770	0	5	980
TOTAL	5.985	9.082	212	203	15.482

Figura 2.2.5. Balance eléctrico extrapeninsular. Fuente: REE y CNE

2.2.1.2 LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. COBERTURA DE LA DEMANDA

El parque generador peninsular, a finales de diciembre de 2009, estaba constituido por 93.226 MW, de los que 61.806 MW corresponden al régimen ordinario² y el resto al régimen especial³.

Balance eléctrico extrapeninsular (GWh)	
Régimen Ordinario	1.349
Hidráulica	16.657
Nuclear	7.716
Carbón	11.359
Fuel/gas	3.008
CCTG	23.066
TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO	61.806
Régimen Especial	5.985
Cogeneración	5.865
Eólica	18.305
Hidráulica	1.969
Otros	5.281
TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL	31.420
TOTAL POTENCIA	93.226

Figura 2.2.6. Parque generador peninsular. Fuente: REE – “Informe Anual del Sistema Eléctrico Español 2009” (Régimen Ordinario) y CNE (Régimen Especial)

- Régimen ordinario: aquél en el que el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado. Pertenecen a este régimen las instalaciones de generación convencionales.
- Régimen especial: es un régimen de producción que da un trato diferenciado respecto del régimen ordinario a las instalaciones de producción de energía eléctrica abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

A lo largo del año 2009 se han producido incrementos en la potencia instalada de régimen ordinario derivados de la puesta en marcha de nuevos ciclos combinados (1.390 MW). Estas altas se han visto

compensados por nuevas bajas de centrales de fuel (1.394MW). Las nuevas altas y bajas de potencia en 2009 se detallan en la figura 2.2.7.

Altas del equipo generador en 2009 (MW)	
Algeciras 3 CC (1)	821
Escatrón 3	33
Escatrón Peaker	95
Málaga 1 CC (1)	441
Total Altas	1390
Bajas del equipo generador en 2009 (MW)	
Aceca 2	314
Castellón 4	1
Cristobal Colón 3	160
Santurce 1	377
Santurce 2	542
Total Bajas	1394
INCREMENTO NETO	-4

Figura 2.2.7. Variación del equipo generador en 2009. Fuente: REE

En cuanto a la cobertura de la demanda eléctrica peninsular, en la figura 2.2.8 aparecen reflejados los porcentajes de cobertura por tipo de fuente durante 2009. Las centrales de régimen ordinario han cubierto un 72,0% de la demanda eléctrica, 4 puntos porcentua-

les menos que en el 2008. Las centrales en régimen especial siguen ganando peso en el mix de energético cubriendo un 31,2% de la demanda (un 1,2% más que en el año 2008).

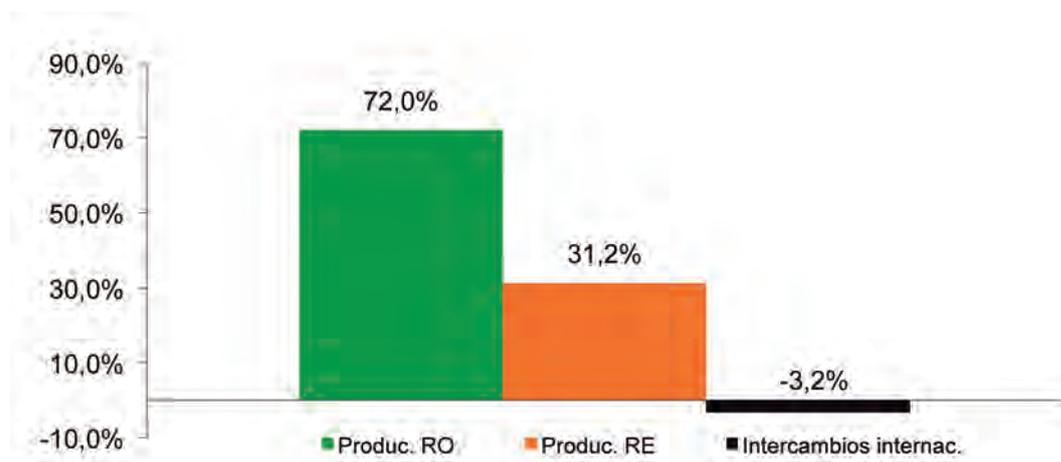


Figura 2.2.8 Cobertura de la demanda peninsular en 2009. Fuente: REE y elaboración propia

Respecto al año 2008, se observa un descenso de la producción en régimen ordinario a favor del régimen especial. Todos los grupos de generación en régimen ordinario a excepción de la hidráulica han sufrido descensos de producción. Los pesos en la estructura

de producción bruta en régimen ordinario han sufrido ligeras modificaciones respecto al año 2008. La energía de origen nuclear se ha incrementado de 27% a 28%, la energía producida en centrales de carbón ha descendido de 21% a 18% y la energía hidráulica ha

aumentado de 10% a 13%. Por el contrario, la energía procedente de centrales de ciclo combinado y de fuel/gas ha mantenido sus cuotas de participación en la

producción en régimen ordinario (41% y 1%, respectivamente).

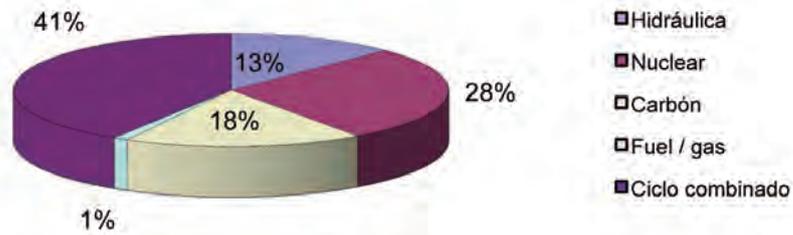


Figura 2.2.9. Distribución de la producción peninsular bruta en régimen ordinario en 2009. Fuente: REE y elaboración propia.

Si se compara la potencia instalada con la punta de demanda, como se muestra en la figura 2.2.10, se mantiene el proceso de alejamiento entre la punta máxima del año y la potencia instalada en régimen ordinario. No obstante, como consecuencia de la variabilidad de la hidráulicidad y de la aleatoriedad de las indisponibilidades del parque térmico,

no toda la potencia instalada se encuentra disponible durante los episodios de máximo consumo. Por tanto, para determinar el valor real del margen de capacidad, es preciso conocer la previsión de potencia disponible, con el fin de evitar situaciones en las que no sea posible atender la totalidad de la demanda.

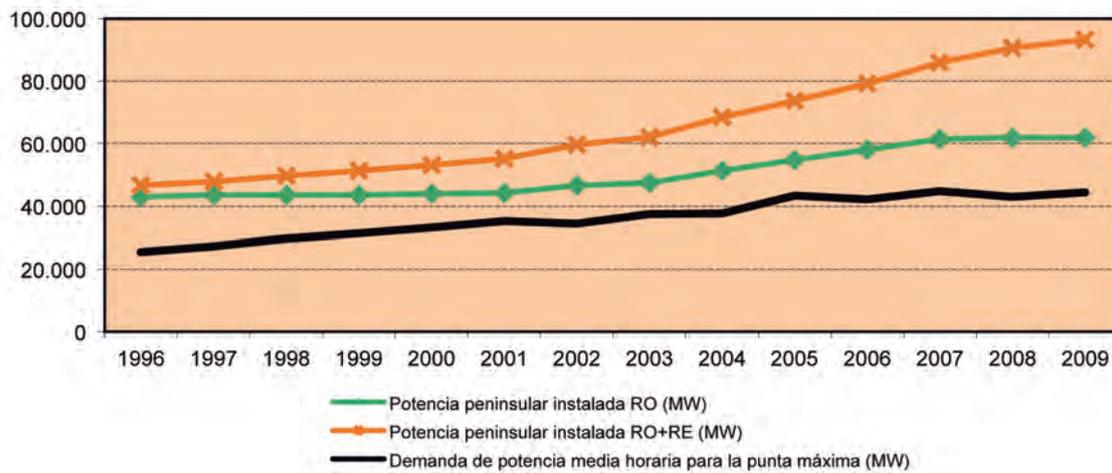


Figura 2.2.10 Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada total y en régimen ordinario en el sistema peninsular. Fuente: REE y elaboración propia

La potencia instalada en régimen ordinario en territorio peninsular en el año 2009 distribuida por Comunidades Autónomas, refleja que Andalucía, con 9.298 MW es la comunidad que cuenta con mayor potencia instalada en régimen ordinario. Le

siguen en importancia Cataluña, con 9.164 MW y Castilla y León con 7.152 MW. Las Comunidades de Madrid y Cantabria continúan como las de menor potencia instalada, inferior a los 400 MW (ver figura 2.2.11).

Autonomía	Hidráulica	Nuclear	Carbón	Fuel/gas	CCTG	Total 2009
Andalucía	1.046	0	2.051	148	6.053	9.298
Aragón	1.284	0	1.341	0	1.913	4.538
Asturias	661	0	2.628	0	432	3.721
C. Valenciana	1.326	1.085	0	0	2.909	5.320
Cantabria	389	0	0	0	0	389
Castilla la Mancha	725	1.066	221	634	774	3.420
Castilla y León	3.979	466	2.707	0	0	7.152
Cataluña	2.206	3.142	162	1.178	2.475	9.164
Extremadura	2.148	1.957	0	0	0	4.105
Galicia	2.681	0	2.031	470	1.238	6.420
La Rioja	8	0	0	0	799	808
Madrid	59	0	0	0	0	59
Murcia	28	0	0	578	3.318	3.924
Navarra	11	0	0	0	1.203	1.214
País Vasco	105	0	217	0	1.951	2.274
TOTAL	16.657	7.716	11.359	3.008	23.066	61.806

Figura 2.2.11. Potencia instalada (MW) por CCAA en el año 2009. Fuente: REE

La cobertura de la demanda extrapeninsular depende principalmente del equipo térmico instalado, basado fundamentalmente en carbón de importación en el sistema Mallorca – Menorca y en combustibles líquidos en los demás sistemas. La cobertura de la demanda durante 2009 ha sido similar a la del año anterior, aunque se ha producido un ligero descenso de la energía procedente de las centrales de ciclo combinado respecto al año 2008, siendo el aporte de los grupos de fuel-gas (incluyendo los grupos de ciclo combinado) el 73% de la demanda bruta, los de carbón el 21% y la energía adquirida al régimen especial el 6%, habiéndose instalado además una serie de grupos electrógenos de emergencia para

cubrir un déficit de generación respecto a la planificada durante la punta de verano, representando apenas el 0,2% del total de energía bruta demandada.

La potencia instalada en los sistemas extrapeninsulares en 2009 se refleja en la figura 2.2.12, diferenciada también en función de las distintas tecnologías existentes. La diversificación en el parque generador extrapeninsular es menor que en el caso peninsular. A finales de diciembre de 2009, éste estaba constituido por 5.348 MW, de los que 4.937 MW correspondían al régimen ordinario y los restantes al régimen especial.

Balance eléctrico extrapeninsular (MW)	Islas Baleares	Islas Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Hidráulica	0	1	0	0	1
Carbón	510	0	0	0	510
Fuel/gas	977	1.866	85	85	3.013
Ciclo combinado	696	688	0	0	1.384
Generación auxiliar	0	28	0	0	28
Total Régimen Ordinario	2.183	2.584	85	85	4.937
Régimen especial	98	311	0	2	412
Total Potencia Instalada	2.281	2.894	85	88	5.348

Figura 2.2.12. Potencia extrapeninsular instalada. Fuente: Endesa y CNE

PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO

Producción hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas tienen una influencia relevante en la cobertura anual de la demanda, ya que constituyen una fuente de energía de coste reducido, aunque su producción varía enormemente en función de la hidraulicidad. Se puede destacar en los últimos años un abanico que oscila entre una participación del 14,3% (39.424 GWh) registrados durante el año 2001, definido como húmedo, y una participación del

9% (19.170 GWh) durante el año 2005. En 2009 la producción hidroeléctrica supuso un 13% (23.868 GWh) de la producción bruta peninsular en régimen ordinario.

Este año la producción hidráulica total ha sido un 11,4% superior a la del año anterior, debido fundamentalmente al carácter más húmedo del año, que ha permitido un aumento de la producción en las cuencas del centro y norte peninsular. A finales de 2009, la potencia hidráulica instalada en el sistema peninsular era de 16.657 MW.

Cuencas hidrográficas	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Variación Porcentual
		2008	2009	
Norte	4.194	7.042	9.098	29,2%
Duero	3.556	4.951	4.989	0,8%
Tajo-Júcar-Segura	4.175	2.870	2.674	-6,8%
Guadiana	233	106	124	17,4%
Guadalquivir-Sur	1.016	612	810	32,3%
Ebro-Pirineo	3.483	5.847	6.166	5,5%
Total sistema peninsular	16.657	21.428	23.861	11,4%

Figura 2.2.13 Producción peninsular bruta por cuenca hidrográfica

La evolución de la producción hidráulica en 2009 y 2008 se refleja en la figura 2.2.14.

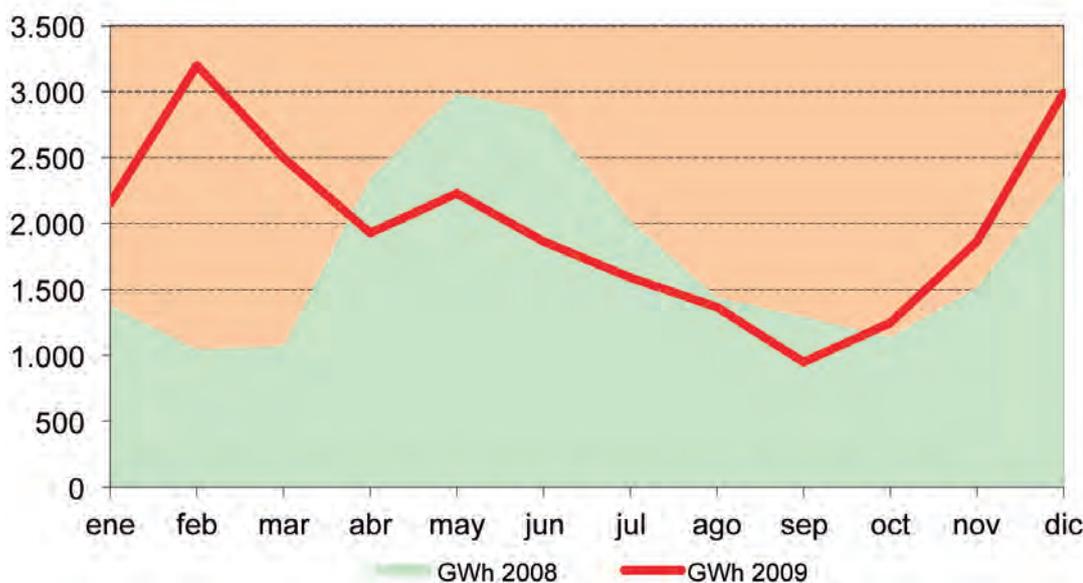


Figura 2.2.14. Producción de energía hidráulica en el sistema peninsular. Fuente: REE y elaboración propia

Por otra parte, el análisis de las reservas hidroeléctricas, según datos a 31 de diciembre de 2009, refleja que el porcentaje de llenado en la Península es del 61%, mientras que el producible total (incluyendo tanto las reservas anuales como las hiperanuales) es de 9.137 GWh, valor que supone un incremento del 32% respecto al registrado en diciembre del año 2008, cuando las reservas totales eran de 6.912 GWh.

Producción hidroeléctrica

Por lo que se refiere a la producción nuclear, ésta ha supuesto aproximadamente un 28% (52.761 GWh) de la producción en régimen ordinario durante 2009.

Contrariamente a lo que sucede con la producción hidroeléctrica, la nuclear es una tecnología de base con una utilización constante y elevada. La cantidad de energía total generada por esta tecnología ha disminuido un 11% respecto a 2008. Este descenso de producción se debe fundamentalmente a que algunas centrales nucleares, han presentado una menor disponibilidad en 2009 frente a 2008.

En la figura 2.2.15 se muestra la potencia de cada una de las centrales instaladas, la producción durante los dos últimos ejercicios, la variación entre ambos (que muestra la relativa estabilidad en la producción nuclear antes mencionada) y los índices de disponibilidad de las centrales.

Centrales nucleares	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Variación Porcentual 09/08	Disponibilidad 2009 (%)
		2008	2009		
Almaraz I	974	7.491	7.126	-4,9%	83,8
Almaraz II	983	8.607	7.060	-18,0%	84,3
Ascó I	1.028	7.694	5.659	-26,4%	65,7
Ascó II	1.027	7.488	8.191	9,4%	92,3
Cofrentes	1.085	8.156	8.049	-1,3%	87,1
Garoña	466	4.016	3.575	-11,0%	89,4
Trillo I	1.066	8.284	7.712	-6,9%	84,0
Vandellós II	1.087	7.239	5.390	-25,5%	60,0
Total sistema peninsular	7.716	58.973	52.761	-11%	80,1

Figura 2.2.15. Balance de producción nuclear peninsular. Diciembre 2009. Fuente: REE

Producción térmica convencional y con ciclos combinados de gas natural

■ Peninsular

La producción térmica, dadas sus características de operación y disponibilidad, cubre habitualmente las oscilaciones de la producción hidráulica y de origen renovable. Dicha producción históricamente ha dependido del carbón autóctono pero en la actualidad, la preponderancia de este combustible ha cedido ante la importancia creciente del gas natural, utilizado en las centrales térmicas de ciclo combinado.

Por otra parte, la reconversión que se está llevando a cabo en el sector del carbón nacional y los mayores condicionantes medioambientales que afectan fundamentalmente a las emisiones de SO₂, están produciendo en este colectivo de centrales una sustitución de carbón nacional por carbón de importación.

Además, el sistema de comercio de emisiones de CO₂ que comenzó a funcionar en 2005, constituye una barrera adicional para el carbón, debido a sus altas emisiones específicas.

En la figura 2.2.16 se observa la evolución mensual experimentada por la producción térmica en los dos

últimos años. Se constata una producción en torno al 18,4% menor en 2009 con respecto a 2008. Esta reducción se encuentra en línea con la disminución de la producción eléctrica en régimen ordinario debida fundamentalmente a la contracción de la demanda

como consecuencia del empeoramiento de la situación económica en el 2009, así como a un aumento de la producción del régimen especial en detrimento del régimen ordinario.

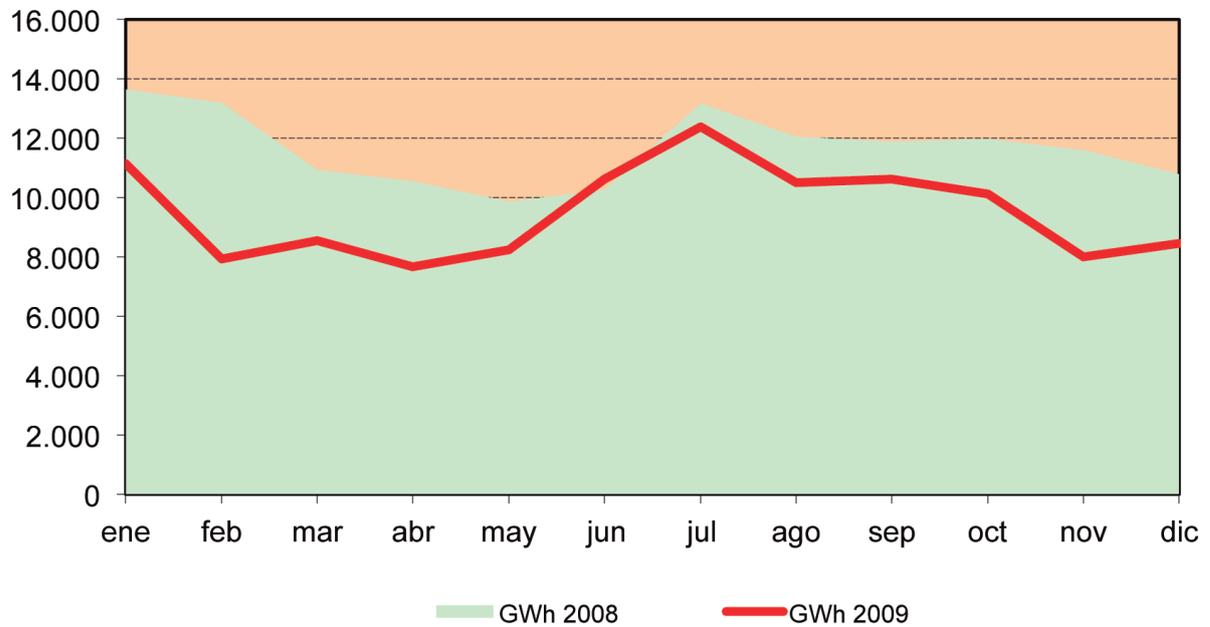


Figura 2.2.16. Producción de energía térmica convencional en el sistema peninsular. Fuente: REE y elaboración propia

La potencia y la producción de los grupos térmicos no nucleares a finales de 2009 se muestran en la figura 2.2.17.

Tecnología	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Variación Porcentual 09/08	Disponibilidad 2009 (%)
		2008	2009		
Hulla + Antracita	5.880	23.510	13.355	-43,2%	89,5
Carbón importado	1.944	8.394	9.546	13,7%	85,3
Lignito negro	1.504	6.183	3.527	-43,0%	83,9
Lignito pardo	2.031	8.188	7.433	-9,2%	80,1
Total Carbón	11.359	46.275	33.862	-26,8%	86,4
Fuel-Gas	3.008	2.378	2.082	-12,4%	79,6
CicloCombinadoGasNatural	23.066	91.286	78.279	-14,2%	91,9
Total sistema peninsular	37.433	139.939	114.223	-18,4%	87,4

Figura 2.2.17. Balance de producción térmica convencional peninsular. Diciembre 2009. Fuente: REE

La potencia instalada en 2009 distribuida por Comunidades Autónomas y centrales se muestra a continuación.

CCAA-Nombre Central	Tecnología	Potencia (MW)
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324
Litoral de Almería	Carbón importado	1.159
Los Barrios	Carbón importado	568
C.Colón	Fuel/gas	148
San Roque 1	Ciclo combinado	397
San Roque 2	Ciclo combinado	402
Arcos 1	Ciclo combinado	396
Arcos 2	Ciclo combinado	379
Arcos 3	Ciclo combinado	844
Palos 1	Ciclo combinado	401
Palos 2	Ciclo combinado	396
Palos 3	Ciclo combinado	398
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388
Colón 4	Ciclo combinado	398
Algeciras 3 CC (2)	Ciclo combinado	821
Málaga 1 CC (2)	Ciclo combinado	441
Andalucía		8.252
Escatrón	Lignito negro	80
Escucha	Lignito negro	159
Teruel	Lignito negro	1.102
Castelnou	Ciclo combinado	798
Escatrón 3	Ciclo combinado	818
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	297
Aragón		3.255
Aboño	Hulla+antracita	916
Lada	Hulla+antracita	513
Narcea	Hulla+antracita	595
Soto de la Ribera	Hulla+antracita	604
Soto de la Ribera 4 (2)	Ciclo combinado	432
Asturias		3.060
Trillo I	Nuclear	1.066
Puertollano	Hulla+antracita	221
Aceca (3)	Fuel/gas	314
Aceca 3	Ciclo combinado	400
Aceca 4	Ciclo combinado	374
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320
Castilla-La Mancha		2.695
Garoña	Nuclear	466
Anllares	Hulla+antracita	365
Compostilla	Hulla+antracita	1.171
Guardo	Hulla+antracita	516
La Robla	Hulla+antracita	655
Castilla y León		3.173
Ascó I	Nuclear	1.028

CCAA-Nombre Central	Tecnología	Potencia (MW)
Ascó II	Nuclear	1.027
Vandellós II	Nuclear	1.087
Cerces	Lignito negro	162
Foix	Fuel/gas	520
San Adrián (3)	Fuel/gas	659
Besós 3	Ciclo combinado	412
Besós 4	Ciclo combinado	407
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400
Tarragona Power	Ciclo combinado	424
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	412
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421
Cataluña		6.958
Cofrentes	Nuclear	1.085
Castellón 3	Ciclo combinado	800
Castellón 4	Ciclo combinado	854
Sagunto 1	Ciclo combinado	417
Sagunto 2	Ciclo combinado	420
Sagunto 3	Ciclo combinado	419
C.Valenciana		3.994
Almaraz I	Nuclear	974
Almaraz II	Nuclear	983
Extremadura		1.957
Meirama	Lignito pardo	563
Puentes García Rodríguez	Lignito pardo	1.468
Sabón	Fuel/gas	470
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	849
Sabón 3	Ciclo combinado	389
Galicia		3.739
Arrúbal 1	Ciclo combinado	402
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397
La Rioja		799
Cartagena 1	Ciclo combinado	425
Cartagena 2	Ciclo combinado	425
Cartagena 3	Ciclo combinado	419
Escombreras	Fuel/gas	578
El Fangal 1	Ciclo combinado	409
El Fangal 2	Ciclo combinado	408
El Fangal 3	Ciclo combinado	402
Escombreras 6	Ciclo combinado	831
Murcia		3.896
Castejón 1	Ciclo combinado	399
Castejón 2	Ciclo combinado	378
Castejón 3	Ciclo combinado	426
Navarra		1.203
Amorebieta	Ciclo combinado	749
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217
Santurce (4)	Fuel/gas	0
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800
Santurce 4	Ciclo combinado	403
País Vasco		2.168
Total		45.149

Figura 2.2.18. Potencia térmica instalada en 2009 en el sistema peninsular según áreas geográficas (REE)

La figura 2.2.19 muestra la evolución creciente que ha experimentado la potencia instalada de ciclos combinados en la península durante los últimos años. No obstante, en el 2009, esta tendencia se ha suavizado creciendo un 6,4% respecto al año 2008. La producción bruta alcanzada con esta tecnología en el 2009 asciende a 78.279 GWh un 14% menos que en

el año 2008. Este descenso de producción se debe a una menor demanda total de electricidad y a un incremento del peso absoluto y relativo de la producción en régimen especial respecto al total de la producción eléctrica. La producción bruta de ciclos combinados representa un 31% del total de la producción en 2009, frente al 34% que representaba en el 2008.

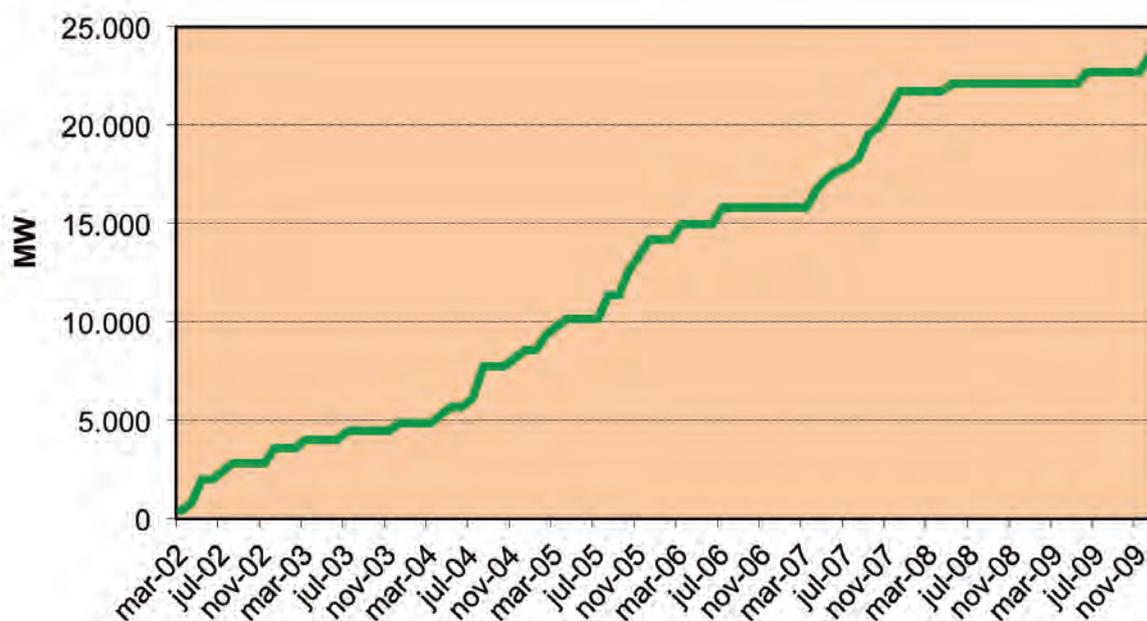


Figura 2.2.19. Evolución de la potencia instalada peninsular de centrales de ciclo combinado con turbina de gas (MW).
Fuente REE

■ Extrapeninsular

La producción extrapeninsular está basada principalmente en tres tecnologías: centrales convencionales (ciclo de vapor), motores diesel y turbinas de gas, consumiendo, en todas ellas, productos petrolíferos y, en el caso de la central convencional de Alcedia, carbón de importación. En el último año cabe destacar la puesta en marcha de cuatro nuevos grupos de generación mediante turbina de gas en Baleares, concretamente dos en Mallorca (Central Cas Tresorer), otro en Mahón (Menorca) y otro en Ibiza, aunque aquí también se ha desmontado un grupo de producción Diesel (Fuel). Con todo ello, en el Sistema Eléctrico Insular Balear se ha producido un incremento la potencia total de 224 MW. En Ceuta se ha instalado un nuevo grupo

de gasóleo (turbina de gas) de 14 MW de potencia. Todo esto ha supuesto un aumento respecto a la potencia instalada en régimen ordinario a finales de 2008, en el sistema extrapeninsular, de 238 MW, siendo, en detalle, la mostrada en la figura 2.2.20, según información suministrada por la empresa generadora.

Localización	Central	Tecnología	Potencia Bruta a 31/12/2009 (MW)	
Ceuta		Diesel	71,10	
		Turbina de gas	14,00	
Melilla		Diesel	58,62	
		Electrógeno	12,00	
		Turbina de gas	14,70	
Islas Baleares	Ibiza	Turbina de gas	139,00	
		Diesel	168,70	
	Formentera	Turbina de gas	14,00	
		Mahón	Diesel	47,40
			Turbina de gas	221,00
		Alcudia	C.Vapor (carbón)	510,00
			Turbina de gas	75,00
	Son Reus	Turbina de gas	154,00	
		Ciclo Combinado	232,80	
		Ciclo Combinado	224,75	
	Cas Tresorer	Ciclo Combinado	238,70	
		Turbina de gas	157,60	
	Islas Canarias	Jinámar	C.Vapor (fuel)	233,15
Diesel			84,00	
Turbina de gas			98,45	
Banco Tirajana		C. Vapor (fuel)	160,00	
		Turbina de gas	75,00	
		CCTG	226,10	
Candelaria		CCTG	235,90	
		C. Vapor (fuel)	160,00	
		Diesel	36,00	
Granadilla		Turbina de gas	140,80	
		C.Vapor (fuel)	160,00	
		Diesel	48,00	
		Turbina de gas	128,10	
S.E. Guía de Isora			CCTG	226,10
		S.E. Los Vallitos	Electrógeno	8,70
		Punta Grande	Electrógeno	7,25
			Diesel	151,56
	Las Salinas	Turbina de gas	60,95	
		Diesel	108,22	
	S.E. Gran Tarajal	Turbina de gas	78,36	
		Electrógeno	12,50	
	Los Guinchos	Diesel	83,44	
		Turbina de gas	24,30	
El Mulato	Hidráulica	0,80		
	Diesel	20,42		
El Palmar	Diesel móvil	2,48		
	Llanos Blancos	Diesel	11,46	
		Diesel móvil	1,28	
Total 2009			4.936,69	

PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL

Por su parte, la potencia instalada en régimen especial ha continuado con la tendencia de crecimiento, experimentando un incremento durante 2009 de

casi un 8% en todo el territorio nacional. En la figura 2.2.21 se puede observar la evolución de la potencia en régimen especial instalada en la Península por tecnologías durante el periodo 1990 – 2009.

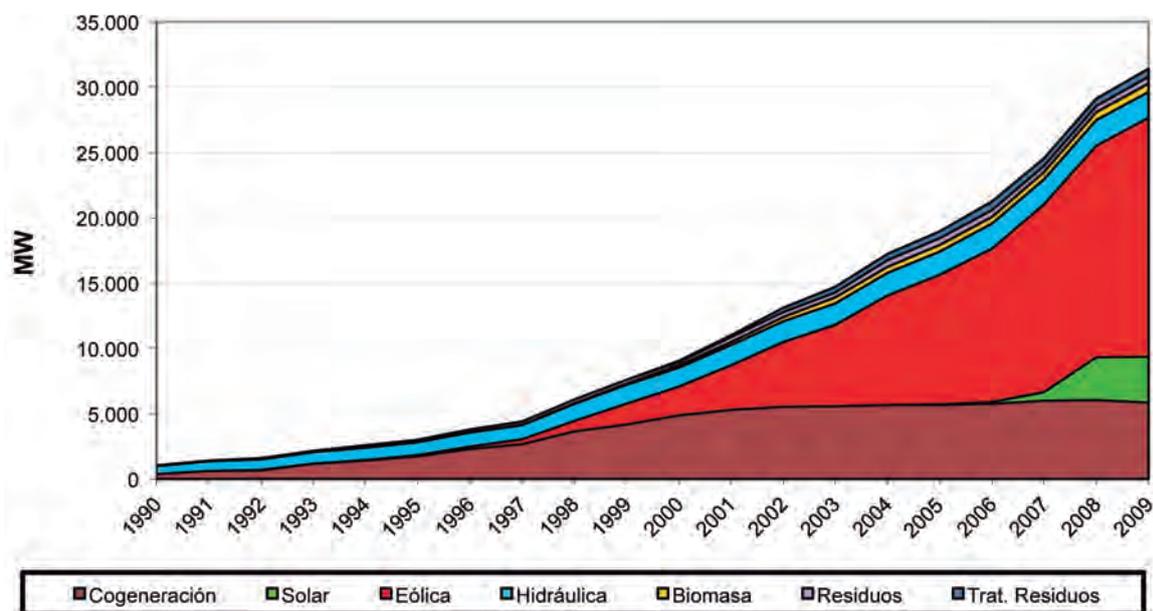


Figura 2.2.21. Evolución de la potencia instalada en régimen especial en el sistema peninsular. Fuente: CNE

La energía cedida por el régimen especial a la red en la península durante 2009 ha experimentado un crecimiento de casi un 15% respecto al año anterior, repartido de forma desigual por tecnologías, destacando el incremento de la producción mediante energía solar, así como el importante crecimiento sostenido de la producción mediante energía eólica. Cabe mencionar, además, el repunte en los incrementos porcentuales de la producción mediante residuos, biomasa y tratamiento de residuos, así como el crecimiento continuado en la producción con tecnología hidráulica. Esto ha supuesto que la demanda peninsular fuera cubierta en 2009 en más de un 31% por la producción en régimen especial.

En el sistema extrapeninsular, el crecimiento anual de la potencia instalada en régimen espe-

cial se sitúa tradicionalmente por debajo de las tasas peninsulares. En concreto, en 2009 se ha producido un estancamiento en cuanto a potencia instalada, experimentando incluso un ligero descenso debido básicamente a la reducción en la potencia instalada en energía eólica en el sistema insular canario. Por otra parte, el índice de penetración en la cobertura de la demanda en el sistema extrapeninsular mediante energía producida en régimen especial es menor que en el peninsular, situándose en torno a un 6%, correspondiendo casi un 8,5% en Canarias y algo más de un 3% en Baleares.

En la figura 2.2.22 se muestra la potencia total y la energía vertida a la red durante el año 2009 por este tipo de instalaciones.

RÉGIMEN ESPECIAL	PENINSULAR		EXTRAPENINSULAR		TOTAL	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
Cogeneración	5.865	21.469	42	3	5.907	21.472
Solar (PV y Termoeléctrica)	3.488	5.780	147	238	3.635	6.018
Eólica	18.305	36.493	146	343	18.451	36.836
Hidráulica	1.969	5.208	0	0	1.969	5.209
Biomasa	664	2.661	1	7	665	2.668
Residuos	488	2.501	74	389	562	2.890
Trat. Residuos	641	3.892	0	0	641	3.892
TOTAL	31.419	78.005	412	980	31.831	78.985

Figura 2.2.22. Potencia instalada y producción peninsular y extrapeninsular en 2009

La distribución de energía vertida por el régimen especial y de la potencia instalada en cada una de las Comunidades Autónomas se muestra en la figura 2.2.23. Destacan Andalucía como principal productora de energía procedente del tratamiento de residuos y de la biomasa, Cataluña en cuanto a la producción mediante cogeneración, País Vasco res-

pecto a la producción mediante residuos, y Galicia en el aprovechamiento de la energía hidráulica y eólica, siendo la Comunidad de Castilla-La Mancha líder en la producción mediante energía solar. La Comunidad Autónoma líder en producción en régimen especial es Galicia, aunque el máximo de potencia instalada bajo este régimen especial se da en Castilla La Mancha.

COMUNIDAD	COGENERACIÓN		SOLAR		EÓLICA		HIDRÁULICA		BIOMASA		RESIDUOS		Total Energía Vendida (GWh)	Total Potencia Instalada (MW)		
	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)														
ANDALUCIA	2.941	630	1.225	780	3.506	2.451	180	130	1.021	200	331	68	1.380	204	10.584	4.464
ARAGON	2.352	525	197	125	4.014	1.687	819	252	67	34	2	10	207	58	7.658	2.692
ASTURIAS	351	73	0	1	553	314	246	77	357	86	467	73	0	0	1.975	624
BALEARES	3	9	79	52	3	4					120	34			205	98
CANARIAS	0	33	159	96	339	142	0	0	7	1	264	38			770	311
CANTABRIA	1.589	301	2	2	29	18	241	73	18	3	71	10			1.950	407
CASTILLA LA MANCHA	1.092	338	1.512	863	7.452	3.761	296	118	163	54			128	38	10.642	5.171
CASTILLA Y LEON	2.090	498	548	330	6.866	3.602	464	222	27	9			821	124	10.815	4.784
CATALUÑA	3.947	1.180	271	165	854	621	917	279	149	42	289	55	729	104	7.155	2.445
CEUTA Y MELILLA			0	0							5	2			5	2
COM. VALENCIANA	1.205	636	352	224	1.444	878	11	31	20	12	187	66	0	2	3.218	1.850
EXTREMADURA	19	15	776	454			12	20	0	1			26	4	833	494
GALICIA	1.824	599	11	9	7.621	3.208	1.367	490	220	49	308	51	116	15	11.467	4.421
LA RIOJA	114	49	72	78	971	448	69	27	12	4					1.237	607
MADRID	966	274	33	26			10	44	189	43	170	30			1.368	416
MURCIA	1.142	235	518	292	277	154	42	14	31	10	0	10	365	70	2.375	783
NAVARRA	478	131	244	124	2.480	969	418	139	192	40			121	15	3.933	1.418
PAIS VASCO	1.359	380	18	17	426	194	117	53	197	77	677	115	0	8	2.794	844
Total 2008	21.472	5.907	6.018	3.635	36.836	18.451	5.209	1.969	2.668	665	2.890	562	3.892	641	78.985	31.831

Figura 2.2.23. Energía vertida y potencia instalada en régimen especial en CCAA por tecnologías durante 2009

2.2.2. Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica.

La red de transporte es uno de los elementos fundamentales en el funcionamiento del sistema eléctrico, ya que es el nexo de unión que permite llevar la energía eléctrica desde las zonas de producción hasta las áreas de consumo.

La unión de los centros de producción con las redes de distribución y clientes finales específicos se lleva a cabo por la red de transporte, que se divide en transporte primario y secundario. La red de transporte primario está constituida por las instalaciones con

tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y las interconexiones internacionales, mientras que la red de transporte secundario la constituyen las instalaciones con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el transporte primario, y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

La evolución del sistema de transporte en la península ha seguido una trayectoria creciente en el tiempo, tanto en lo relativo a circuitos (de 400 kV y de 220 kV), como en capacidad de transformación. Dicha evolución aparece representada en la figura 2.2.24.

	RED (KM)		CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 400/AT (MVA)		
	400 KV	220 KV	REE	OTRAS EMPRESAS	TOTAL
1998	14.538	15.801	16.988	25.699	42.687
1999	14.538	15.900	17.913	26.144	44.057
2000	14.918	16.003	19.613	26.149	45.762
2001	15.180	16.179	20.213	27.499	47.712
2002	16.066	16.288	27.853	14.856	42.709
2003	16.591	16.339	32.503	14.856	47.359
2004	16.840	16.456	36.553	14.856	51.409
2005*	16.846	16.533	54.272	800	55.072
2006	17.042	16.759	56.072	800	56.872
2007	17.172	16.801	58.522	800	59.322
2008	17.724	16.835	62.922	800	63.722
2009	18.015	16.978	66.322	800	67.122

(*) Los datos de 2002 y 2005 reflejan la adquisición de activos por Red Eléctrica a otras empresas.

Figura 2.2.24. Evolución de la red de 400 y 220 kV (km) y de la capacidad de transformación. Fuente REE

Durante el año 2009, se han puesto en operación 291,4 km de línea en el nivel de tensión de 400 kV, y 142 km de línea en el nivel de tensión de 220 kV. Asimismo, se han puesto en servicio siete nuevas subestaciones de

400 kV y diecisiete de 220 kV, mientras que la capacidad de transformación 400 kV/AT ha aumentado en 3.600 MVA. La figura 2.2.25 detalla las subestaciones puestas en servicio en el ejercicio 2009:

400 kV	220kV
Abanto	Aguacate
Carmona	Albal
Cártama	Arganzuela
El Cereal	Carmona
Penagos	Cártama
Pesoz	Casquemada
Requena	Condonyer
	Deportiva
	El Cereal
	El Pilar
	Els Aubals
	Irún
	La Estrella
	Mirasierra
	Morvedre
	Puebla de Guzmán
	Franca

Figura 2.2.25 Nuevas subestaciones. Año 2009. Fuente REE

Según los datos del boletín mensual de Red Eléctrica de España correspondiente al mes de diciembre de

2009, la red de transporte está compuesta por los elementos contenidos en la figura 2.2.26.

Instalaciones de la RdT en servicio		400 kV	220 kV
Subestaciones	Posiciones	1.119	2.378
Transformación (1)	Nº de unidades	134	1
Reactancias	Nº de unidades	37	43
Condensadores	Nº de unidades	2	11
submarinos	Longitud (km)	29	-
Cables	Longitud (km)	26	-

(1) Solamente se consideran los transformadores pertenecientes a la Red de Transporte

Figura 2.2.26. Red de Transporte. Fuente Boletín mensual REE. Diciembre 2009

Como resumen indicar que la red de transporte peninsular corresponde a una red mallada que origina relativamente pocas restricciones. Además, destaca la elevada disponibilidad de las instalaciones que la componen (98,10%) y las reducidas interrupciones del suministro debidas a incidencias en esta red.

LAS CONEXIONES INTERNACIONALES

Los intercambios internacionales de energía eléctrica se producen a través de las interconexiones con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos. La capacidad de intercambio de potencia a través de estas interconexiones viene determinada por la capacidad física de las líneas que conforman la interconexión, descontando de ella la reserva de capacidad necesaria para mantener los sistemas acoplados ante fallos de elementos del sistema (líneas, incluyendo las propias líneas de interconexión, grupos generadores, etc.) y otras reservas necesarias para tener en cuenta desvíos involuntarios de regulación.

La capacidad teórica de intercambio no es un valor fijo, ya que cambia en el tiempo dependiendo de la variación en los niveles de demanda, la configuración de la generación, la capacidad térmica estacional de los elementos de transporte y las indisponibilidades (fortuitas o programadas) de los elementos de transporte y generación.

Las variaciones de la capacidad comercial se deben, en parte, al cambio de capacidad térmica de las lí-

neas. Sin embargo resulta decisiva la estructura de la generación en diferentes periodos, así como los valores de demanda en zonas próximas a las fronteras que pueden llegar a saturar, en determinados casos, las redes internas. En el caso de la interconexión con Portugal, la generación hidráulica a ambos lados de la frontera condiciona de manera importante la capacidad, siendo la gestión de la producción de las cuencas del Duero y Tajo a lo largo del año la causa principal de las variaciones observadas.

REE tiene en 2009 dos contratos de intercambio internacional de energía eléctrica suscritos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, uno en el que EDF suministra a REE y otro en el que REE suministra a EDF. Estos contratos han concluido en el año 2010.

El transporte y las conexiones con las islas e interislas

No existen todavía conexiones de la red de transporte de energía eléctrica entre la Península y las islas, existiendo, sin embargo, dos conexiones interislas en Baleares (Menorca – Mallorca e Ibiza – Formentera) y otras dos en Canarias (Lanzarote – Fuerteventura y Lanzarote – La Graciosa).

La figura 2.2.27 muestra los elementos de transporte y la capacidad de transformación en ambos sistemas.

Sistema de transporte y transformación	Baleares		Canarias	
	2007	2008	2007	2008
Líneas de 220 kV (km)	173	173	164	164
Líneas de V≤132 kV (km)	979	1.000	993	993
Capacidad de transformación (MVA)	1.998	1.998	1.250	1.250

Figura 2.2.27. Sistema de transporte y transformación en Canarias. Fuente REE

La red de distribución de energía eléctrica

Se consideran instalaciones de distribución todas las líneas eléctricas de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que se consideren integradas en la red de transporte. Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución.

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores o distribuidores que la adquieran a tarifa.

La Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, liberaliza la distribución a través de la generalización del acceso a las redes, de manera que la eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. No obstante, la retribución de la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red.

En su artículo 16.3., la Ley 54/1997 establece que la retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice

las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad de suministro y la reducción de pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad”.

Las actividades reguladas destinadas al suministro de energía eléctrica son retribuidas económicamente con cargo a las tarifas y a los peajes. En un futuro, la distribución será retribuida únicamente vía peajes.

El 15 de febrero de 2008 fue aprobado el Real Decreto 222/2008, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Por otra parte, en el Capítulo II (Título IV) del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, queda regulada la Calidad del Servicio, entendido como conjunto de características, técnicas y comerciales inherentes al suministro eléctrico exigible a las empresas distribuidoras tanto a nivel zonal como a nivel individual. Concretamente en el artículo 105.2 del Real Decreto, se establece que la implantación de los descuentos, como consecuencia de los incumplimientos de los límites establecidos en la norma, entrarán en vigor a partir del día 1 de enero del año siguiente a la finalización del periodo de implantación del procedimiento de registro y control. El mencionado procedimiento de registro y control fue regulado mediante la ORDEN ECO/797/2002, de 22 de marzo.

2.2.3. Funcionamiento del sistema eléctrico durante el año 2009

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN

Para el conjunto del mercado de producción en el sistema peninsular español, la contratación neta de energía ha ascendido a 269.131GWh y 11.371.659kEuros, lo que ha supuesto una disminución del 5,2% en energía y del 42,0% en volumen económico, con respecto al mismo período del año anterior, según datos publicados por el OMEL.

Durante este periodo, el volumen de contratación en el mercado diario ha ascendido a 207.771GWh lo que supone un descenso del 10,5% respecto al año anterior. Las energías aquí indicadas corresponden a las cantidades negociadas en el sistema eléctrico español más el saldo en la interconexión con Portugal.

El precio medio horario final ponderado del mercado en 2009 ha ascendido a 4,203 c€/kWh, un 39,1% menor que el mismo valor del año anterior.

En cuanto a la contratación a lo largo del periodo 1998 - 2009, el consumo a mercado libre en España ha seguido la evolución que muestra la figura 2.2.28. A este respecto, hay que indicar que el 1 de Julio de 2009 se establece la tarifa de último recurso y todo el mercado pasa a considerarse mercado libre; sin embargo, a efectos gráficos, en la figura 2.2.28 se consideran compras en mercado libre sólo las efectuadas por comercializadores libres y los propios consumidores, o lo que es lo mismo, se excluyen los suministros correspondientes a comercializadores de último recurso.

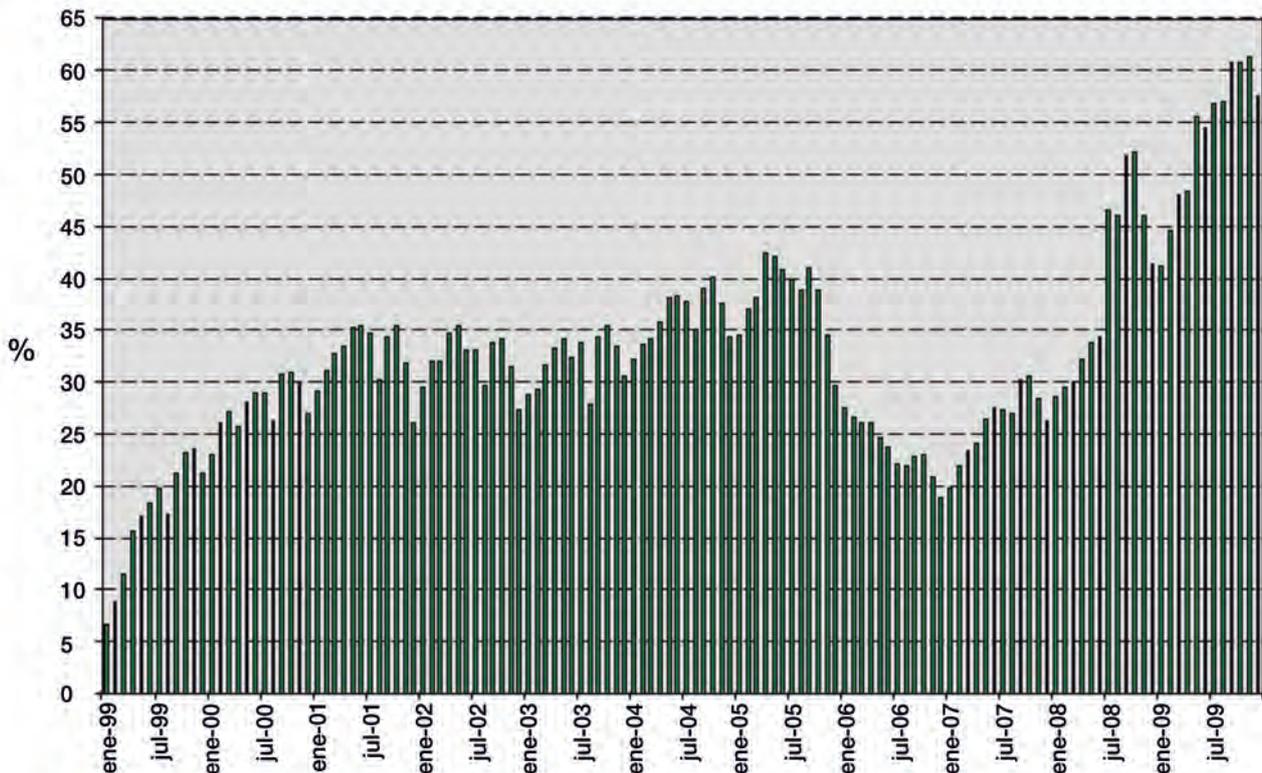


Figura 2.2.28. Cuota de compras mensuales de comercializadores y consumidores españoles frente a la demanda total del mercado. Fuente: CNE.

FUNCIONAMIENTO DE LAS INTERCONEXIONES

El saldo total de los intercambios físicos durante el año 2009 ha sido exportador en 8.091 GWh, lo que supone una reducción del 26,7% respecto al 2008, en el que el saldo fue también exportador por valor de 11.041GWh. Esta situación está motivada principalmente por la reducción de las exportaciones tanto a Portugal como a Francia.

En el conjunto del año, los valores promedio de utilización de la capacidad de intercambio comercial más

destacados se han situado en la interconexión con Portugal, en sentido exportador, donde se ha registrado un saldo de transacciones de 4.790 GWh (valor próximo a los 4.590 GWh de saldo exportador con Marruecos), mientras en la interconexión con Francia, se ha registrado en sentido importador un saldo de transacciones de 1.590 GWh, ambos valores son, respectivamente, un 49% y 45% menor respecto al mismo dato del año 2008.

GWh	Comercializadoras (***)		Programas de Intercambio P-E (**)		Programa de Intercambios(***)		Acciones coord. de balance		Contratos previos a la Ley 54/1997		Total		
	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Saldo
Francia (*)	2.724	3.645	0	0	0	10	5	25	2.541	0 (***)	5.270	3.680	1.590
Portugal (**)	0	0	826	5.617	0	0	1	0	0	0	827	5.617	-4.790
Andorra	0	301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	301	-301
Marruecos	1	4.591	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4.591	-4.590
Total	2.725	8.537	826	5.617	0	10	6	25	2.541	0	6.098	14.189	-8.091

(*) Incluye intercambios con otros países europeos

(**) Desde el 1/7/7: Mercado integrado MIBEL, diario e intradiario, con aplicación de Market Splitting en caso de congestiones en la interconexión Portugal - España

(***) En el RD 485/2009, de 3 de abril, desaparece la figura del agente externo y se incluye como comercializador según la ley 17/2007

(****) Contrato ejecutado únicamente en nueva modalidad financiera

Figura 2.2.29. Transacciones internacionales programadas por tipo de agente e interconexión (GWh). Fuente: REE

A continuación, se ofrece un resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica, de-

tallando las cuantías importadas y exportadas, así como el saldo resultante.

Transacciones internacionales en 2009 (GWh)	Importación	Exportación	Saldo
Contratos previos a la Ley 57/1997	2.541	0 (**)	2.541
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	3.551	14.154	-10.603
Francia (*)	2.724	3.645	-921
Portugal	826	5.617	-4.791
Andorra	0	301	-301
Marruecos	1	4.591	-4.590
Acciones coordinadas de balance F-E	5	25	-20
Acciones coordinadas de balance P-E	1	0	1
Intercambios de apoyo (***)	0	10	-10
Total intercambios programados	6.098	14.189	-8.091
Desvíos de regulación objeto de compensación			-13
Saldo físico de los intercambios internacionales			-8.104

(*) Incluye intercambios con otros países europeos

(**) Contrato ejecutado únicamente en modalidad de liquidación financiera (3.000MWh)

(***) Apoyo al sistema eléctrico francés tras la tormenta Klaus (Enero 2009)

Figura 2.2.30. Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica en 2009. Fuente: REE



Figura 2.2.31. Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en el año 2009 (GWh). Fuente: REE

NIVELES DE UTILIZACIÓN EN PUNTA EN 2009

La punta máxima del año natural se produjo el día 13 de enero de 2009, entre las 19 y las 20 horas, alcanzando 44.440 MW de potencia media horaria. Esta

punta de demanda fue cubierta con 38.226 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario y 7.809 MW del régimen especial. La punta máxima de potencia demandada se ha cubierto de la siguiente forma en los dos últimos años.

Cobertura para la punta máxima	2008		2009	
	17 diciembre, 19-20 h MW	%	13-Enero, 19-20 h MW	%
Nuclear	6.367	14%	7.344	16%
Térmica clásica	7.471	17%	7.897	17%
CCTG	12.052	27%	17.038	37%
Hidráulica	5.940	13%	5.947	13%
Régimen especial	12.812	29%	7.809	17%
Int. Internacionales	-1.682		-1.594	
TOTAL	42.961	100%	44.440	100%

Figura 2.2.32. Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima. Año 2009. Fuente: REE

3. La previsión de la demanda de energía

Una vez descrito en el capítulo anterior el estado de los sistemas de gas natural y eléctrico en cuanto a situación actual de la demanda, oferta y cobertura, se exponen a continuación los capítulos que abordan la previsión de estos aspectos en el horizonte temporal 2010-2014.

Así, en este apartado se realiza una estimación de la demanda de energía para los próximos años. Este análisis será seguido, en los apartados siguientes,

por la previsión desde el punto de vista de la oferta y cobertura de la demanda sin considerar las limitaciones que pueda imponer la red de suministro, para posteriormente examinar la repercusión que ésta puede tener en la cobertura de la demanda futura.

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

3.1. Previsión de la demanda de gas natural

Las previsiones de demanda futura de gas para el período 2010 – 2014 se elaboran a partir de las informaciones recabadas de los distintos sujetos que actúan en el sistema gasista, promotores de ciclos combinados, ENAGAS y REE.

Las estimaciones se realizan en términos anuales y de punta. La previsión de demanda anual se emplea para definir las necesidades de aprovisionamientos en condiciones de seguridad y fiabilidad; la demanda punta permite analizar, valorar y justificar las necesidades de capacidad de infraestructuras del sistema gasista.

Como consecuencia de los distintos orígenes y comportamientos de los mercados que componen la demanda de gas natural, las previsiones de demanda se realizan a partir de la estimación de demanda para el mercado convencional y de la del mercado para generación eléctrica.

El capítulo se organiza en un primer apartado que describe las informaciones recabadas de los sujetos empleadas para realizar las previsiones. Los siguientes apartados muestran las previsiones de demanda anual y punta del mercado convencional y el de generación eléctrica, así como la previsión de demanda total para el período 2010 – 2014.

3.1.1 Sobre la información solicitada a los agentes

La información disponible para la elaboración del presente capítulo proviene de la recibida del Gestor Técnico del Sistema (GTS), de los transportistas, de las distribuidoras, de las comercializadoras, de los datos contenidos en la base de datos de liquidaciones SIFCO (Sistema de Información Facturaciones y Consumos del sector del gas) y de las previsiones de las principales variables macroeconómicas publicadas por el Ministerio de Economía y otras organizaciones internacionales, como la OCDE o el FMI.

Asimismo, se han tenido en cuenta las previsiones de implantación de nuevos ciclos combinados, los registros históricos de funcionamiento de ciclos combinados ya en producción, y las necesidades futuras de generación eléctrica y cobertura de puntas mediante ciclos combinados, facilitadas por el Operador del Sistema Eléctrico.

El GTS remitió su previsión de demanda, distinguiendo entre mercado convencional y demanda del sector eléctrico, en dos escenarios: probable y alto.

Los distribuidores remitieron las previsiones de gas vehiculado, en las nuevas zonas que está previsto que se gasifiquen, con la desagregación correspondiente. Asimismo, los comercializadores remitieron sus previsiones de ventas de gas para el período solicitado.

3.1.2 Estimación de la demanda convencional para el período 2010 - 2014

El mercado convencional agrupa los consumos tradicionales de gas, esto es, el consumo doméstico-comercial y el consumo del sector industrial destinado a los procesos productivos, especialmente con carácter térmico. Dentro de este mercado se engloban también los suministros realizados desde planta satélite de GNL a las zonas no conectadas a la red de transporte.

3.1.2.1 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE GAS NATURAL DEL MERCADO CONVENCIONAL

Para la estimación de la demanda se han tenido en cuenta los valores históricos y las previsiones de evolución de las principales variables macroeconómicas, en particular del Producto Interior Bruto, cuya variación está correlacionada con la evolución de la demanda de gas. La reducción de la actividad económica repercute en una disminución del consumo de gas del mercado convencional, dado que éste es combustible y materia prima de muchos de los procesos productivos que integran nuestra economía.

El contexto económico actual arroja unas previsiones de mejora económica a nivel mundial. Para el

ejercicio 2010, a nivel mundial se prevé ya un crecimiento del 4,8%, y en 2011 se estima que se alcanzará un 4,2%. Estas estimaciones se sustentan en el fuerte crecimiento de las economías emergentes, con especial relevancia de China e India, si bien los valores serán algo más modestos en los países de la OCDE.

En el caso particular de España las previsiones son más pesimistas, dado que en el año 2010 se espera un descenso del PIB, a contracorriente con la tendencia mundial, por valor -0,3%. Se estima que la recuperación económica se inicie en 2011, un año más tarde que la media mundial, si bien en 2010 el decrecimiento de nuestro PIB sería menos acusado que en el año precedente (-3,6%).

Los valores recogidos en la tabla 3.1.1 se corresponden con las estimaciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI), cuyas previsiones cubren todo el horizonte temporal de este Informe Marco. A nivel nacional, las previsiones del escenario macroeconómico para los próximos años, 2010 y 2011, muestran una tendencia similar a la apuntada por el FMI, aunque los valores previstos son más optimistas, estimando una variación del PIB de valores -0,3% y +1,3%, respectivamente.

(%)	2007	2008	2009	2010 (*)	2011(*)	2012	2013
España	3,7	0,9	-3,6	-0,3	0,7	1,3	1,6
Mundo	5,2	3	-0,6	4,8	4,2	4,8	4,9

(*) Los valores de los años 2010 y 2011 se han actualizado con las estimaciones del FMI realizadas en octubre de 2010.

Figura 3.1.1. Previsión de las tasas de evolución interanual del PIB en España y a nivel mundial. Fuente: World Economic Outlook Database – Fondo Monetario Internacional.

De acuerdo con las previsiones del GTS, se determinan dos escenarios de demanda, uno probable y otro alto, en función de las distintas hipótesis asumidas.

La estimación de la demanda convencional agrega cuatro tipos de consumo, que por su diferente naturaleza presentan diferentes patrones de consumo: grupo 3, que en general se corresponde con los consumidores doméstico-comerciales, industrial, mate-

ria prima (para la fabricación de amoníaco) y cogeneración.

Conviene tener en cuenta también que, como ya se ha indicado en informes precedentes, todo parece indicar que la demanda convencional en España ha alcanzado un momento de madurez, en el que las modificaciones, al alza o a la baja, de la demanda dependen fuertemente de la climatología (especial-

mente para los consumos de carácter doméstico-comercial) y de la coyuntura económica en un escenario en el que el incremento del número de consumidores no es tan acusado. Esta apreciación cobra especial relevancia en el momento actual, con previsiones de estancamiento de la actividad productiva que tienen una repercusión directa sobre el consumo de gas. Por ello existe un significativo grado de incertidumbre a las previsiones de demanda realizadas en este contexto de inestabilidad.

Otro factor que influye notablemente en la demanda convencional es el precio del gas natural. Los altos precios registrados en periodos anteriores, que dieron lugar a que las cogeneraciones funcionasen con factores de carga bajos, han experimentado una estabilización tras un pronunciado descenso, lo cual potencialmente provocará un incremento de la demanda de gas natural de esta fracción del consumo convencional. Por el contrario, en contraposición a esta tendencia de consumo creciente, la

notable desaceleración experimentada por el sector de la construcción, que engloba diversas industrias que consumen gas natural en sus procesos productivos (ladrilleras, azulejeras, etc.) está dando lugar a una disminución de su demanda de gas, de forma especialmente acentuada en los años 2009 y 2010. Ambos efectos influyen, con sentidos contrarios, en la estimación de la demanda total del sector convencional, lo cual unido a la incertidumbre en la evolución de los precios del gas natural pone de manifiesto la complejidad o multitud de factores que intervienen en la estimación de este consumo.

En las previsiones realizadas por el GTS se estima que la demanda del sector convencional de gas crecerá en 2010 un 6,7% sobre los niveles de 2009, gracias a la recuperación del consumo de los hogares, la inversión en bienes de equipo y el aumento de la cogeneración y lastrada por una desaceleración en el consumo público y en el sector de la construcción.

Demanda Mercado convencional (GWh)	2010 ⁴	2011	2012	2013	2014
Escenario probable	257.225	258.948	267.976	277.301	286.853
Grupo 3	66.056	67.578	70.781	73.207	75.634
Resto convencional	191.169	191.370	197.195	204.094	211.219
Escenario alto	259.865	265.197	280.288	296.357	310.509
Grupo 3	66.056	69.601	75.277	80.325	83.624
Resto convencional	193.809	195.596	205.011	216.032	226.885

Figura 3.1.2. Previsión de la demanda en el mercado convencional en los escenarios probable y alto. Fuente: ENAGAS GTS.

Según se aprecia en la figura siguiente, en 2010, la demanda convencional seguiría una senda creciente, tanto en el escenario más probable como en el escenario alto. Esta tendencia creciente sería moderada hasta el año 2011, acelerándose en ejercicios posteriores. En cualquier caso, no se superaría el nivel de consumo convencional de 2007, año en el que se registró el máximo consumo histórico convencional, hasta el tercer año del periodo analizado,

es decir, hasta 2012. Los dos escenarios considerados presentan tendencias de evolución de la demanda similares, con tasas de crecimiento medio interanual, sobre la base de 2009, del 3,5% en el caso del escenario más probable y del 5,2% en el escenario alto.

4. La demanda real de gas convencional registrada en 2010 alcanzó el valor de 265.101 GWh, siendo un 10% superior a la registrada en 2009

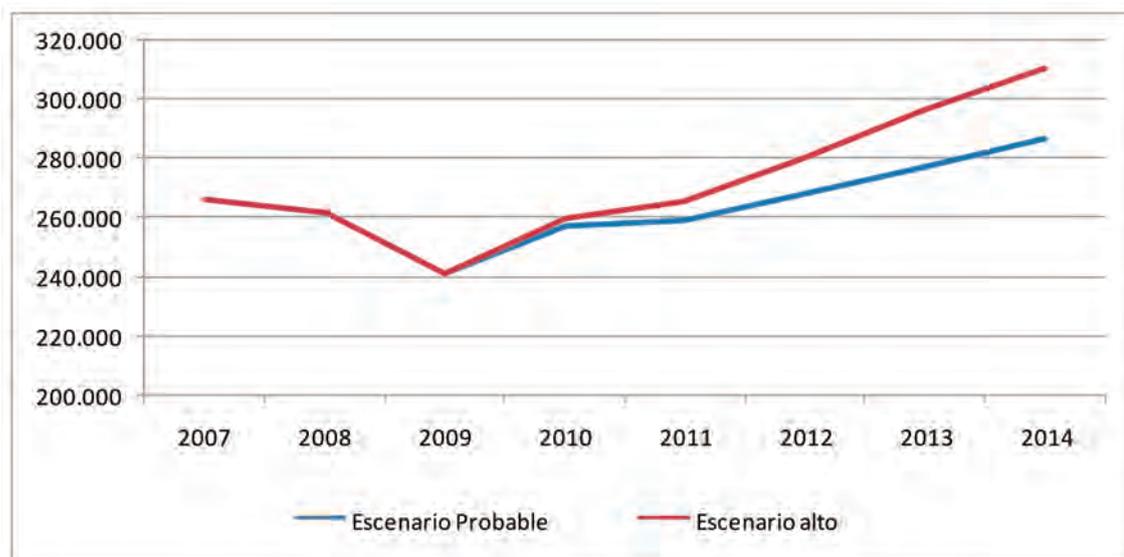


Figura 3.1.2 bis. Escenarios de demanda convencional probable y alto. Fuente: ENAGAS.

3.1.2.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA PUNTA DE GAS NATURAL DEL MERCADO CONVENCIONAL

estacionalidad del consumo convencional durante el periodo invernal.

Para el cálculo de la demanda convencional punta se ha utilizado el siguiente procedimiento: partiendo de la demanda convencional anual, se calcula la demanda diaria media correspondiente a cada año y se multiplica por un factor de punta, a fin de calcular esta demanda teniendo en cuenta en particular la

De este modo, se estima la demanda punta a partir del escenario de demanda convencional más probable, aplicando a ésta un factor de punta de 1,69. Este factor resulta de integrar los valores máximos observados en los últimos años.

GWh/día	2010 ⁵	2011	2012	2013	2014
Demanda día punta extrema (f= 1,69)	1.191	1.199	1.241	1.284	1.328

Figura 3.1.3. Previsión de la demanda punta del mercado convencional. Fuente: CNE

En la figura 3.1.4 aparecen las previsiones de demanda punta del mercado convencional, realizadas

por el GTS para el periodo analizado en el presente Informe Marco.

Demanda punta (GWh/día) Mercado convencional	2010	2011	2012	2013	2014
Escenario probable	1.147	1.181	1.219	1.260	1.301
Escenario superior	1.205	1.239	1.281	1.323	1.398

Figura 3.1.4. Previsión de la demanda punta del mercado convencional en los escenarios probable y alto. Fuente: ENAGAS.

5. La demanda punta real de gas convencional registrada en el invierno 2010-2011 alcanzó el valor de 1.179 GWh/día, el día 24 de enero de 2011.

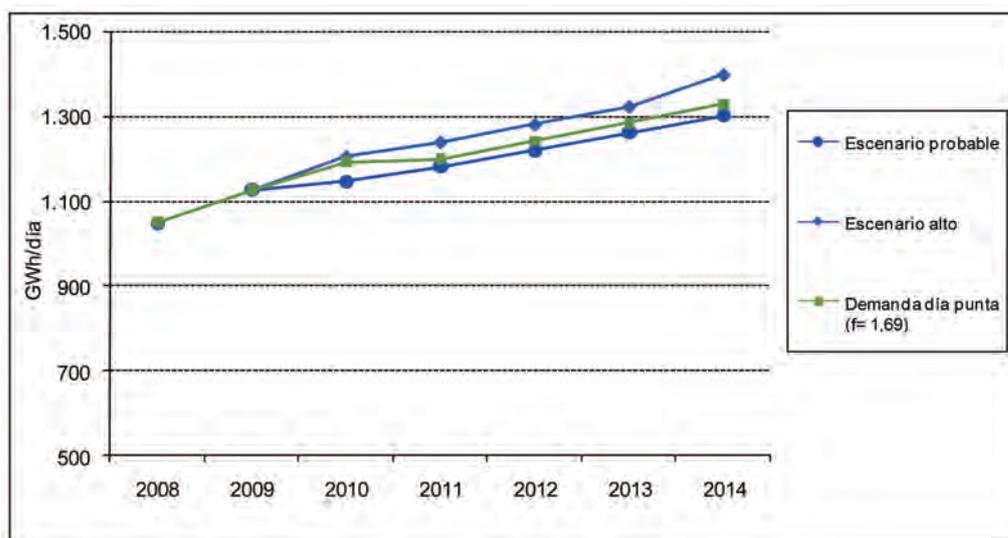


Figura 3.1.5. Escenarios de demanda punta del mercado convencional de ENAGAS vs. escenario estimado por la CNE.
Fuente: ENAGAS y CNE

Los valores de previsión de demanda punta del mercado convencional estimados en base a la aplicación del factor de punta de 1,69, quedan encuadrados entre los valores de las previsiones de los escenarios probable y alto del GTS. Se empleará esta previsión intermedia para realizar posteriores cálculos incluidos en este informe, en particular, a efectos de análisis de la cobertura.

Tras analizar las posibilidades planteadas, se han desarrollado dos escenarios para la previsión de demanda anual de gas y uno para la demanda punta. Para elaborar dichos escenarios se distingue entre centrales térmicas convencionales y ciclos combinados.

3.1.3.1 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE GAS PARA EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

3.1.3 Sobre la información solicitada a los agentes

La previsión de demanda para generación eléctrica se elabora a partir de varios escenarios que atienden a las distintas fuentes de información – Operador del Sistema Eléctrico, Gestor Técnico del Sistema Gasista, promotores de ciclos y distribuidoras - dando lugar a diversas previsiones de demanda de energía eléctrica y de funcionamiento de las nuevas centrales eléctricas de gas natural.

3.1.3.1.1 Previsión de demanda anual de gas natural para centrales térmicas convencionales

Las estimaciones convergen en que la demanda de gas natural para centrales térmicas convencionales caerá de forma progresiva hasta el final del período analizado como consecuencia del cierre previsto de estos grupos, de acuerdo con la normativa de grandes instalaciones de combustión, así como del final de la vida útil de algunos de ellos y por la propia evolución del mix de producción eléctrico.

GWh/año	2010	2011	2012	2013	2014
Escenario Probable	1.700	1.625	1.550	1.475	1.400

Figura 3.1.6. Escenario de demanda de centrales térmicas convencional. Fuente: CNE

3.1.3.1.2 Previsión de demanda anual de gas natural para ciclos combinados

La demanda de gas natural para ciclos combinados dependerá, en primer lugar, del número de centrales instaladas y, en segundo lugar, de sus horas de funcionamiento.

La situación de desaceleración por la que pasa la economía ha dado lugar a una reducción de la demanda eléctrica, lo cual ha provocado el retraso y/o abandono de ciertos proyectos, en un contexto donde se han registrado descensos, sobre años anteriores, en el grado de utilización medio de los ciclos instalados. En la actualidad existen diversos factores que provocan incertidumbre sobre la posible evolución de la demanda eléctrica, y en particular de la fracción de la misma que será cubierta por los ciclos combinados.

El funcionamiento de los ciclos viene determinado por diversas variables como son la propia demanda de electricidad, el diferencial de precios del gas natural respecto al precio del pool eléctrico, la disponibilidad de otros grupos generadores y de otros combustibles (hidráulicas, renovables, carbón, etc.), las restricciones técnicas del sistema eléctrico, etc. En la actual coyuntura, y aparte de la hidráulidad, cabe destacar otras dos variables que influirán significativamente en la generación a partir de ciclos combinados. Por un lado, el grado de utilización de las centrales térmicas de carbón. El nuevo Real Decreto sobre Carbón Nacional repercutirá en un mayor grado de utilización de las centrales de carbón, hecho que disminuiría el hueco térmico cubierto por ciclos combinados de gas. Por otro lado, la producción de las turbinas eólicas, así como del resto de tecnologías del régimen especial. Además de tener en cuenta que la producción renovable se encuentra fuertemente condicionada a las condiciones meteorológicas, es importante el efecto que puede tener la revisión a la baja de las primas a la generación en el régimen especial.

Por tanto, a la hora de realizar previsiones fiables de demanda anual de gas para los ciclos combinados han de integrarse todos estos condicionantes. En el actual contexto no es tan relevante el número de ciclos que

hay en funcionamiento en cada período, sino que la mayor dificultad radica en estimar el número de horas de funcionamiento que mantendrán los ciclos en su conjunto, ya que, a priori, existe una sobrecapacidad de ciclos instalada para operar en el actual escenario de demanda.

Teniendo en cuenta todos estos aspectos, y las diferentes informaciones facilitadas, se incluyen en este informe las previsiones de ENAGÁS y REE, y por otro lado se han realizado estimaciones propias de la demanda anual de gas para generación con ciclos combinados, a partir de la información de los promotores de los mismos y utilizando criterios comparativos. A diferencia de ediciones anteriores, no se ha incluido el escenario indicado en la Planificación, ya que éste se considera desactualizado, y está siendo revisado actualmente en consonancia con la situación real del mercado.

■ Previsiones CNE:

Para la elaboración del escenario CNE de implantación de ciclos se emplea la información facilitada por los promotores de los mismos. Sin embargo, en el contexto económico y regulatorio actual, que suscita incertidumbre en la evolución de la demanda eléctrica y en la fracción de la misma que será cubierta con ciclos, es factible el que varios de los proyectos inicialmente planteados sean revisados o suspendidos, y por tanto conviene filtrar e interpretar las previsiones iniciales aportadas por los promotores.

En este sentido, para construir el escenario de la CNE, se han considerado tan sólo los ciclos que, según la documentación aportada por las empresas promotoras, han obtenido ya la autorización administrativa para el desarrollo del proyecto y se encuentran en fases avanzadas de ejecución. Este criterio trata por tanto de reconocer tan sólo los proyectos con altas perspectivas de incorporación.

■ Previsión de ENAGÁS:

Construye sus previsiones de implantación de ciclos de acuerdo con la información que recibe de las

compañías que deben solicitar acceso a la red de gas para el suministro de las plantas y la disponibilidad de infraestructuras de gas prevista.

Asimismo, realiza una clasificación de los diferentes grados de probabilidad de los proyectos, teniendo en cuenta, además del estado de la contratación del acceso al sistema gasista, información facilitada tanto por los promotores como por el Operador del sistema eléctrico. En el escenario presentado en este informe, se han incluido sólo los proyectos probables, no considerándose los de probabilidad media-baja. No ha sido proporcionada la previsión para el año 2014.

■ Previsión de REE

El Operador del Sistema Eléctrico calcula las sendas posibles de entrada en funcionamiento de

nuevos proyectos de ciclo combinado, en base a la mejor información que posee, procedente de las peticiones de acceso a la red de transporte eléctrico, a la situación administrativa de los proyectos (en el MITYC), a la situación de los contratos y suministros de gas natural de las futuras centrales proporcionada por ENAGAS y a la información actualizada de los proyectos proporcionada directamente por los promotores y/o agentes propietarios de los grupos.

■ Escenarios de implantación de ciclos

De acuerdo con las fuentes de información descritas, los escenarios de implantación de ciclos considerados se indican en la figura 3.1.7. En ella se muestra la potencia prevista en base a la equivalencia de ésta en número de grupos de 400 MW.

Escenario de implantación de ciclos nº de grupos de 400 MW	2010	2011	2012	2013	2014
Escenario CNE	64	65	65	65	65
Escenario ENAGAS	64	64	65	65	n.d.
Escenario REE	63	65	68	68	68

Figura 3.1.7. Previsión de implantación de ciclos combinados según los distintos sujetos. Fuente: ENAGÁS, REE, promotores y CNE.

Las previsiones de los distintos escenarios son similares, al serlo también los criterios seguidos para estimar la entrada en operación de ciclos combina-

dos, según puede observarse de forma gráfica en la figura 3.1.8.

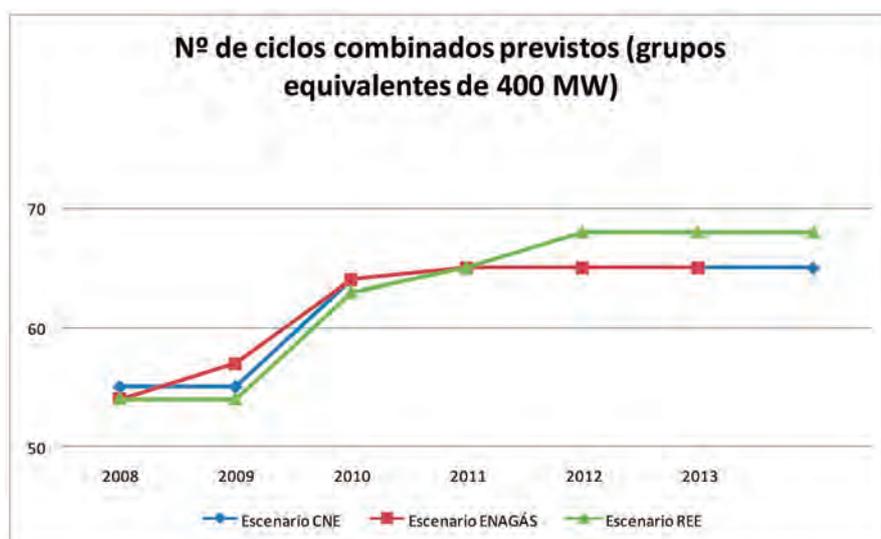


Figura 3.1.8. Previsión implantación de CCGT's en distintos escenarios. Fuente: ENAGÁS, REE, promotores y CNE

Se considerará, como senda probable de implantación de ciclos, la denominada “Escenario CNE”, que se ha determinado considerando aquellos proyectos que cuentan con autorización administrativa y se encuentran en fase avanzada de

ejecución. Este escenario es coincidente con el escenario definido por ENAGÁS, y se aproxima a la propuesta de Red Eléctrica, con diferencias en las fechas consideradas para la incorporación de algunos ciclos.

Nº Ciclos equivalentes de 400 MW	2010	2011	2012	2013	2014
Escenario Probable	64	65	65	65	65

Figura 3.1.9. Escenario probable de implantación de ciclos combinados. Fuente: CNE

■ Escenarios de demanda de gas para generación con ciclos combinados de gas

El ciclo combinado es una tecnología de generación de alto rendimiento, con funcionamiento en base, alrededor del 55%. A cargas parciales, pueden registrarse caídas en el rendimiento entre el 5% y el 10%. Si además se añaden continuos arranques y paradas de los grupos, la eficiencia sería menor.

Ante los escenarios considerados, parece posible que algunos grupos de ciclo combinado tengan un funcionamiento en base, mientras que otros grupos se dedican a la cobertura de puntas, compensando el mayor precio en esas horas la pérdida de eficiencia del grupo. En la coyuntura existente, resulta en cualquier caso difícil estimar el número de horas de funcionamiento que mantendrán estos ciclos en su conjunto.

A continuación se describen las hipótesis y condiciones que se han tenido en cuenta para la estimación de la demanda de generación con ciclos combinados de gas en cada uno de los escenarios considerados.

1. En el escenario propuesto por ENAGAS, éste proporciona una estimación en base a un simulador que considera la evolución de la estructura de generación para años futuros, potencia y mix de generación, teniendo también en cuenta el grado de sustitución existente entre cada tecnología y considerando distintos escenarios de precios. Se han considerado las previsiones revisadas sobre los últimos datos acumulados, a septiembre de 2010.

2. El escenario de REE, se construye sobre las proyecciones de generación eléctrica contenidas en el balance anual que facilita el operador eléctrico. En particular, las proyecciones calculadas para la cobertura del escenario central de demanda eléctrica bajo la hipótesis de año hidráulico medio, precio spot del gas natural medio y competencia en mercado libre entre el gas natural y el carbón. Sobre la fracción de generación eléctrica estimada para los ciclos combinados, se aplican factores de conversión, según la eficiencia media de las centrales, para estimar el consumo total de gas por parte de esta tecnología. Dado que el escenario inicial de REE considera exclusivamente la cobertura de la demanda eléctrica peninsular, se ha añadido una estimación del consumo de gas de los ciclos combinados previstos en las islas Baleares, de acuerdo con las fechas de incorporación de los nuevos ciclos y los factores de utilización pronosticados.

3. En el escenario CNE, hasta ahora, se consideraba un factor de carga medio para la totalidad de los ciclos, y se realizaban las proyecciones de generación eléctrica para cada año en función de este factor, de la potencia total instalada, y de los incrementos de potencia de los nuevos ciclos previstos por los promotores. En la coyuntura económica actual, y en un contexto de alta competencia entre los distintos tipos de tecnologías de generación instaladas, se ha tratado de construir el escenario interpretando los diversos parámetros que influirán en la evolución de la fracción de generación correspondiente a los ciclos. En el

periodo 2010-2014 se prevé que las tecnologías del régimen especial incrementen sustancialmente su peso en la cesta de generación. El moderado incremento de la demanda eléctrica será cubierto mayoritariamente con tecnologías de producción del régimen especial que reducirán el hueco térmico. Hasta la formulación definitiva del nuevo Real Decreto del Carbón, la proporción que esta tecnología tendrá en el hueco térmico está sujeta a cierta incertidumbre.

Para realizar las estimaciones incluidas en el escenario CNE se han analizado en primer lugar los escenarios de generación eléctrica previstos por REE y ENAGAS, y comparado los ratios de crecimiento esperados para las diversas tecnologías de generación eléctrica. Por otro lado se han tenido

en cuenta las variaciones de demanda ya acumuladas entre el año 2009 y la fecha de elaboración de este informe en 2010. A continuación se ha estimado la demanda total para el año 2010 considerando la demanda ya registrada y extrapolando hasta final de año según los porcentajes de variación acumulados. Sobre la base de la demanda de 2010 se ha estimado la demanda del resto de años comparando los porcentajes de crecimiento medios indicados en los escenarios de ENAGÁS y RED ELÉCTRICA, e interpretando la factibilidad de dichos crecimientos.

De acuerdo con las fuentes de información descritas los escenarios de demanda de gas para ciclos combinados, según los distintos sujetos - CNE, ENAGÁS y REE - se muestran en la figura 3.1.10.

Previsión de demanda (GWh/año)	2010	2011	2012	2013	2014
1. Enagas	136.074	150.604	154.923	159.718	165.561
2. REE	125.186	132.385	134.749	139.664	146.517
3. CNE	133.698	130.623	133.662	136.736	139.881

Figura 3.1.10. Previsión de demanda de gas de ciclos combinados en distintos escenarios. Fuente: ENAGÁS, REE, promotores y CNE

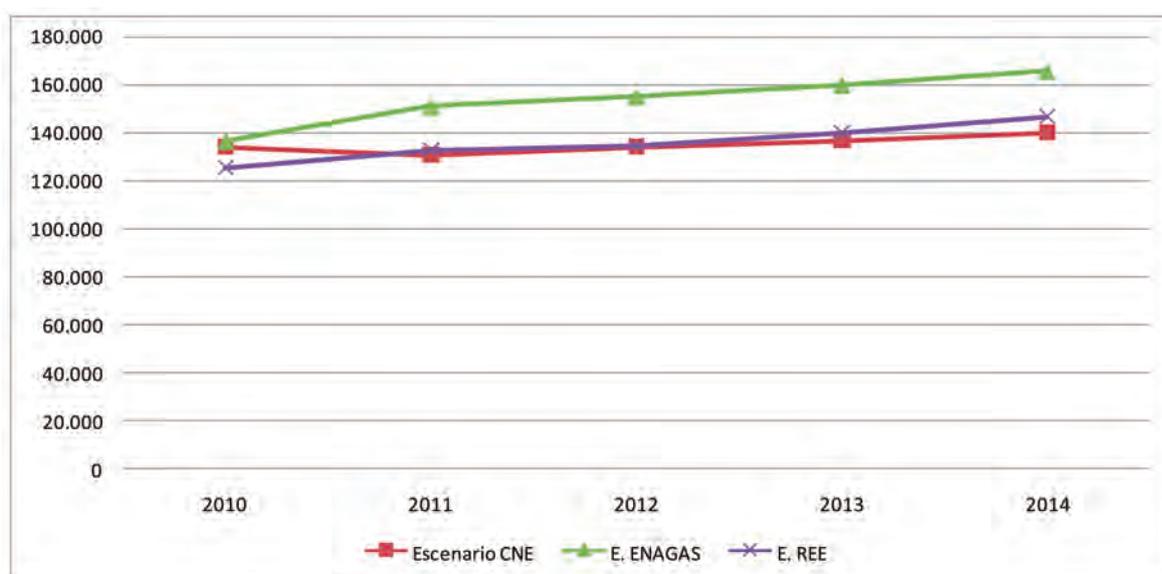


Figura 3.1.11. Representación gráfica de la demanda de gas de ciclos combinados prevista en los distintos escenarios.

Fuente: ENAGÁS, REE, promotores y CNE – ACTUALIZAR REE

3.1.3.1.3 Demanda anual de gas para el mercado de generación eléctrica

Sumando el escenario previsto para los mercados de centrales térmicas convencionales (figura

3.1.6) a los escenarios de consumo para generación en ciclos combinados (Figura 3.1.10), se obtienen los siguientes escenarios de previsión de demanda total para el mercado de generación eléctrica.

M. Generación eléctrica GWh/año	2010 ⁶	2011	2012	2013	2014	Incremento promedio anual
Escenario superior	137.774	152.229	156.473	161.193	166.961	4,92%
Escenario central	135.398	134.010	136.299	141.139	147.917	2,24%
Escenario inferior	126.886	132.248	135.212	138.211	141.281	2,72%

Figura 3.1.11. Previsión de la demanda anual de gas natural para generación eléctrica. Fuente: CNE

La incorporación de nuevos grupos de ciclo combinado que ha tenido lugar en los últimos años, en un escenario de moderado crecimiento de la generación eléctrica en ciclos, conlleva una reducción significativa de las horas de funcionamiento de éstos en relación con los valores alcanzado en años anteriores. En la figura 3.1.13 se puede observar cómo el factor de

carga de los grupos de generación de ciclo combinado se situaría, bajo las hipótesis asumidas, en un valor inferior al 35% a lo largo del periodo considerado, mientras que dicho factor se situó en torno al 50%, en valor promedio, durante el periodo comprendido entre la fecha de inicio de instalación de ciclos combinados en nuestro territorio y el año 2008.

Factor de carga (%)	2010	2011	2012	2013	2014
Escenario central	30,6%	29,3%	30,0%	30,7%	31,4%

Figura 3.1.11. Previsión de la demanda anual de gas natural para generación eléctrica. Fuente: CNE

3.1.3.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DIARIA PUNTA DE GAS NATURAL EN EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La demanda punta de este mercado corresponde a las necesidades de gas natural de las centrales de ciclo combinado y centrales térmicas convencionales que emplean gas natural como combustible. El consumo unitario de cada grupo, el número final de ciclos combinados implantados, su localización dentro del sistema gasista y su fecha de entrada en funcionamiento, determinan el esfuerzo en infraestructuras necesarias para garantizar su suministro.

Para estimar la demanda punta de los ciclos combinados se han realizado una serie de aproximaciones. Se parte de la base de que la demanda de gas natural para un grupo de 400 MW es, aproximadamente, de unos 18 GWh/día (65.000 m³(n)/h con un P.C.S. de 11,63 kWh/m³(N)), si el grupo estuviera en funcionamiento las 24 horas del día.

Para construir el escenario de punta de demanda eléctrica, se ha considerado el funcionamiento simultáneo de todos los ciclos combinados, menos dos, durante 17 horas al día en demanda punta a plena carga. A partir del valor inicial de punta calculado de este modo para el año 2010, se han aplica-

6. La demanda real de gas registrada en 2010 para generación eléctrica alcanzó el valor de 135.625 GWh, lo que supone un descenso del 15,7% sobre el valor de 2009.

do unos porcentajes de crecimiento de la demanda punta en consonancia con el crecimiento de la demanda eléctrica.

La hipótesis anterior, que también es tomada en consideración por el gestor gasista, se realiza en base a la forma de la curva diaria de demanda eléctrica que presenta, por un lado, periodos en los que el consumo es más elevado y, por otro lado, periodos en los que el consumo es, apreciablemente, más reducido (horas valle). Como se ha apuntado con anterioridad, la generación mediante centrales de gas natural viene a cubrir, en gran medida, las fluctuaciones de demanda eléctrica. Durante el periodo diario de consumo eléctrico valle el funcionamiento de los ciclos combinados se ve generalmente reducido, lo cual se traduce en una reducción de las horas equivalentes de funcionamiento de esta tecnología.

El valor de 17 horas expuesto anteriormente supondría un factor de utilización simultánea para todos los ciclos de un 70% algo inferior al máximo alcanzado en el año 2009, si bien en ese ejercicio el número de ciclos en operación era también inferior. Debido a las varias incorporaciones registradas a lo largo de 2010

y al descenso de la fracción de la generación eléctrica cubierta con ciclos, se ha tomado el criterio de prescindir de dos ciclos a la hora de realizar este cálculo, a fin de ajustar mejor la posible demanda punta. La máxima demanda diaria histórica de gas para generación eléctrica fue de 754 GWh, por lo que las previsiones calculadas estarían por encima del valor histórico en un contexto de disminución de la fracción de generación que cubren los ciclos.

Cabe apuntar que el escenario de punta probable ofrecido por ENAGAS, que considera un factor de simultaneidad de generación entre ciclos de forma que se cubra la punta eléctrica invernal prevista por el Operador del Sistema Eléctrico, se sitúa en torno al escenario definido previamente. El valor considerado para el año 2010 en el escenario de ENAGAS corresponde a la revisión efectuada en septiembre de 2010 con el estado actual de las reservas hidráulicas, el resto de valores corresponden a la simulación realizada para el escenario eficiente. El escenario de demanda punta permitirá analizar la cobertura de la demanda de gas teniendo en cuenta las infraestructuras gasistas, ejercicio que se realiza en el capítulo 6 de este informe.

GWh/día	2010 ⁷	2011	2012	2013	2014
Escenario punta ENAGAS escenario eficiente	790	801	803	845	870
Escenario punta CNE	786	803	821	841	866

Figura 3.1.14. Previsión de la demanda punta de gas natural para generación eléctrica. Fuente: ENAGAS y CNE.

3.1.4 Previsión de la demanda total de gas natural 2010-2014

La demanda total de gas natural se obtiene agregando la demanda de gas natural para el mercado convencional y para el mercado de generación eléctrica. Combinando los escenarios de las previsiones de ambos mercados se obtienen dos escenarios de previsión de demanda anual propuestos: superior y central.

3.1.4.1 PREVISIÓN DE DEMANDA ANUAL DE GAS NATURAL

Los dos escenarios de previsión de demanda anual más probables se obtienen combinando escenarios del mercado convencional con los escenarios para el mercado de generación eléctrica:

Escenario Demanda Anual Central: Resulta de agregar la demanda anual de gas en el escenario probable del

7. La demanda real punta de gas para generación eléctrica se produjo el día 11 de enero de 2010, con un valor de 681 GWh/día.

mercado convencional y el escenario inferior del mercado para generación eléctrica (para 2010 se ha considerado el valor de demanda eléctrica del escenario

central). En 2014 todavía no se alcanzaría el nivel de demanda registrado en 2008.

GWh	2010 ⁶	2011	2012	2013	2014	Incremento medio %
Demanda Convencional	257.225	258.948	267.976	277.301	286.853	2,8%
Demanda generación eléctrica	135.398	132.248	135.212	138.211	141.281	1,1%
C.T. Convencionales	1.700	1.625	1.550	1.475	1.400	-4,7%
C.T. Ciclo combinado	133.698	130.623	133.662	136.736	139.881	1,1%
Total demanda	392.623	391.196	403.188	415.512	428.134	2,2%

Figura 3.1.15. Previsión de la demanda anual de gas natural en el escenario central. Fuente: CNE

Escenario Demanda Anual Superior: Resulta de agregar la demanda anual de gas en el escenario alto del mercado convencional y el escenario central del mer-

cado de generación eléctrica. En este escenario la demanda en 2013 sería ya superior al máximo anual alcanzado en 2008.

GWh	2010	2011	2012	2013	2014	Incremento medio %
Demanda Convencional	259.865	265.197	280.288	296.357	310.509	4,6%
Demanda generación eléctrica	135.398	134.010	136.299	141.139	147.917	2,2%
C.T. Convencionales	1.700	1.625	1.550	1.475	1.400	-4,7%
C.T. Ciclo combinado	133.698	132.385	134.749	139.664	146.517	2,3%
Total demanda	395.263	399.207	416.587	437.496	458.426	3,8%

Figura 3.1.16. Previsión de la demanda anual de gas natural en el escenario superior. Fuente: CNE

A continuación se recogen estos resultados en una tabla resumen:

GWh	2008	2009	2010 ⁸	2011	2012	2013	2014	Incremento medio %
Escenario Central	449.389	401.855	392.623	391.196	403.188	415.512	428.134	2,2%
Escenario Superior	449.389	401.855	395.263	399.207	416.587	437.496	458.426	3,8%

Figura 3.1.17. Resumen de los escenarios de demanda anual de gas natural. Fuente: CNE

La comparativa del escenario central de 2010 sobre los valores registrados en 2009 indica un crecimiento del 6,7% de la demanda convencional y un descenso del -15,6% de la demanda de generación eléctrica. La demanda total descendería un -2,3% en 2010 sobre 2009. En el resto del periodo esta demanda crecería de media un 2,2%.

En la figura 3.1.20 se muestra el gráfico de la evolución de la demanda total de gas natural a partir del año 2001, en los dos escenarios de previsión para el periodo 2010-2014.

8. La demanda real de gas tuvo en 2010 un valor de 400.726 GWh. siendo un -0,3% inferior a la demanda registrada en 2009

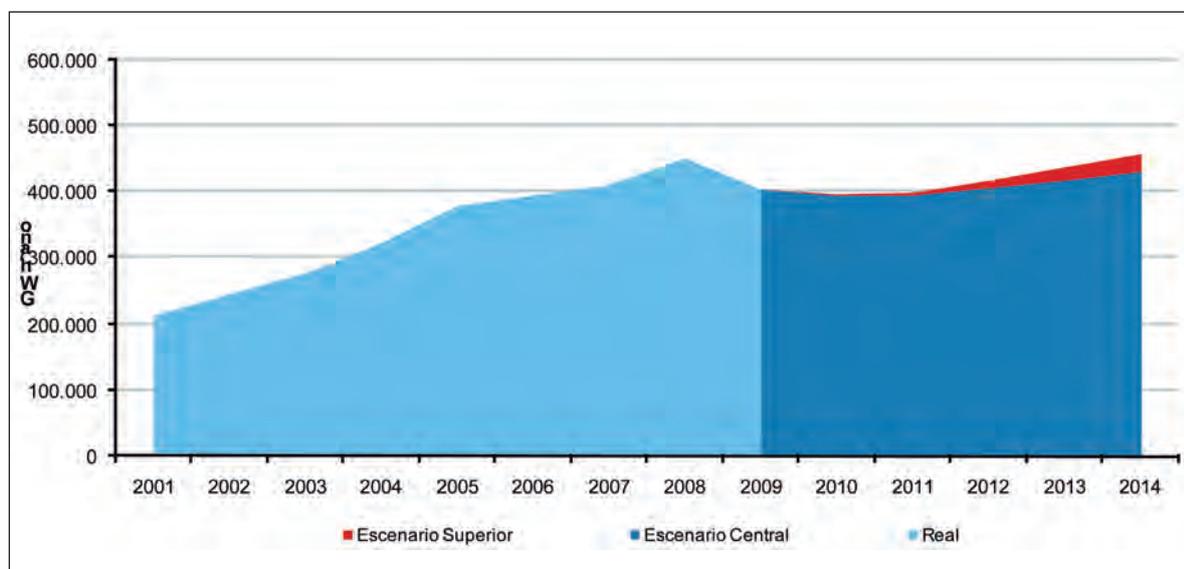


Figura 3.1.18. Evolución de la previsión de la demanda de gas natural por escenarios. Fuente: CNE

3.1.4.2 PREVISIÓN DE LA DEMANDA DIARIA PUNTA DE GAS NATURAL

La previsión de demanda diaria punta de gas natural se obtiene agregando la demanda diaria punta de los mercados de gas convencional y de generación eléctrica recogidos en las figuras 3.1.3 y 3.1.14. Se ha considerado un único escenario que servirá de base para la simulación la cobertura de la demanda, teniendo en cuenta las infraestructuras existentes y previstas en el horizonte temporal de este estudio.

Combinando los distintos escenarios de los dos mercados se establece el escenario de demanda diaria punta para el conjunto del Sistema Gasista (figura 3.1.19):

Escenario de punta: Resulta de agregar la demanda punta del mercado de generación eléctrica estimada en el epígrafe 3.1.3.2, que consideraba un factor de simultaneidad de todos los ciclos, menos dos, del 70% (funcionamiento a plena carga durante 17 horas del día punta), y la demanda punta del mercado convencional en el escenario probable, que coincide con la aplicación del factor de punta 1,69 a la demanda media anual.

GWh/día	2010 ⁹	2011	2012	2013	2014
Escenario de punta	1.977	2.002	2.062	2.125	2.194
Punta convencional	1.191	1.199	1.241	1.284	1.328
Punta generación eléctrica	786	803	821	841	866

Figura 3.1.19. Previsión de demanda punta según Escenario. Fuente: CNE

La demanda punta prevista es, todos los años, superior a la punta histórica de demanda (1.863 GWh,

alcanzada en diciembre de 2007) y registra un crecimiento interanual medio de valor 2,64%.

9. La demanda punta real de gas en 2010 se produjo el día 11 de enero de 2010 y alcanzó el valor de 1.824 GWh/día.

3.1.5 Seguimiento de las previsiones de demanda: Informe Marco 2009 vs. Informe Marco 2010

Las previsiones de demanda facilitadas por los agentes que actúan en el sector gasista, realizadas en el año 2009, presentan diferencias respecto de las remitidas para el nuevo Informe Marco del año 2010, en el periodo de coincidencia de estudio de ambos informes (2010-2013), debido a la revisión de previsiones en la coyuntura actual. Las diferencias son

cercanas al 5% para 2010 y 2011, y se acentúan a partir de 2012, alcanzando su máximo de un 11,9% de diferencia en 2013, por la revisión a la baja de la demanda eléctrica.

En valores promedio, el menor de los escenarios definidos en 2010 supone una reducción del 5,8% sobre los valores estimados en el escenario menor del ejercicio anterior, mientras que entre los dos escenarios superiores existe una reducción media aproximada del 11,6% entre las previsiones realizadas en 2010 y 2009.

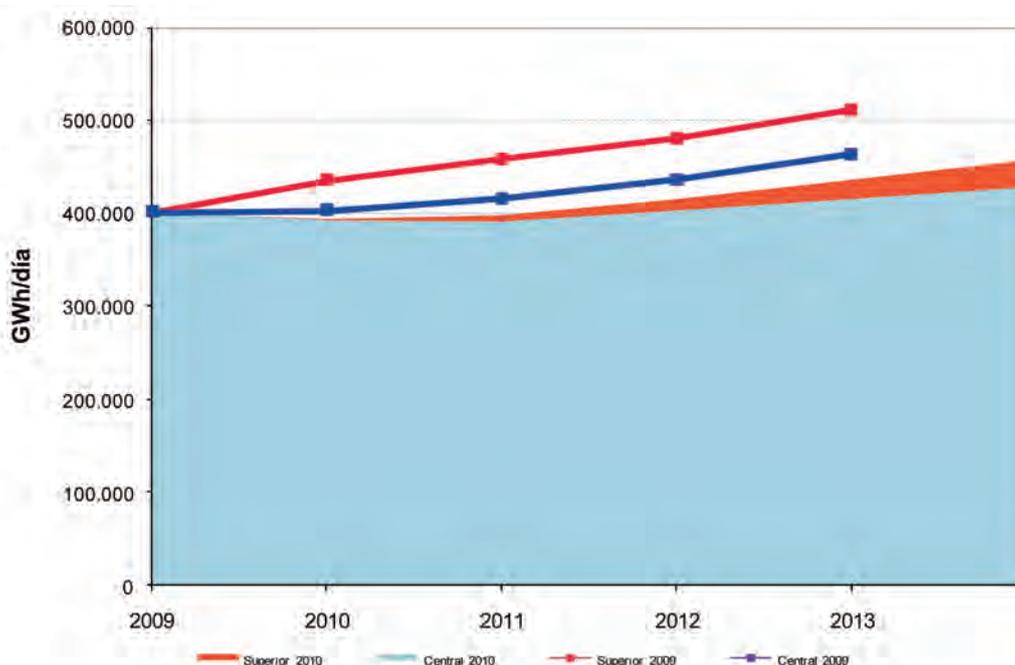


Figura 3.1.20. Escenarios de las previsiones de demanda del Informe Marco 2009 y del Informe Marco 2010
Fuente: CNE

3.2. Previsión de la demanda de energía eléctrica

La estimación de crecimiento de la demanda de electricidad es fundamental para el cálculo de cobertura que se realiza más adelante. Las previsiones aquí presentadas recogen las hipótesis establecidas por Red Eléctrica de España, S.A. en su documento "Previsión de cobertura de la demanda 2010 - 2014", de abril de 2010.

En la estimación de la demanda anual a largo plazo

se tienen en cuenta los factores de crecimiento de la actividad económica y laboralidad, factores básicos para analizar la potencial evolución de la demanda eléctrica. El primero de estos factores es considerado como el que más peso tiene en la evolución del consumo eléctrico a largo plazo. En este sentido, destaca la influencia que la demografía tiene en la estimación de la demanda. La tendencia demográfica se muestra ascendente en los próximos años, de acuerdo con

los últimos estudios de proyección poblacional en el corto plazo (2008-2018) elaborados por el INE.

Para el cálculo del efecto actividad económica sobre la demanda de energía eléctrica se toma en consideración la estimación de incrementos anuales del PIB, variable ampliamente utilizada como índice de variación de la actividad económica, y la respuesta de la demanda de electricidad a los cambios en la actividad económica. Es conveniente considerar que, según nos vamos refiriendo a un horizonte más lejano, el nivel de incertidumbre aumenta, tanto sobre las previsiones de actividad económica como, aunque en menor grado, sobre las previsiones acerca del comportamiento de la demanda.

En cuanto al efecto laboralidad, se considera básicamente el número de días laborables del año. Dado que este efecto es el mismo para todos los años, las diferencias vienen marcadas por los años bisiestos, los cuales, con un día más de actividad, generan un ligero incremento de demanda respecto al año anterior. Otras aproximaciones sobre el calendario anual no proporcionan resultados de variaciones de demanda significativos, al presuponerse que el número de días laborables y festivos permanece constante.

Por otra parte, el efecto temperatura es de gran importancia dada la sensibilidad que presenta la demanda ante variaciones importantes de la temperatura en el corto plazo. Sin embargo, no es un factor relevante

en la realización de un estudio a largo plazo, para el que se tienen en cuenta los históricos de registros de temperatura. De esta forma, se puede observar cómo la demanda varía entre los meses invernales y el periodo estival, aunque estas variaciones se han ido reduciendo con el paso de los años, debido a los incrementos de demanda cada vez mayores que se presentan en los periodos estivales.

La demanda de energía eléctrica ha experimentado un fuerte crecimiento en la última década. Este continuo aumento se ha originado en un incremento del nivel de renta de los consumidores, que a su vez implica un aumento del equipamiento en los sectores doméstico y terciario, mientras se mantiene el consumo en el sector industrial. Sin embargo, los valores de consumo per cápita en España son aún inferiores a los de otros países europeos.

La demanda eléctrica nacional (incluyendo extrapeninsulares) ha venido creciendo hasta 2006 a ritmos superiores a lo que lo hacía el Producto Interior Bruto. Esta situación implica un aumento del consumo eléctrico por unidad de PIB, que contrasta con lo acaecido en la mayoría de los países europeos de nuestro entorno. Durante los cuatro últimos años, el crecimiento de la demanda eléctrica ha sido inferior al del PIB, en parte debido a la introducción de medidas de ahorro y eficiencia energética. La figura 3.2.1 muestra la evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años.

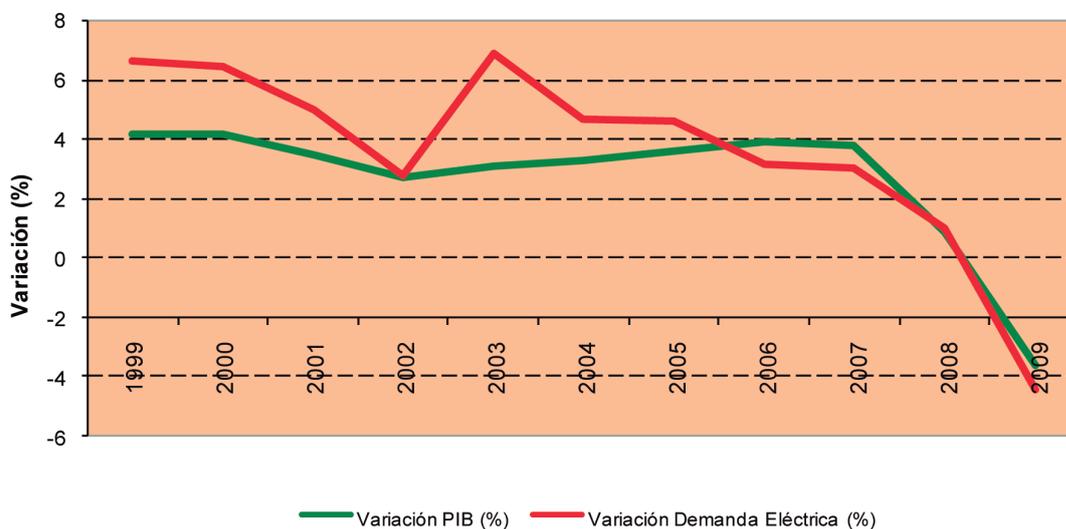


Figura 3.2.1. Evolución del PIB y de la demanda eléctrica. Fuente: REE y elaboración propia

A efectos de cuantificar la futura demanda eléctrica se han realizado varias estimaciones en función de unas previsiones de crecimiento económico (PIB), temperatura (media histórica) y la laboralidad (según calendario).

3.2.1 Demanda anual y punta de energía eléctrica peninsular en el periodo 2010 a 2014

Ya se ha mencionado en el capítulo anterior que la demanda de energía eléctrica peninsular ha venido creciendo anualmente hasta el 2008. En el 2009, la demanda de energía eléctrica ha disminuido un -4,7%, motivada por el empeoramiento de la situación económica del país a lo largo de 2009 y un decrecimiento del PIB (-3,6%) que no ocurría en España desde el año 1993.

La previsión de la demanda del operador del sistema para el periodo 2010-2014, en línea con el escenario económico esperado, considera una recuperación

moderada en los tres primeros años y una recuperación más pronunciada en el último año del periodo objeto del estudio.

Para el cálculo del efecto actividad económica sobre la demanda de energía eléctrica se toma en consideración la estimación de incrementos anuales del PIB, variable ampliamente utilizada como índice de variación de la actividad económica, y la respuesta de la demanda de electricidad a los cambios en la actividad económica. Es conveniente considerar que, según nos vamos refiriendo a un horizonte más lejano, el nivel de incertidumbre aumenta, tanto sobre las previsiones de actividad económica como, aunque en menor grado, sobre las previsiones acerca del comportamiento de la demanda.

Se muestran a continuación los dos escenarios de evolución de demanda peninsular más restrictivos desde el punto de vista de la cobertura de entre los planteados por el Operador del Sistema en su documento "Previsión de cobertura de la demanda 2010 - 2014", elaborado en abril de 2010.

Año	Escenario Central		Escenario Superior	
	Demanda (TWh)	Variación interanual (%)	Demanda (TWh)	Variación interanual (%)
2010 ¹⁰	255	1,5%	257	2,2%
2011	261	2,3%	264	2,8%
2012	268	2,7%	272	3,2%
2013	275	2,4%	280	2,9%
2014	284	3,3%	291	3,8%

Figura 3.2.2. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en el periodo 2010 – 2014. Fuente: REE

10. La demanda eléctrica real de 2010 ha sido 259.940GWh, según dato provisional publicado por REE en el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español, un 3,2% superior a la registrada en 2009.

De esta forma, se conforma una situación de demanda, en sus mayores previsiones, como la que muestra la figura 3.2.3.

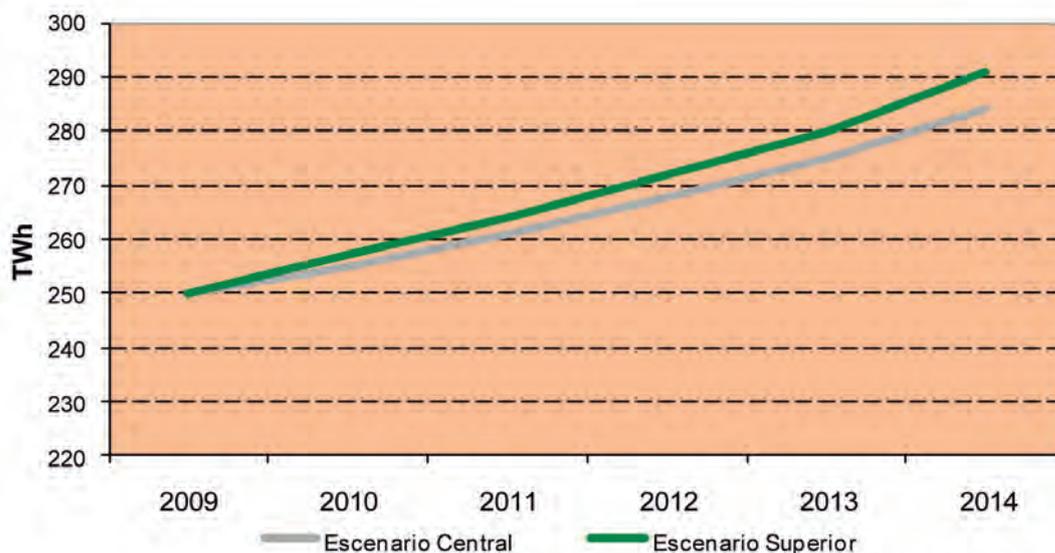


Figura 3.2.3 Previsión de evolución de demanda anual eléctrica con temperatura media (TWh). Fuente: REE

Por otra parte, el Operador del Sistema efectúa también una previsión de demanda punta de potencia para el periodo analizado en dos escenarios diferentes: uno Extremo, para el que se consideran rachas de temperatura desfavorables, y otro Medio, moderado por la efectividad de la aplicación de medidas de gestión de la demanda (Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España). En ambos

se observa una tendencia creciente continuada, aunque más suave que la prevista en estudios anteriores para aproximadamente el mismo periodo.

La figura 3.2.4 muestra, para los escenarios Eficiente y Extremo, las puntas de demanda de potencia determinadas por Red Eléctrica de España, tanto en invierno como en verano.

Punta de demanda (MW)	Invierno		Verano		
	Esc. Eficiente	Esc. Extremo	Punta de demanda (MW)	Esc. Eficiente	Esc. Extremo
2010 / 11 ¹¹	45.500	46.900	2010	40.934 ¹²	
2011 / 12	46.400	48.800	2011	42.500	44.600
2012 / 13	47.200	50.200	2012	43.200	45.700
2013 / 14	48.400	51.800	2013	44.300	47.100
2014 / 15	49.650	53.400	2014	45.450	48.550

Figura 3.2.4. Previsión de crecimiento de las puntas de demanda horarias de invierno y verano. Fuente: REE

11. La demanda punta de potencia media horaria para el invierno 2010/2011 ha alcanzado los 44.104MW con fecha 29 de noviembre de 2010. No obstante, el invierno eléctrico se comprende entre noviembre del año n y marzo del año n+1, por lo que dicha potencia máxima es aún un valor provisional.

12. Dato real correspondiente al 19 de julio de 2010.

El crecimiento de las puntas de invierno no es paralelo a las de verano. En el pasado, tal como se puede observar en la figura siguiente, ha habido años en los que una de las puntas ha aumentado más que la otra,

principalmente como efecto de las rachas de temperatura; y hasta es normal que se presenten años con evoluciones contrapuestas.

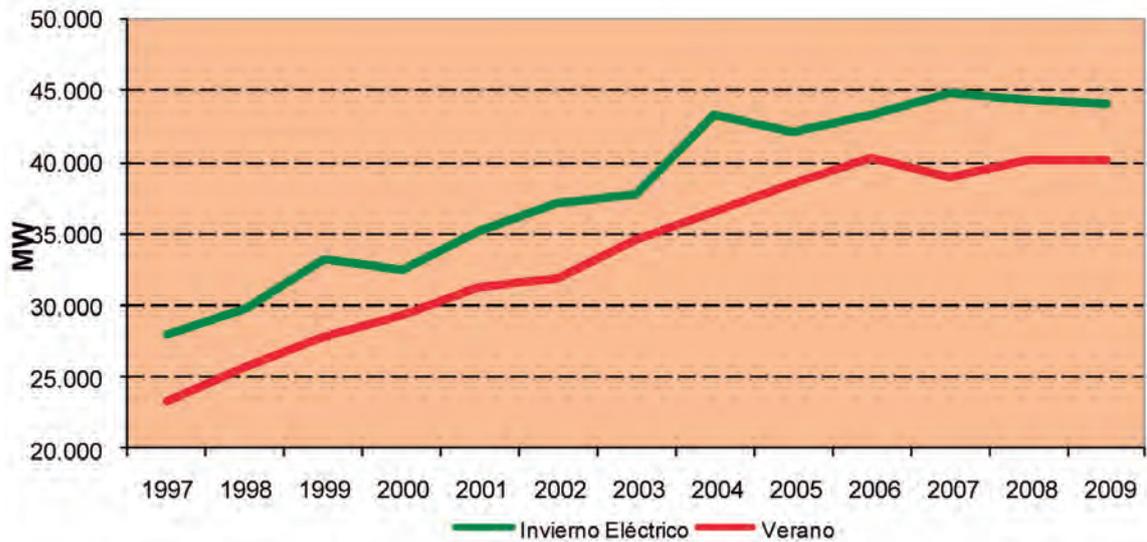


Figura 3.2.5. Puntas de demanda de potencia en MW en verano (de junio a septiembre del año en curso) e invierno de cada año eléctrico (desde noviembre del año n hasta marzo del año n+1) Fuente: REE

Los factores de carga máximos previstos, considerados como la relación entre demanda anual máxima prevista y punta máxima prevista del sistema multiplicada por 8.760 horas (8.784 en años bisiestos), se

sitúan aproximadamente entre el 61'5% y el 62'6% para el periodo analizado en este informe, 2010-2014.

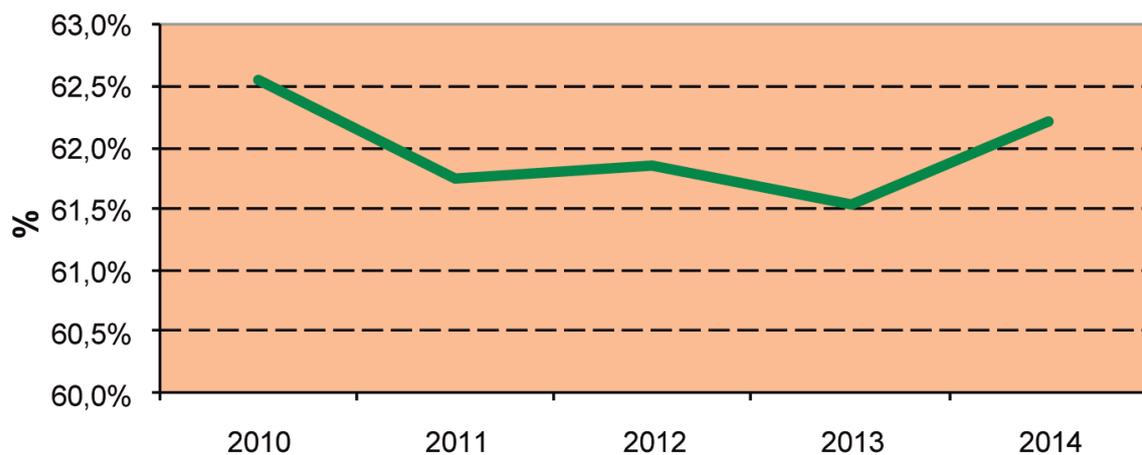


Figura 3.2.6. Factores de carga máximos. Fuente: REE y elaboración propia

Finalmente, las figuras 3.2.7 y 3.2.8 muestran gráficamente la evolución prevista de la punta de potencia máxima, para los periodos invernal y estival.

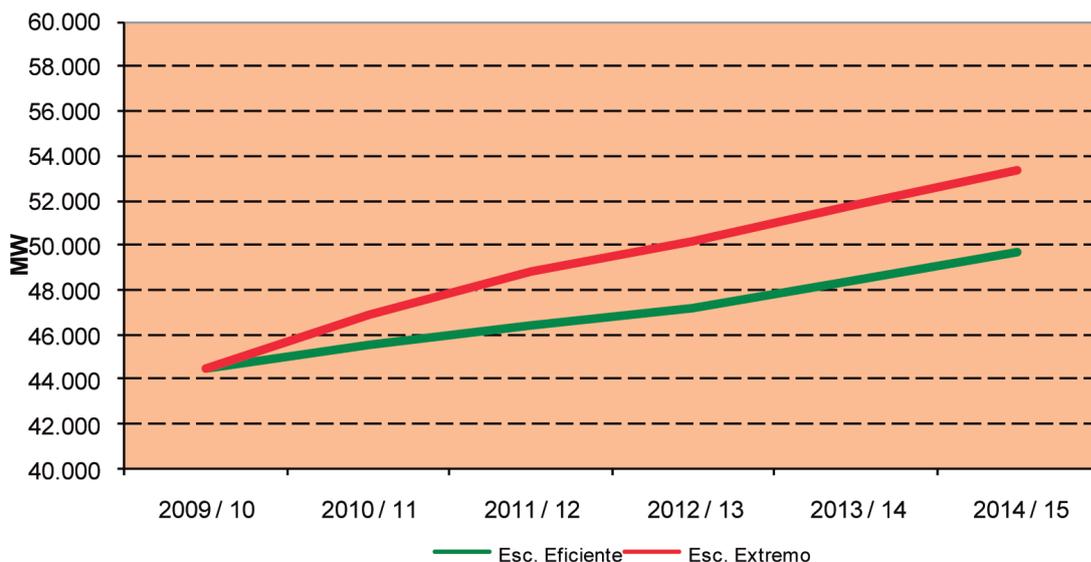


Figura 3.2.7. Previsión del crecimiento de las puntas horarias de invierno. Fuente: REE

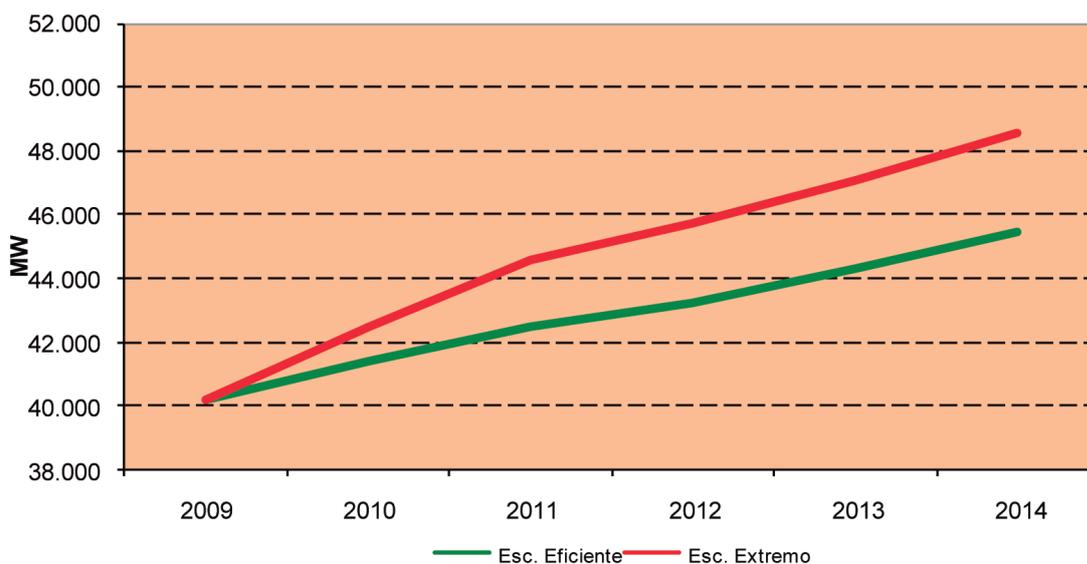


Figura 3.2.7. Previsión del crecimiento de las puntas horarias de invierno. Fuente: REE

3.2.2 Demanda anual y punta de energía eléctrica extrapeninsular en el periodo 2010 – 2014

Durante el periodo 1999 – 2009 se han venido observando crecimientos dispares de la demanda eléctrica extrapeninsular, dentro de un intervalo que va desde el 9,6% en el año 2003 hasta el incremento de sólo un 1,5 % en el año 2008. En al año 2009, sin embargo, se ha producido una disminución de la demanda en el sistema extrapeninsular en un 2,3%, hecho sin-

gular debido a la coyuntura económica desfavorable general.

Las previsiones de demanda de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares se basan en la información suministrada por el operador del sistema.

Según estas estimaciones se prevé una recuperación de demanda de energía, acorde con las circunstancias económicas generales, inicialmente más lenta en Canarias, debido en este caso al retraso en las fechas

Sistemas (GWh)	2010 ¹³	Δ% 2010/2009	2011	Δ% 2011/2010	2012	Δ% 2012/2011	2013	Δ% 2013/2012	2014	Δ% 2014/2013
Gran Canaria	3.633,0		3.789,0		3.942,0		4.093,0		4.245,0	
Tenerife	3.657,0		3.821,0		3.980,0		4.131,0		4.279,0	
Lanzarote-Fuerteventura	1.525,0		1.629,0		1.736,0		1.841,0		1.942,0	
La Palma	277,0		286,0		296,0		306,0		317,0	
La Gomera	72,0		74,0		78,0		82,0		86,0	
Hierro	44,0		46,0		48,0		50,0		53,0	
Total Canarias	9.208,0	1,4%	9.645,0	4,7%	10.080,0	4,5%	10.503,0	4,2%	10.922,0	4,0%
Mallorca-Menorca	5.417,0		5.571,0		5.762,0		5.998,0		6.271,0	
Ibiza-Formentera	849,0		874,0		905,0		942,0		985,0	
Total Baleares	6.266,0	4,7%	6.445,0	2,9%	6.667,0	3,4%	6.940,0	4,1%	7.256,0	4,6%
Ceuta	246,6	16,3%	270,5	9,7%	287,4	6,2%	298,1	3,7%	309,3	3,8%
Melilla	227,9	12,3%	236,5	3,8%	248,8	5,2%	259,2	4,2%	269,4	3,9%
TOTAL EXTRAPEN.	15.948,5	3,0%	16.597,0	4,1%	17.283,2	4,1%	18.000,3	4,1%	18.756,7	4,2%

Figura 3.2.9. Previsiones de demanda de energía (GWh) e incrementos interanuales. Fuente: REE y CNE.

de conexión de las demandas singulares previstas inicialmente para años anteriores, según argumentos del Operador del Sistema. También puede observarse que en el caso de Baleares se espera una recuperación de la demanda energética más rápida y sostenida, según estas previsiones del Operador del Sistema.

En la ciudad autónoma de Ceuta se espera un importante incremento de la demanda en el año 2010, superior a un 16%, que responde a demandas singulares previstas con consumo unitario igual o superior

a 1 MW. También, y por el mismo motivo, se espera un importante incremento de la demanda en 2010 en la ciudad autónoma de Melilla, de más de un 12%.

Las previsiones de punta máxima de demanda en barras de central para los sistemas extrapeninsulares aparecen en la figura 3.2.10. Estas puntas de demanda de potencia corresponderán en general a la potencia máxima en invierno en Canarias, Ceuta y Melilla, y a la potencia máxima en verano en Baleares.

Sistemas (GWh)	2010 ¹⁴	2011	2012	2013	2014
Gran Canaria	613	637	660	682	705
Tenerife	622	648	672	696	719
Lanzarote-Fuerteventura	264	280	298	316	333
La Palma	53	56	60	65	70
La Gomera	16	16	18	19	21
Hierro	9	9	10	10	11
Total Canarias	1.577	1.646	1.718	1.788	1.859
Mallorca-Menorca	1.186	1.256	1.344	1.414	1.494
Ibiza-Formentera	221	232	245	256	269
Total Baleares	1.407	1.488	1.589	1.670	1.763
Ceuta	44	48	51	53	55
Melilla	41	43	46	47	49
TOTAL EXTRAPEN.	3.069	3.226	3.404	3.558	3.726

Figura 3.2.10. Previsiones de potencia punta en barras de central (MW). Fuente: REE y elaboración propia

13. Según la información provisional publicada por REE en el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español, la demanda eléctrica anual real de 2010 ha sido: 8.993GWh en Canarias (-1,7% respecto a 2009), 5.887GWh en Baleares (-1,3% respecto a 2009), 220GWh en Ceuta (+3,9% respecto a 2009) y 212 GWh en Melilla (+2,7% respecto a 2009).

14. Según la información publicada por REE en el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español, la demanda de potencia media horaria real ha sido: 1.436MW en Canarias (12 de agosto), 1.157MW en Baleares (27 de agosto), 41MW en Ceuta (11 de enero) y 39MW en Melilla (12 de agosto). La potencia de Ceuta se corresponde con el año 2010 pero no con el año eléctrico 2010/2011, sin embargo, es la única información disponible.

Las previsiones de demanda de potencia punta resultan ligeramente inferiores en general a las consideradas en el Informe Marco anterior en los subsistemas insulares y extrapeninsulares, a pesar de que ya fueron revisadas a la baja a la vista de la coyuntura

económica desfavorable que se produjo tanto a lo largo del año 2008 como en 2009, y para la que se prevé una cierta duración en el tiempo. Básicamente esto puede observarse en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

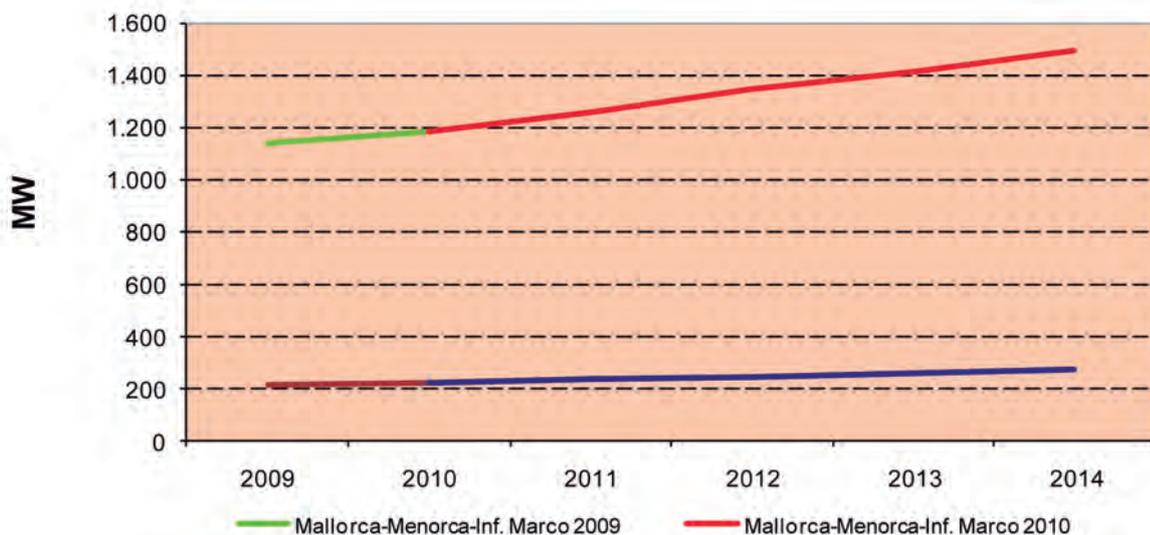


Figura 3.2.11. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera en el Informe Marco actual y en el precedente. Fuente: REE y CNE.

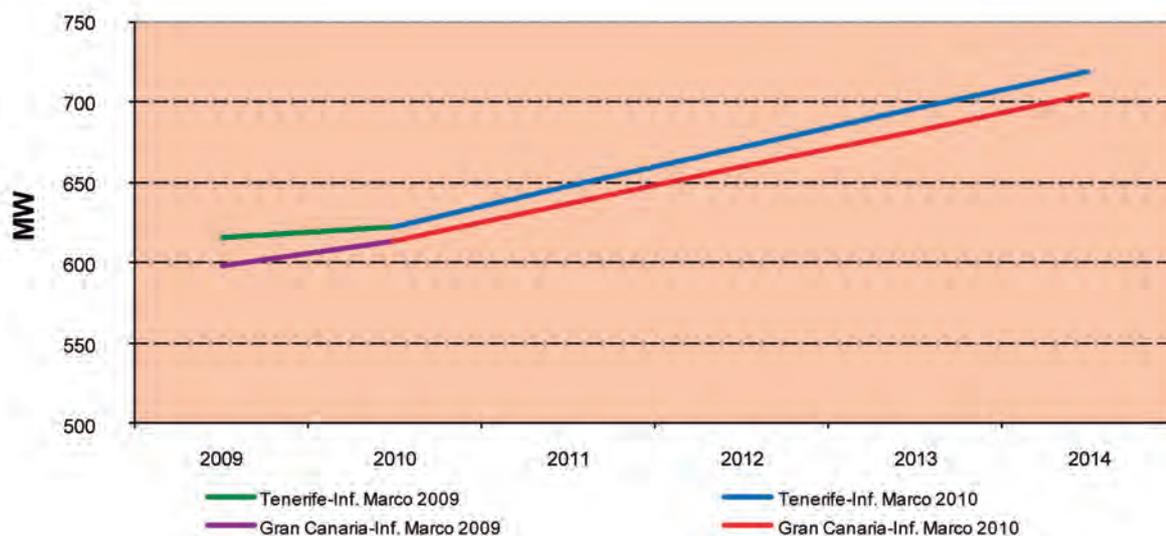


Figura 3.2.12. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Tenerife y Gran Canaria en el Informe Marco actual y en el precedente. Fuente: REE y CNE.

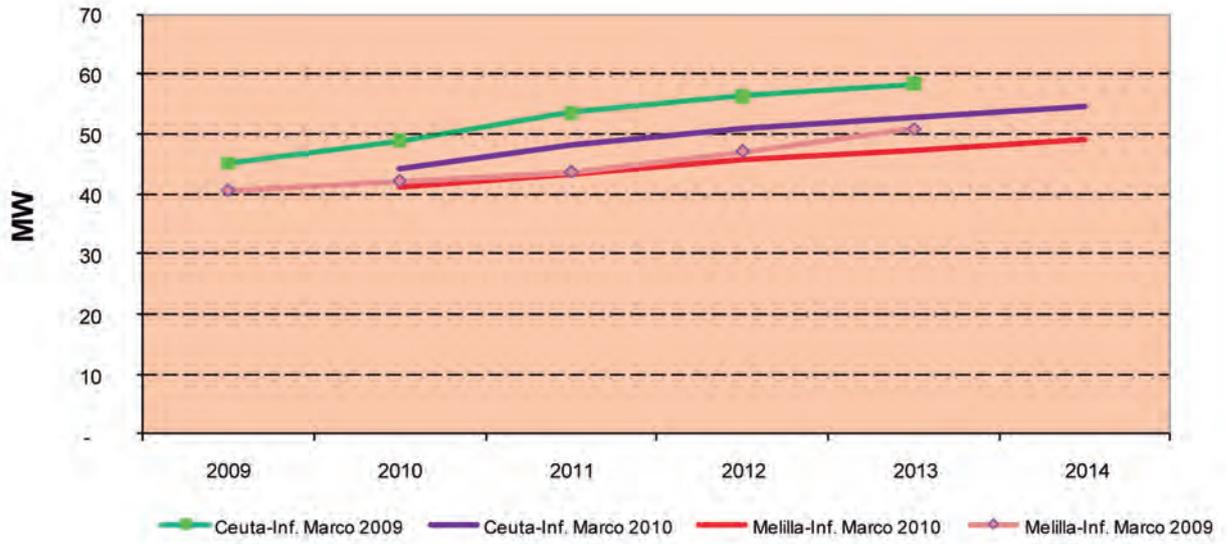


Figura 3.2.13. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Ceuta y Melilla en el Informe Marco actual y en el precedente. Fuente: REE y CNE

4. La previsión de la oferta de energía

En el capítulo 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 realiza una previsión de la oferta de energía, procediendo, en los capítulos siguientes, al análisis de la cobertura de la demanda.

En primer lugar, se describe la previsión de la oferta de gas natural, y en segundo lugar, se expone la oferta de producción de energía eléctrica en régimen ordinario y en régimen especial, tanto para el sistema peninsular, como para el extrapeninsular.

4.1. Previsión de la oferta de gas natural

La oferta de gas natural en España se basa en importaciones procedentes de diversos orígenes, siendo la participación del gas nacional muy pequeña, dada la escasez de reservas nacionales.

El gas natural se importa a España a través de gasoductos, y mediante buques metaneros que descargan el gas natural licuado en las plantas de regasificación.

La oferta de gas natural a España mediante gasoducto viene condicionada por la situación geográfica de los yacimientos de gas, y está limitada por la capacidad de importación de las conexiones internacionales por gasoducto. En la actualidad se importa gas argelino a través de la conexión Magreb-Europa, a través de Marruecos, y gas del Mar del Norte a través de las conexiones con Francia. Está prevista la entrada en funcionamiento del gasoducto MEDGAZ antes del fin del año 2010, lo que permitirá aumentar la importación directa de gas argelino. Asimismo, está previsto que se incremente en los próximos años la capacidad de importación de gas natural a través de las interconexiones con Francia, según lo acordado por los operadores de redes de transporte de España y Francia en el marco del procedimiento de Open Season para el desarrollo de nuevas infraestructuras entre ambos países, procedimiento que ha sido apoyado y promovido por las dos administraciones y las entidades reguladoras española (CNE) y francesa (CRE).

La oferta de GNL es, en cambio, accesible a escala mundial, pudiendo importarse gas a España desde

cualquier país que disponga de capacidad de licuefacción. Desde el año 2008 se han ampliado las fuentes de importación de GNL, con la incorporación de Noruega, desde la planta de licuación de Snøhvit, y de Guinea Ecuatorial, desde Punta Europa. En 2009 la procedencia de las importaciones de GNL ha estado muy diversificada, siendo Argelia el principal origen con un 20,8% del GNL total importado, seguida de Qatar (17,8%), Egipto (17,7%), Trinidad y Tobago (17,6%) y Nigeria (17,2%), que ha sufrido un notable descenso respecto a 2008 (-47% en GWh de GNL importado).

Previsión de la Oferta de GNL en el mundo

A finales de 2009 había en el mundo 17 países productores de GNL, según se muestra en la figura 4.1.1. Los últimos países en incorporarse a esta lista de productores han sido Rusia, que ha comenzado a exportar GNL en abril de 2009, desde su planta de Sakhalin, y Yemen, que ha hecho lo propio en noviembre de 2009. Además de estos países, recientemente se ha incorporado también a este grupo Guinea Ecuatorial, y en los años venideros está previsto que lo hagan Perú y Angola.

En el año 2009, la producción total de GNL ha ascendido a 183,5 Mt (244,1 bcm). Qatar ha sido el primer productor mundial de GNL, continuando con su espectacular ritmo de crecimiento iniciado en años precedentes, hasta alcanzar 38,1 Mt de GNL (un 20,8% de la producción mundial) en este año. Los in-

crementos previstos en la producción de Qatar en los próximos años, así como su posición geográfica estratégica, que le permite abastecer tanto al mercado de la cuenca del Atlántico como al de la del Pacífico, le convierten en la principal referencia para la fijación de los precios del mercado de GNL, tanto spot como a largo plazo.

En relación con la capacidad de producción de GNL (capacidad de licuefacción), está previsto que continúe incrementándose en los próximos años, al menos hasta el año 2012, con la entrada en operación de las plantas de licuefacción que ya han iniciado su construcción. Para estas plantas, la decisión de inversión fue tomada antes del cambio brusco de tendencia en la demanda de gas producido desde el segundo semestre de 2008, con un descenso generalizado de la demanda a nivel mundial como consecuencia fundamentalmente de la crisis económico-financiera. Ello hace prever una cobertura de la demanda de GNL mundial sin tensiones previsibles de precio en el corto plazo.

En este periodo 2009-2012, está previsto que la capacidad de licuefacción mundial se incremente en casi un 60%, hasta alcanzar los 293,2 Mt/año (390 bcm/año), siendo notable el incremento en la capacidad de licuefacción en Qatar (+39,1 Mt/año), Indonesia (+17,2 Mt) y Nigeria (+10 Mt).

A partir del año 2012, las previsiones de nuevas inversiones son mucho más inciertas, y la puesta en marcha de nuevas capacidades se verá probablemente reducida – o incluso anulada – como consecuencia del ya mencionado estancamiento de la demanda – que ya está teniendo su efecto, al dejar en suspenso nuevas infraestructuras que estaba previsto iniciar durante los años 2009 y 2010 – y del aumento en paralelo de la producción de gas no convencional, que reducirá las necesidades de consumo de GNL, especialmente en el mercado estadounidense.

En cualquier caso, según las últimas previsiones disponibles utilizadas para la elaboración de este informe, a partir del año 2012 los crecimientos de la capacidad de licuación más importantes pasarían a producirse en Australia, que podría multiplicar por cuatro su producción de GNL para el año 2020, reemplazando así a Indonesia como principal exportador de GNL en la cuenca del Pacífico. Además, en el periodo 2012-2015 Venezuela podría iniciar su producción de GNL, aunque es poco probable. Cabe reiterar que, salvo el caso citado de Australia, no se encuentra confirmado ningún proyecto adicional de instalación de nueva capacidad de licuefacción a partir del año 2012, como consecuencia de la incertidumbre en el comportamiento de la demanda de gas en los próximos años. Por ello, las previsiones a 2015 de la tabla siguiente deben ser tomadas con reservas.

	2009 (producción real)		2012 (capacidad prevista)		2015 (capacidad prevista)	
	Mt	%	Mt	%	Mt	%
Cuenca Atlántica	58,8	32,0%	87,8	29,9%	98,7	30,7%
Argelia	15,8	8,6%	24,8	8,5%	28,8	9,0%
Angola	0,0	0,0%	5,2	1,8%	5,2	1,6%
Egipto	10,1	5,5%	12,0	4,1%	12,0	3,7%
Guinea Ecuatorial	3,7	2,0%	3,7	1,3%	3,7	1,2%
Libia	0,5	0,3%	0,7	0,2%	3,2	1,0%
Nigeria	11,8	6,4%	21,8	7,4%	21,8	6,8%
Noruega	2,3	1,3%	4,2	1,4%	4,2	1,3%
Trinidad y Tobago	14,6	8,0%	15,4	5,3%	15,4	4,8%
Venezuela	0,0	0,0%	0,0	0,0%	4,4	1,4%
Oriente Medio	52,3	28,5%	100,4	34,2%	100,4	31,2%
Abu Dhabi	5,3	2,9%	5,8	2,0%	5,8	1,8%
Omán	8,5	4,6%	10,6	3,6%	10,6	3,3%
Qatar	38,1	20,8%	77,2	26,3%	77,2	24,0%
Yemen	0,4	0,2%	6,8	2,3%	6,8	2,1%
Cuenca Pacífica	72,4	39,5%	105,0	35,8%	122,5	38,1%
Australia	18,3	10,0%	23,2	7,9%	38,7	12,0%
Brunei	6,7	3,7%	7,2	2,5%	7,2	2,2%
EE.UU	0,6	0,3%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Indonesia	19,2	10,5%	36,4	12,4%	38,4	11,9%
Malasia	22,5	12,3%	24,2	8,3%	24,2	7,5%
Perú	0,0	0,0%	4,4	1,5%	4,4	1,4%
Rusia	5,1	2,8%	9,6	3,3%	9,6	3,0%
TOTAL (Mt)	183,5	100,0%	293,2	100,0%	321,6	100,0%
TOTAL (bcm¹⁵)	244,1		390,0		427,7	

Figura 4.1.1: Producción de GNL en 2009 y capacidad de licuefacción 2012-2015.

Fuente: Waterborne LNG Production tracker y Cedigaz

Capacidad de regasificación instalada en el mundo

La capacidad de regasificación instalada en el mundo es y se prevé que continúe siendo considerablemente mayor que la capacidad de licuefacción. A finales de 2009 se encuentran operando en el mundo 80

plantas de regasificación, con una capacidad total de 722,6 bcm, aproximadamente tres veces la capacidad de licuefacción. De ellos, 81,7 bcm corresponden a plantas de regasificación puestas en marcha en el año 2009, y se espera que 37,3 bcm adicionales entren en servicio en el año 2010:

15. La equivalencia utilizada es 1 Mt = 1,33 bcm,

Plantas de regasificación	En operación 2008	Puestas en servicio 2009	Nuevas previstas 2010
Europa	14	4	0
América - Cuenca Atlántico	12	4	2
América - Cuenca Pacífico	2	1	1
Asia - Pacífico	38	2	2
TOTAL	66	11	5
Capacidad regasificación (bcm/año)	640,9	81,7	37,3

Figura 4.1.2: Capacidad de regasificación.

Fuente: LNG Business Review 2008 y estudio "Natural Gas Situation and LNG Supply/Demand Trends in Asia-Pacific and Atlantic Markets", Institute of Energy Economics of Japan. Enero 2010.

La incertidumbre en la evolución de la demanda en los próximos años puede afectar a la materialización de las inversiones previstas en regasificación, aunque en menor medida que a las inversiones en capacidad de licuefacción. Por ello, el excedente de capacidad de regasificación que ya existe actualmente podría verse incrementado aún más en los próximos años. Ello, unido al aumento de la flota de buques metaneros, configura un escenario en el que el GNL puede tener un papel creciente en el arbitraje de precios entre los distintos mercados regionales del gas natural.

A finales de 2008 la flota de barcos metaneros en el mundo era de 298 buques. De ellos, 150 han sido construidos en los últimos 5 años, acompañando el crecimiento del consumo mundial de gas y de la importación de GNL en particular, e incluso superando su ritmo de incremento. Este hecho, junto a la caída del precio del GNL observada en 2009, ha provocado que la proporción de buques sin destino o ruta fija haya aumentado considerablemente, pasando de menos de un 10% en 2004 a una cuarta parte en 2008.

Cabe destacar asimismo el aumento de la capacidad de los buques construidos en los últimos años: de los 298 buques en operación a finales de 2008, 24 tienen una capacidad de más de 170.000 m³. A finales de 2007 ya se produjeron las entregas de los primeros buques Q-Flex (entre 210.000 y 216.000 m³) y Q-Max (266.000 m³), y durante el año 2008 se entregaron 12 Q-Flex y 4 Q-Max.

4.1.1 Previsión de la oferta de gas natural por orígenes

Los siguientes apartados muestran las previsiones de oferta en España para el período 2010-2014.

Para ello, las comercializadoras, que corren a cargo de manera exclusiva con el aprovisionamiento de gas desde la desaparición del mercado a tarifa, han facilitado la información sobre sus contratos de aprovisionamiento, indicando el país de procedencia del gas natural, el tipo de gas (por gasoducto o GNL), las empresas suministradoras, las fechas de inicio de los contratos y la duración de éstos, así como las cantidades anuales previstas. Cabe señalar que las previsiones de los comercializadores resultan indicativas de las tendencias y características de los aprovisionamientos de gas en el futuro, pero no pueden considerarse concluyentes, teniendo un alto grado de incertidumbre al estar basadas en las previsiones de penetración de mercado y depender del éxito de las expectativas en la captación de clientes. Estas previsiones son este año más inciertas si cabe, en el contexto actual de estancamiento de la demanda debido a la crisis económica, de la que se desconoce cuál será su verdadero alcance y su extensión en el tiempo.

La figura 4.1.3 muestra la previsión de la oferta de gas natural para el período 2010-2014 de acuerdo con la información remitida a la CNE por las comercializadoras. Estas previsiones no tienen en consideración las posibles restricciones técnicas,

de capacidad, funcionamiento u otras, que pudieran existir en las infraestructuras del sistema gasta.

	2010 ¹⁶ GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh
Total gasoducto	96.665	154.436	156.748	179.648	175.248
Argelia GN (Magreb)	72.374	80.274	80.974	103.774	99.074
Argelia GN (Medgaz)	6.390	56.261	57.873	57.873	57.873
Noruega GN	17.000	17.000	17.000	17.000	17.000
España	900	900	900	1.000	1.300
Total GNL	281.221	276.099	276.099	260.999	272.599
Cuenca Atlántica	89.870	93.726	93.726	97.726	107.726
Noruega GNL	18.479	17.500	17.500	17.500	17.500
Nigeria	34.591	39.426	39.426	39.426	53.426
Trinidad & Tobago	36.800	36.800	36.800	40.800	36.800
Cuenca Mediterránea-Oriente Medio	143.232	138.253	138.253	119.153	119.153
Argelia GNL	29.359	29.126	29.126	29.126	29.126
Omán-Egipto	62.322	57.000	57.000	57.400	57.400
Qatar	47.551	44.626	44.626	32.626	32.626
Libia	4.000	7.500	7.500	0	0
Otros GNL	48.119	44.119	44.119	44.119	45.719
Sin especificar origen (GN+GNL)	15.100	15.100	15.100	15.100	15.100
Total Oferta	392.986	445.634	447.946	455.746	462.946

Figura 4.1.3. Distribución por país de origen de la oferta de gas prevista para 2010-2014. Fuente: Empresas comercializadoras

Las previsiones de oferta muestran una tendencia creciente en el conjunto de aprovisionamientos al sistema español, impulsada fundamentalmente por el crecimiento del gas importado por gasoducto, sobre todo a partir de 2011 a través de Medgaz, cuya entrada en funcionamiento está prevista para finales de 2010. El gas introducido a través de esta nueva conexión internacional alcanzará cerca de los 58 TWh anuales a partir de 2012. Con ello, el volumen de gas importado por gasoducto casi se duplicará, pasando de los 97 TWh en 2011, a los 175 TWh en 2014.

El volumen de gas importado en forma de GNL, por el contrario, disminuiría hasta un 10% en el periodo (de 280 TWh en 2011, a 260 TWh en 2013), para recuperarse al año siguiente hasta más de 270 TWh.

Como consecuencia de ello, el peso del GNL en la cesta de aprovisionamientos disminuirá más de 12 puntos porcentuales con respecto a la situación actual, pasando del 71,6% previsto para el año 2010 hasta el 59% en 2014.

16. Los aprovisionamientos reales de gas acumulados a lo largo de 2010 sumaron 413.893 GWh, incluyendo el gas extraído desde yacimientos nacionales.

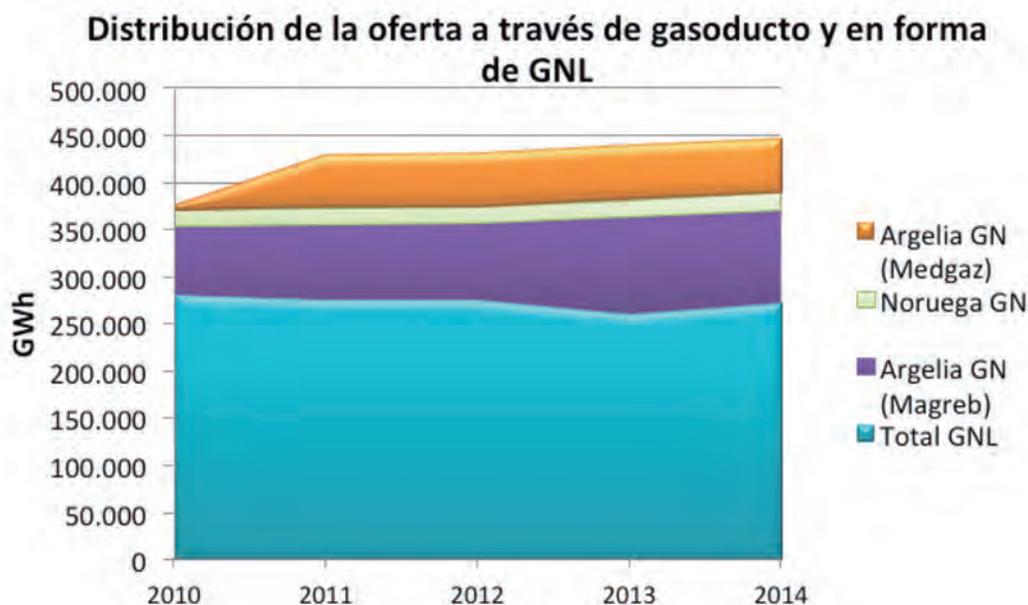


Figura 4.1.4. Distribución de la oferta de gas natural a través de gasoducto y en forma de GNL.

Fuente: Empresas comercializadoras.

De acuerdo con la previsión de oferta remitida a la CNE por los comercializadores, no se aprecian problemas en la diversificación de suministros en los próximos años. Se prevé que el porcentaje de gas procedente del principal suministrador, Argelia, crezca más de 10 puntos porcentuales con la entrada en funcionamiento de Medgaz, pero se estabilizará alrededor del 40% al final del periodo, en 2014. La evolu-

ción del porcentaje de gas importado procedente de Argelia desde el año 2000 y en los próximos años, teniendo en cuenta estas previsiones, sería la que muestra el gráfico siguiente. Con las previsiones de los comercializadores, se aprecia que la dependencia del gas de este origen habrá decrecido unos 20 puntos porcentuales desde 2000 hasta 2014.

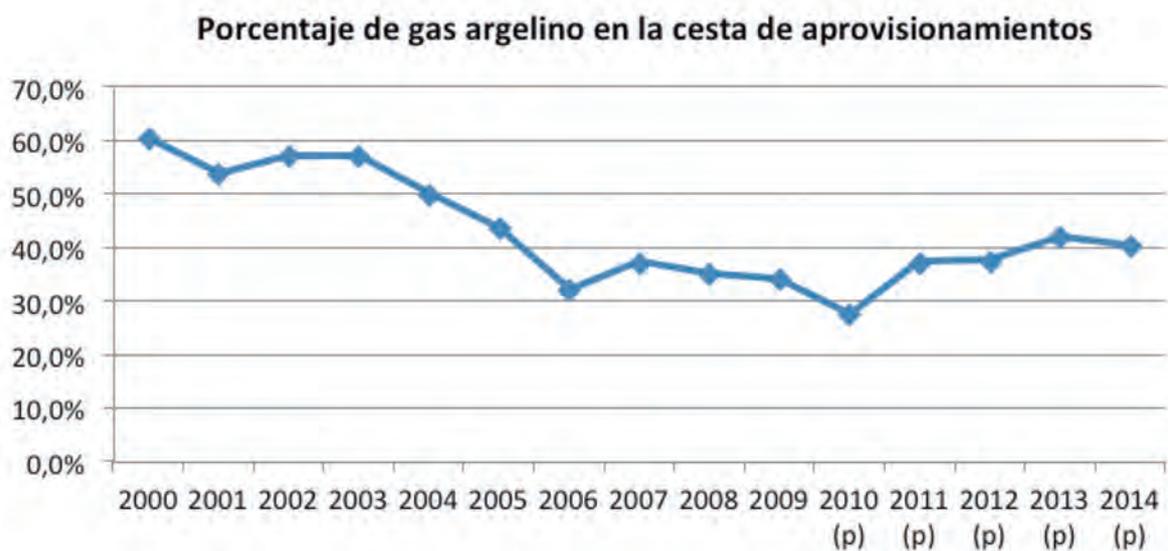


Figura 4.1.5. Porcentaje de gas argelino en la cesta de aprovisionamientos¹⁷. Fuente: elaboración propia.

17. En el cálculo de este porcentaje no se han tenido en cuenta las importaciones con origen en Argelia que puedan estar incluidas dentro de los aprovisionamientos declarados por los comercializadores sin un origen especificado.

Como se aprecia en la Figura 4.1.6, por detrás de Argelia como principal país suministrador figuraría Qatar, y a escasa distancia un grupo de tres países,

Nigeria, Noruega y Trinidad y Tobago, que la superarían a partir de 2013. Otras fuentes de importación relevantes serán Egipto y Omán.

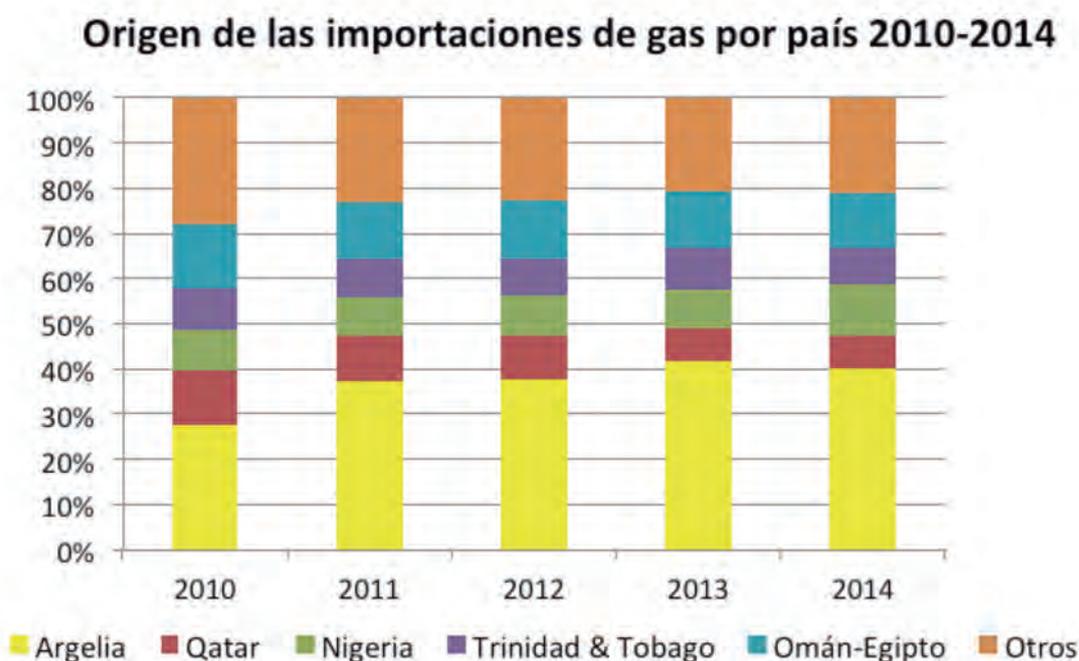


Figura 4.1.6. Origen de las importaciones de gas por país. Fuente: Empresas comercializadoras

En relación con el grado de utilización de la capacidad de importación de gas al sistema español, de forma general se puede afirmar que existe capacidad disponible para los próximos años tanto en los gasoductos de importación por conexiones internacionales como en las plantas de regasificación.

En las conexiones internacionales por gasoducto, la que tiene menos capacidad disponible es la conexión con Francia por Larrau. La conexión internacional con Marruecos por Tarifa (gasoducto de Magreb-Europa) tiene también un alto grado de utilización. Se espera también un alto nivel de utilización en el gasoducto Medgaz, por el que se comenzará a importar gas de forma directa desde Argelia a partir del primer trimestre de 2010, según las últimas previsiones.

La situación de las plantas de regasificación es diferente. El nivel de utilización de las plantas de GNL ha seguido una senda decreciente en los últimos años, a medida que se han ido construyendo nuevas plan-

tas y se ha ido poniendo en servicio nueva capacidad de regasificación, y se espera que con la entrada en funcionamiento de Medgaz esta tendencia a una baja utilización de las plantas se acentúe. Su evolución en los próximos años dependerá de la demanda, de la penetración de contratos a corto plazo y spot en la cesta de aprovisionamientos, y la relación entre los precios del GNL en mercados internacionales y los del gas por gasoducto en contratos a largo plazo.

En definitiva, cabe afirmar, en líneas generales, que las conexiones internacionales de importación de gas por gasoducto presentan un nivel de utilización mayor que los terminales de regasificación de GNL, teniendo un peso tradicionalmente mayor los contratos de largo plazo en el gas importado por gasoducto que en la importación a través de GNL, donde, aunque también es mayoritaria la contratación a largo plazo, cada vez es mayor la penetración de contratos a corto plazo y spot.

4.2. Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica

A continuación, se detalla la previsión de oferta de producción de energía eléctrica para el período 2010 a 2014, desglosándola en producción eléctrica de régimen ordinario y de régimen especial, incluyendo la incorporación de las nuevas centrales de producción

de energía eléctrica en el año previsto de su puesta en marcha.

La potencia eléctrica instalada a 31 de diciembre de 2009 es la que se refleja en la figura 4.2.1.

RÉGIMEN ORDINARIO	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia Potencia Total (MW)
Hidráulica	16.657	1	16.658
Nuclear	7.716	0	7.716
Carbón	11.359	510	11.869
Fuel/gas	3.008	3.041	6.049
CCTG	23.066	1384	24.450
TOTAL RÉG. ORDINARIO	61.806	4.936	66.742
RÉGIMEN ESPECIAL	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia Potencia Total (MW)
Cogeneración	5.865	42	5.907
Eólica	18.305	146	18.451
Hidráulica	1.969	0	1.969
Otros	5.281	222	5.503
TOTAL RÉG. ESPECIAL	31.420	410	31.830
TOTAL POTENCIA	93.226	5.346	98.572

Figura 4.2.1. Potencia eléctrica instalada en España a 31-12-2009, incluyendo grupos en pruebas preoperacionales. Fuente: REE, Endesa y CNE.

4.2.1. Régimen ordinario en el sistema peninsular

Desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la construcción de nuevas centrales de generación se convirtió en una actividad liberalizada, sometida únicamente a la libre decisión de las empresas generadoras. Las nuevas instalaciones deben ser autorizadas mediante un procedimiento administrativo de carácter reglado.

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 y de las condiciones del mercado y del suministro.

Por ello, la mejor estimación sobre la incorporación de nuevas centrales eléctricas, 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 futuro parque español de producción de energía eléctrica.

De forma análoga, las decisiones de cierre están basadas en la libre decisión de cada agente generador, aunque estas actuaciones también están sometidas a la obtención de una autorización administrativa. En estas decisiones empresariales, aparte de la vida útil de las instalaciones, pueden tener una influencia significativa, tanto la evolución de los precios del mercado, como la propia regulación vigente, tal es el caso de la retribución por capacidad o el tratamiento regulatorio de las restricciones técnicas o medioambientales.

El cálculo de la potencia instalada durante el periodo 2010 – 2014 se basa en diversa información remitida por los distintos agentes del sistema eléctrico: promotores de centrales de generación y operador del sistema. De esta forma, se han considerado dos escenarios, uno basado en la información suministrada a esta Comisión por las empresas promotoras de instalaciones de generación eléctrica, y otro que

contempla las previsiones del operador del sistema.

BAJAS PREVISTAS

De mantenerse la situación actual de reducción del crecimiento de la demanda y escasez de financiación, los agentes advierten que podrían alterar los planes de cierre y desmantelamiento de las centrales existentes, especialmente, de las más antiguas de fuel-gas y carbón, con costes variables más elevados, que podrían no obtener suficientes ingresos a través del mercado para justificar su disponibilidad. Por otra parte, los grupos acogidos a las 20.000 horas de funcionamiento de la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión tienen el compromiso de clausurar su actividad en 2015 pero, según se mantenga el marco regulatorio y, especialmente, los pagos por disponibilidad, su cierre podría ser inmediato o no tener lugar hasta el fin del periodo concedido por la citada Directiva.

También podría influir en las sendas de cierre de instalaciones la puesta en marcha del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, establecido en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero. Este mecanismo incentiva la continuidad en estado operativo de gran parte de los grupos de generación que utilizan carbón autóctono como combustible principal; sin embargo, también podría repercutir en un incremento del interés de cierre de otras instalaciones de carbón de fuel/gas que puedan ser retiradas de la programación en la fase de reajuste posterior a la resolución de restricciones por garantía de suministro.

En consecuencia, es difícil realizar una previsión precisa de los cierres que tendrán lugar en los próximos años, hasta 2014. En la figura 4.2.2 se muestran las bajas consideradas en los dos escenarios analizados. Las bajas del escenario de los promotores se corresponden con las previsiones declaradas por los agentes, distribuidas en el periodo cuando no se indica explícitamente la central y el año de cierre; hay que indicar que sólo dos agentes han reportado intención de cierre de instalaciones, por lo

que las bajas reales deberían ser en teoría superiores a las recogidas en la citada figura. Las bajas del escenario del operador del sistema se han calculado

como diferencia entre las potencias instaladas de cada tecnología consideradas en su estudio para cada uno de los años.

Bajas (MW)	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL Período
Escenario promotores	-240	-777	-240	-240	-240	-1.737
Escenario operador	-1.280	-3.160	-630	-910	-670	-6.650

Figura 4.2.2. Bajas estimadas de potencia instalada en el régimen ordinario para el período 2010 a 2014.

Fuente: Agentes generadores, REE y CNE.

ALTAS PREVISTAS

Las altas se deben esencialmente a la incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado, aunque también se prevén incrementos de potencia hidráulica, principalmente en pequeñas centrales, pero también importantes bombeos. Por otra parte, no se

prevén apenas aumentos de potencia en las centrales de fuel/gas o de carbón.

Los dos escenarios que se incluyen en la siguiente tabla han sido elaborados con previsiones realizadas por los promotores de centrales de generación y el operador del sistema.

Altas (MW)	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL Período
Escenario promotores	2.854	22	19	1.034	869	4.798
Escenario operador	1.174	1.040	1.400	1.720	970	6.304

Figura 4.2.3 Altas estimadas de potencia instalada en el régimen ordinario para el período 2010 a 2014. Fuente: Agentes generadores, REE y CNE.

Detalle de las altas previstas en instalaciones de generación en régimen ordinario

En las figuras 4.2.4 y 4.2.5 siguientes, se muestra una lista detallada de la nueva oferta de producción eléctrica en ciclo combinado e hidráulica, respectivamente, según la información recibida de los promotores para la elaboración de este informe marco. Además, en el caso de los ciclos combinados, se ha incluido la información sobre contratos de acceso al sistema gasista firmados, sobre la posesión de las autorizaciones administrativas necesarias para su construcción y sobre la posibilidad de utilización de combustible alternativo.

Se observa en la figura 4.2.4 que, como el año anterior, una gran cantidad de instalaciones cuya fecha de puesta en marcha se prevé dentro del periodo en

estudio no presentan sin embargo una fecha concreta de alta. Esto no sucedía en años anteriores, más bien al contrario, los promotores solían ser optimistas en sus estimaciones y apuntaban fechas de puesta en marcha lo más cercanas posible al momento actual. Pero tras el escaso crecimiento de la demanda en 2008 y la reducción de la misma en 2009, como consecuencia de la crisis económica que atraviesa el consumo, sin unos ingresos seguros aparte del mercado, los promotores encuentran dificultades para garantizar la rentabilidad de las nuevas instalaciones, así como para financiar su construcción. En consecuencia, los plazos de ejecución de determinados proyectos han sido retrasados o han quedado en un estado de suspenso, condicionados a la evolución que experimente el sector en los próximos años.

Central	Promotor	Potencia nominal (MW)	Operación comercial prevista por el promotor	Autorización administrativa	Contratos de acceso	Combustible alternativo (días/periodo)
Fecha de inicio de operación comercial durante 2010						
Bahía de Algeciras	E.ON	806	En pruebas desde enero	Aprobada	Firmado	gasoil (20 días/año, 5 días continuo)
Barcelona 1	Gas Natural	400	En operación comercial desde octubre	Aprobada	Firmado	gasoil (12 horas continuo, 20 días/año)
Barcelona 2	Gas Natural	425	En pruebas desde junio	Aprobada	Firmado	gasoil (12 horas continuo, 20 días/año)
Besós 5	Endesa	843	En pruebas desde abril	Aprobada	Firmado	No
Fecha de inicio de operación comercial durante 2011						
Arrúbal 3	Gas Natural	100	1S2011	Sólo DIA	Firmado	gasoil (20 días/año, 5 días continuo)
Soto de Ribera 5	Hidrocantábrico	424	En pruebas desde julio	Aprobada	Firmado	No
Fecha de inicio de operación comercial durante 2012						
Trubia	Gas y Energía del Nalón	400	2012	No ¹⁸	No	gasoil (20 días/año, 5 días continuo)
Fecha de inicio de operación comercial durante 2013						
Huelva	Gas y Energía del Huelva	1200	oct-2013	No	No	No
Lantarón	Gas Natural	800	1S2013	No	Firmado	gasoil (a determinar por DIA)
Morata de Tajuña	Electrabel	1324	mar-2013	DIA anulada	Firmado	No
Paracuellos	Gas Natural	800	2S2013	No	Firmado	
Fecha de inicio de operación comercial durante 2014						
Corvera	ESB	860	2T2014	Aprobada	No	No
La Zarza	EGL	400	dic-2014	No	No	gasoil (a determinar por DIA)
Fecha de inicio de operación sin determinar						
Valverde de Mérida	Mérida Power	1012	A partir de 2014	No	No	No
Aceca 5	Iberdrola	425	A partir de 2014	Sólo DIA	No	gasoil (a determinar por DIA)
Alange	Iberdrola	850	A partir de 2014	Sólo DIA	No	No
Castejón 4	Iberdrola	425	A partir de 2014	Sólo DIA	No	Gasoil
Miranda de Ebro	Iberdrola	1100	A partir de 2014	Solicitud cancelada	No	No
Riba Roja de Ebro	Iberdrola	850	A partir de 2014	No	No	No
Villamanrique	Iberdrola	850	-	Solicitud cancelada	No	No
Puerto de Gijón	Pendiente de adjudicación entre Hidrocantábrico y Endesa	865	A partir de 2013	No	No	No
Compostilla 6	Endesa	400	A partir de 2014	Sólo DIA	No	No
Compostilla 7	Endesa	400	A partir de 2014	Sólo DIA	No	No
Compostilla 8	Endesa	400	A partir de 2014	Sólo DIA	No	No
El contador	Endesa	492	A partir de 2014	No	No	No
Escatrón	Endesa	800	A partir de 2014	No	No	No
Estremera 1	Endesa	400	A partir de 2014	No	No	No
Estremera 2	Endesa	400	A partir de 2014	No	No	No
Estremera 3	Endesa	400	A partir de 2014	No	No	No
Fayón	Endesa	800	A partir de 2014	No	No	No
Foix	Endesa	500	A partir de 2014	No	No	No
Gerona	Endesa	400	A partir de 2014	No	No	No
La Pereda	Endesa	400	A partir de 2014	No	No	No
Ledesma	Endesa	800	A partir de 2014	No	No	No
Litoral de Almería	Endesa	830	A partir de 2014	No	No	No
Llanos de Medina	Endesa	1350	A partir de 2014	No	No	No

Figura 4.2.4. Proyectos de construcción de nuevas centrales de ciclo combinado de producción de energía eléctrica. Fuente: promotores y CNE.

18. Mediante Resolución de la DGPEyM de 26 de enero de 2011 ha sido denegada la autorización administrativa para la construcción de este ciclo combinado.

Central	Promotor	Comunidad Autónoma	Potencia nominal (MW)	Tecnología	Operación comercial prevista por el promotor
Fecha de inicio de operación comercial durante 2010					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2011					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2012					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2013					
La Muela II	Iberdrola	Comunidad Valenciana	850	Bombeo mixto	2013
San Esteban II	Iberdrola	Galicia	175	Bombeo puro	2013
Fecha de inicio de operación comercial durante 2014					
Moralets	Endesa	Aragón	400	Bombeo puro	A partir de 2014

Figura 4.2.5. Proyectos de construcción de nuevas centrales hidráulicas de producción de energía eléctrica (mayores de 10MW). Fuente: promotores y CNE

Previsión de la potencia instalada en régimen ordinario

A continuación se incluye la senda de evolución del equipo generador en régimen ordinario, desagregada por tecnologías, en cada uno de los escenarios considerados: previsión de los promotores y del operador del sistema.

El escenario de los promotores (figura 4.2.6), se ha calculado a partir de los datos aportados por los agentes, incluidos en la figura 4.2.4, pero aplicando determinados criterios conservadores sobre credibilidad de los proyectos y plazo de ejecución. Esto es:

- Se considera en general un retraso de un trimestre sobre la fecha de puesta en marcha de cada grupo prevista por su promotor (figura 4.2.4).
- Se consideran únicamente los ciclos combinados que cuentan con autorización administrativa (ver figura 4.2.4)¹⁹.
- En los casos en los que el promotor no indica fecha de puesta en marcha, se considerarían en su caso únicamente los ciclos que, contando con autorización administrativa, son considerados fiables por el operador del sistema, teniéndose en cuenta a partir de la fecha en la que lo hace dicho operador.

Potencia Instalada (MW)	2010 ²⁰	2011	2012	2013	2014
Hidráulica	16.680	16.702	16.722	17.756	17.765
Nuclear	7.716	7.716	7.716	7.716	7.716
Carbón	11.359	11.359	11.359	11.359	11.359
Fuel/Gas	2.768	1.991	1.751	1.511	1.271
CCTG	25.090	25.090	25.090	25.090	25.950
Total potencia instalada	63.613	62.858	62.638	63.432	64.061

Figura 4.2.6. Previsión de potencia instalada de generación eléctrica en régimen ordinario a 31 de diciembre de cada año. Sistema peninsular. Escenario de los promotores modificado con las hipótesis arriba indicadas. Fuente: agentes generadores y CNE.

19. En años anteriores se consideraban también fiables los proyectos que contaban con contrato de acceso a la red gasista, sin embargo, la experiencia acumulada al respecto, junto a la actual incertidumbre financiera, aconsejan restringir este criterio.

20. La potencia real instalada a 31 de diciembre de 2010 ha resultado de 63.833MW, según dato publicado por REE en el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español.

Potencia Instalada (MW)	2010 ²¹	2011	2012	2013	2014
Hidráulica	17.120	17.160	17.160	18.630	18.650
Nuclear	7.470	7.470	7.470	7.010	7.010
Carbón	10.870	8.830	8.700	8.700	8.340
Fuel/Gas	2.540	1.420	920	470	160
CCTG	23.700	24.700	26.100	26.350	27.300
Total potencia instalada	61.700	59.580	60.350	61.160	61.460

Figura 4.2.7. Previsión de potencia instalada y operativa de generación eléctrica en régimen ordinario. Sistema peninsular. Escenario del operador. Fuente: REE.

Las previsiones de potencia en ambos escenarios se han modificado respecto a las efectuadas en el Informe Marco precedente. Esto se debe fundamentalmente a cambios en las decisiones de los agentes o en los trámites de construcción y puesta en marcha de las instalaciones, así como en las decisiones de cierre de algunos grupos por parte de los propietarios. En concreto, este año, con una mayor incertidumbre en la puesta en marcha de nuevas instalaciones y una mayor previsión de cierres, la potencia instalada prevista resulta a 31 de diciembre de 2013, 3.600MW inferior en el escenario del operador del sistema, respecto a la previsión del Informe Marco precedente. Sin embargo, en el escenario de los promotores, la

potencia instalada prevista en 2013 se reduce sólo 1.500MW, aunque se estén considerando para dicho año 2.200MW menos de ciclos combinados, la potencia se ve incrementada por una mayor entrada de tipo hidráulico.

En la tabla siguiente se recoge la distribución por comunidades autónomas del total de grupos de ciclo combinado equivalentes de 400 MW instalados según el escenario de los promotores. El número de unidades equivalentes de 400 MW pueden variar de un año a otro no sólo por la puesta en marcha de nuevos ciclos combinados sino también por los incrementos de potencia en las instalaciones existentes.

Nº Ciclos con contrato y/o Autorización Administrativa	2010	2011	2012	2013	2014
Andalucía	15	15	15	15	15
Aragón	5	5	5	5	5
Asturias	2	2	2	2	4
Cantabria	0	0	0	0	0
Castilla y León	0	0	0	0	0
Castilla-La Mancha	2	2	2	2	2
Cataluña	10	10	10	10	10
Comunidad Valenciana	7	7	7	7	7
Extremadura	0	0	0	0	0
Galicia	3	3	3	3	3
La Rioja	2	2	2	2	2
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	8	8	8	8	8
Navarra	3	3	3	3	3
País Vasco	5	5	5	5	5
Total	63	63	63	63	65

Figura 4.2.8. Escenario de implantación de ciclos combinados (nº de grupos equivalentes de 400 MW) por comunidades autónomas según el escenario de los promotores modificado con los criterios de la CNE arriba indicados. Fuente: promotores y CNEw

21. Ver nota anterior.

4.2.2. Régimen especial en el sistema peninsular

La actividad de producción de energía eléctrica tiene la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:

- a) Instalaciones que utilizan la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- b) Cuando se utiliza como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- c) Cuando se utilizan como energía primaria residuos no renovables.

para cada una de las tecnologías energéticas consideradas como renovables y para los residuos sólidos urbanos. Este valor del 12% supondría que un 29,4% de la demanda eléctrica total, estaría abastecida por energías renovables en el año 2010, considerando un crecimiento de la demanda moderado, por la implementación de un plan de ahorro de energía y de eficiencia energética.

Para realizar la previsión de potencia instalada de régimen especial se han considerado las previsiones realizadas en el documento de “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte”, la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2005-2010, el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y su Plan de Acción 2008-2012 y, finalmente, el ritmo de crecimiento experimentado por este régimen en los últimos años según los datos obtenidos por esta Comisión.

BAJAS PREVISTAS

Al igual que en el Informe Marco precedente, en el horizonte temporal 2010-2014 no se ha considerado ninguna baja en este tipo de instalaciones, ya que la experiencia ha demostrado que esta situación se da en escasas ocasiones.

ALTAS PREVISTAS

Hay que tener en cuenta que la Ley del Sector Eléctrico establece el objetivo de que las energías renovables alcancen el 12% de la demanda de energía primaria en el año 2010. En respuesta a este compromiso, en 1999 el Gobierno aprobó el Plan de Fomento de Energías Renovables, en el que se fijaron los diferentes objetivos de potencia instalada a conseguir en 2010,

Asimismo, se ha tenido en cuenta la entrada en vigor del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, sobre instalaciones que producen energía mediante tecnología solar fotovoltaica, y las Resoluciones que, como consecuencia de dicho Real Decreto, dicta trimestralmente la Dirección General de Política Energética y Minas determinando los proyectos incluidos en los cupos correspondientes para ser inscritos en el registro de preasignación de la retribución.

A continuación, se muestran las previsiones de potencia instalada y energía vertida por el régimen especial peninsular estimadas para el período 2010 – 2014, teniendo en cuenta todas las previsiones anteriormente mencionadas.

Potencia Instalada (MW)	2010 ²²	2011	2012	2013	2014
Cogeneración	6.400	6.600	6.900	7.300	7.700
Solar Fotovoltaica	3.900	4.020	4.300	4.700	5.200
Solar Termoeléctrica	500	1.000	1.500	2.000	2.500
Eólica	20.000	22.000	23.400	24.800	26.200
Hidraulica	2.020	2.160	2.282	2.324	2.366
Biomasa y Biogás	750	950	1.100	1.200	1.300
Residuos	629	694	759	824	889
Tratamiento de Residuos	641	641	641	641	641
Total	34.840	38.065	40.882	43.789	46.796

Figura 4.2.9. Previsiones de evolución de potencia del régimen especial en la Península por tecnologías. Fuente: CNE, Documento de Planificación y PANER.

Nota: Se incluye la potencia correspondiente a las instalaciones de más de 50 MW a las que hace referencia el artículo 45 y la Disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007.

Energía vertida (GWh)	2010 ²³	2011	2012	2013	2014
Cogeneración	22.400	23.100	24.150	25.550	26.950
Solar Fotovoltaica	6.435	6.633	7.095	7.990	8.840
Solar Termoeléctrica	600	1.350	2.100	3.000	3.750
Eólica	45.000	49.500	52.650	55.800	58.950
Hidraulica	5.050	5.400	5.705	5.810	5.915
Biomasa y biogas	3.038	3.848	4.455	4.860	5.265
Residuos	2.797	3.135	3.474	3.812	4.150
Tratamiento de Residuos	4.265	4.265	4.265	4.265	4.265
Total	89.585	97.231	103.894	111.087	118.085

Fuente: CNE, Documento de Planificación y Plan de Energías Renovables. Fuente: CNE, Documento de Planificación y Plan de Energías Renovables.

Nota: Se incluye la energía correspondiente a las instalaciones de más de 50 MW a las que hace referencia el artículo 45 y la Disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007.

22. La potencia real instalada del régimen especial a 31 de diciembre de 2010 ha resultado de 33.614MW, según dato publicado por REE en el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español.

23. La energía real vertida por el régimen especial en 2010 ha resultado de 90.462GWh, según dato provisional publicado por REE en el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español.

Estas previsiones estiman que para el horizonte temporal 2010 – 2014 se instalarán en la Península más de 15.000 MW en régimen especial, adicionales a los instalados hasta diciembre de 2009. De este incremento, casi 8.000 MW, es decir, más del 51% corresponderá a potencia eólica, y más de 4.000 MW, que supondrían más de un 27% de este crecimiento esperado, corresponderían a energía solar (considerando en conjunto fotovoltaica y termoelectrica).

La figura 4.2.11 muestra la evolución que ha experimentado la potencia instalada del régimen especial peninsular y la considerada hasta el año 2014 según el Documento de Planificación para 2008-2016 elaborado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el Plan de Energías Renovables y los datos actualizados en la CNE, así como las previsiones realizadas para el Informe Marco de años anteriores.

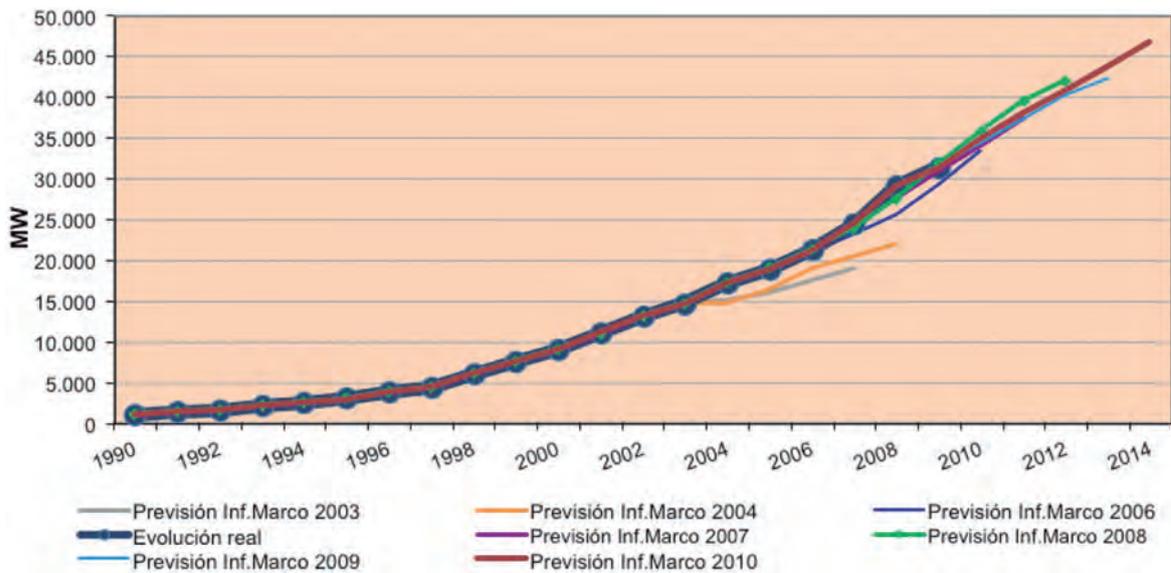


Figura 4.2.11. Evolución real y prevista de la potencia instalada del régimen especial del sistema peninsular.
Fuente: CNE, Documento de Planificación y PANER.

Respecto a la distribución por tecnologías, dentro de la evolución prevista para el régimen especial, se puede decir que el crecimiento de potencia total se encuentra dentro de los rangos experimentados en los años anteriores, aunque bajo un criterio de prudencia considerando la actual coyuntura económica. Cabe destacar la energía solar, fundamentalmente la solar termoelectrica, tecnología con un importante crecimiento porcentual esperado, dentro del horizonte temporal considerado, tanto en potencia instalada como en producción, así como el incremento sostenido esperado en la producción mediante la energía

eólica. Con un menor ritmo de crecimiento se sitúan las previsiones respecto a la cogeneración, aunque sí se espera una recuperación respecto a periodos anteriores. Por último, cabe mencionar las buenas expectativas en cuanto al incremento previsto respecto a la producción en régimen especial mediante biomasa y biogás.

La figura 4.2.12 muestra la evolución prevista de potencia en régimen especial en la península, separado por tecnologías.

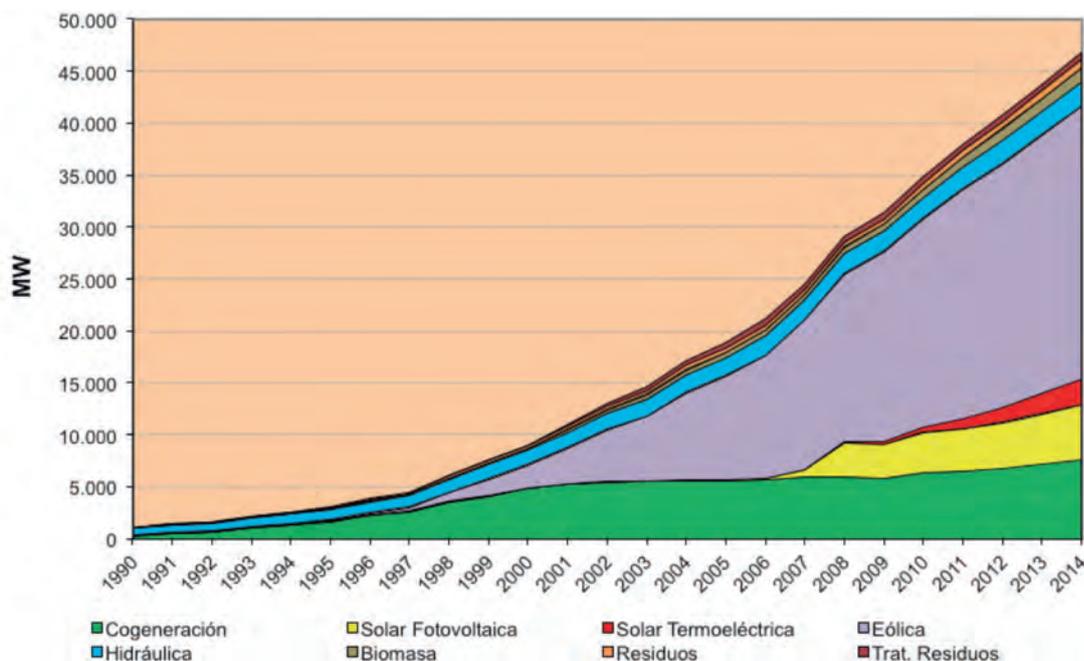


Figura 4.2.12. Evolución real y prevista de la potencia del régimen especial del sistema peninsular. Fuente: CNE, PANER, Documento de Planificación de los Sectores 2008-2016.

Respecto al volumen de energía vertida por el régimen especial peninsular, teniendo en cuenta los objetivos y la previsión de demanda en el escenario central, establecido en el apartado 3.2 de este mismo

Informe, el régimen especial representará en el año 2014, según las previsiones efectuadas, más de un 41% de la demanda frente al casi 31% que ha representado en el 2009.

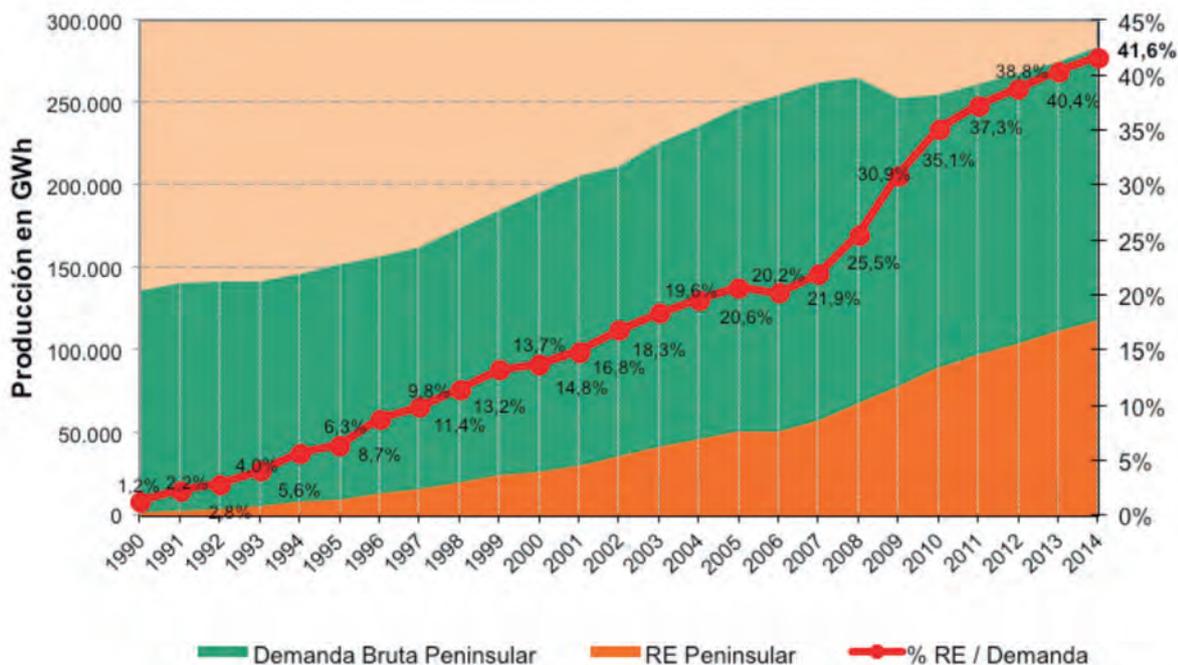


Figura 4.2.13. Evolución real y prevista de la producción del régimen especial del sistema peninsular. Fuente: CNE, REE y Documento de Planificación.

4.2.3. Régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares

En este apartado se muestran las previsiones, tanto de los incrementos y decrementos de potencia, como de potencia total instalada de régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares, para cada uno de los años del periodo analizado.

Se han considerado dos escenarios, al igual que en el Informe Marco precedente, respondiendo el primero de ellos a las previsiones de variación de potencia instalada remitidas por el agente generador y considerando inicialmente la potencia nominal bruta instalada en diciembre de 2009, de acuerdo con la información proporcionada por dicho agente generador.

El segundo escenario está basado en la previsión de cobertura de la demanda del operador del sistema, según la documentación remitida por el mismo, y teniendo en cuenta el denominado “Escenario A” según el cual se propone generación adicional para que los índices de cobertura estén dentro de los límites establecidos, de tal forma que se aporta la potencia neta unitaria prevista como el dato de previsión de generación.

ISLAS BALEARES

Según el escenario aportado por el agente generador, se ha supuesto la entrada en servicio de cuatro nuevas interconexiones: Península-Mallorca (400 MW)

antes de la punta del año 2011, e Ibiza-Formentera (50 MW), Mallorca-Menorca (100 MW) y Mallorca-Ibiza (100 MW) antes de la punta del año 2012, infraestructuras incluidas el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, publicado por la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en mayo de 2008.

Por otra parte, la disponibilidad de gas natural en estos sistemas resulta prioritaria para la generación, quedando cubierta en la actualidad a través de la conexión por gasoducto entre la Península y las islas de Ibiza y Mallorca, que entró en servicio en 2009. Además, en 2015 está previsto otro gasoducto Mallorca-Menorca que permitirá abastecer de este combustible a la central de Mahón, aunque según el agente generador sería necesario que se adelantara esta fecha.

Las ventajas de la integración de la conexión eléctrica con la producción de electricidad basada en gas natural, se refieren a la optimización de la capacidad de generación en las islas, a la mayor utilización de la generación peninsular y a la posible introducción de la competencia de generación en las islas. Otra ventaja adicional de la interconexión sería el incremento de la fiabilidad del sistema balear.

Se muestran, en las siguientes figuras, las modificaciones de potencia previstas, en régimen ordinario, basadas tanto en la información suministrada por el agente generador, como en la información del operador del sistema.

Escenario del agente generador:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2010*	2011*	2012*	2013	2014
Mallorca-Menorca	75	0	0	0	0
Ibiza-Formentera	-17	11	66	8	0
Total Baleares	58	11	66	8	0

(*) En Formentera se contempla además la posibilidad del alquiler temporal de unos grupos electrógenos de apoyo alquilados por ENDESA durante un periodo aproximado desde el 1 de junio al 30 de septiembre, con una potencia nominal bruta aproximada de 8 MW.

Figura 4.2.14. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Baleares. Fuente: Endesa y CNE.

Potencia acumulada (MW)	2010 ²⁴	2011	2012	2013	2014
Mallorca-Menorca	1.936	1.936	1.936	1.936	1.936
Ibiza-Formentera	305	316	382	390	390
Total Baleares	2.241	2.252	2.318	2.326	2.326

Figura 4.2.15. Previsiones de potencia en Baleares. Fuente: Endesa y CNE.

Escenario del Operador del Sistema:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2010	2011	2012	2013	2014
Mallorca-Menorca	80	0	0	0	0
Ibiza-Formentera	37	45	0	0	0
Total Baleares	117	45	0	0	0

Figura 4.2.16. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Baleares. Fuente: REE.

Potencia acumulada (MW)	2010 ²⁴	2011	2012	2013	2014
Mallorca-Menorca	1.799	1.799	1.799	1.799	1.799
Ibiza-Formentera	331	376	376	376	376
Total Baleares	2.130	2.175	2.175	2.175	2.175

Figura 4.2.17. Previsiones de potencia en Baleares. Fuente: REE.

ISLAS CANARIAS

Se ha supuesto la entrada en servicio de todos los refuerzos de la red de transporte contemplados en el documento de mayo de 2008 de la Planificación de los Sectores de la Electricidad y el Gas 2008-2016 elaborado por la Subdirección de Planificación Energética de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Las figuras siguientes muestran, para los dos escenarios considerados, tanto las variaciones de potencia previstas, como la potencia acumulada resultante de dicha estimación.

Escenario del agente generador:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2010	2011	2012	2013	2014
Gran Canaria-Tenerife	35	42	0	75	0
La Palma-Lanzarote-Fuerteventura	0	18	0	0	42
Hierro-La Gomera	0	6	17	0	0
Total Canarias	35	65	17	75	42

Figura 4.2.18. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Canarias. Fuente: Endesa y CNE.

24. Ver nota anterior

Potencia acumulada (MW)	2010 ²⁵	2011	2012	2013	2014
Gran Canaria-Tenerife	2.063	2.104	2.104	2.179	2.179
La Palma-Lanzarote-Fuerteventura	520	538	538	538	580
Hierro-La Gomera	36	41	58	58	58
Total Canarias	2.618	2.684	2.701	2.776	2.818

Figura 4.2.19. Previsiones de potencia en Canarias. Fuente: Endesa y CNE.

Escenario del Operador del Sistema:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2010	2011	2012	2013	2014
Gran Canaria-Tenerife	34	-15	0	70	210
La Palma-Lanzarote-Fuerteventura	25	22	44	0	36
Hierro-La Gomera	0	0	4	5	0
Total Canarias	59	7	48	75	246

Figura 4.2.20. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Canarias. Fuente: REE.

Potencia acumulada (MW)	2010 ²⁶	2011	2012	2013	2014
Gran Canaria-Tenerife	1.943	1.928	1.928	1.998	2.208
La Palma-Lanzarote-Fuerteventura	464	486	530	530	566
Hierro-La Gomera	36	36	40	45	45
Total Canarias	2.443	2.450	2.498	2.573	2.819

Figura 4.2.21. Previsiones de potencia en Canarias. Fuente: REE.

CEUTA Y MELILLA

Al igual que en los sistemas extrapeninsulares anteriormente analizados, se muestran las previsiones de los incrementos y decrementos de potencia, y de la

potencia total instalada en régimen ordinario en ambos escenarios.

Escenario del agente generador:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2010	2011	2012	2013	2014
Ceuta	12	0	0	0	0
Melilla	0	0	0	0	0
Total Ceuta y Melilla	12	0	0	0	0

Figura 4.2.22. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Ceuta y Melilla. Fuente: Endesa y CNE.

25. Según el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español de REE, la potencia instalada real en Canarias a 31 de diciembre de 2010 ha sido de 2.722MW.

26. Ver nota anterior.

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2010 ²⁷	2011	2012	2013	2014
Ceuta	97	97	97	97	97
Melilla	85	85	85	85	85
Total Ceuta y Melilla	182	182	182	182	182

Figura 4.2.23. Previsiones de potencia en Ceuta y Melilla. Fuente: Endesa y CNE.

Escenario del Operador del Sistema:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2010	2011	2012	2013	2014
Ceuta	13	0	0	0	8
Melilla	0	0	0	0	0
Total Ceuta y Melilla	13	0	0	0	8

Figura 4.2.24. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Ceuta y Melilla. Fuente: REE.

Potencia acumulada (MW)	2010 ²⁸	2011	2012	2013	2014
Ceuta	79	79	79	79	87
Melilla	76	76	76	76	76
Total Ceuta y Melilla	155	155	155	155	163

Figura 4.2.25. Previsiones de potencia en Ceuta y Melilla. Fuente: REE.

4.2.4. Régimen especial en los sistemas extrapeninsulares

En cuanto a los sistemas extrapeninsulares, el “Plan de Energías Renovables 2005-2010” establece objetivos de potencia en energía Eólica para Baleares, pasando a 50 MW instalados en el año 2010 y para Canarias se prevé un crecimiento hasta 630 MW instalados para el mismo periodo.

Por otra parte, el Plan Energético de Canarias (PE-CAN 2006) amplía estos objetivos aspirando a que el 30 por ciento de la generación eléctrica se produzca por el uso de energías renovables en el año 2015, aspiración muy ambiciosa que roza en sus objetivos cuantitativos los límites máximos de generación eléctrica por energías renovables que el sistema eléctrico canario permite incorporar a la

red. Ello supone alcanzar una potencia instalada en el horizonte 2015 de 1.025 MW en tecnología eólica, 160 MW en solar fotovoltaica, 13 MW en mini-hidráulica, 30 MW en solar termoeléctrica, 50 MW de potencia eléctrica instalada en energía producida mediante las olas y en la tecnología a través de biocombustibles alcanzar los 30 MW de potencia eléctrica instalada en 2015.

Sin embargo, el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, publicado en junio de 2010, presenta objetivos globales a nivel nacional, no especificando particularidades respecto a los sistemas extrapeninsulares.

En la figura 4.2.26 se muestran las previsiones de potencia instalada para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, separadas por las distintas tec-

27. Según el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español de REE, la potencia instalada real en Ceuta y Melilla a 31 de diciembre de 2010 ha sido respectivamente de 96 y 85MW.

28. Ver nota anterior

nologías, según los objetivos a alcanzar establecidos en los planes mencionados anteriormente, pero bajo el prisma de la realidad actual según la cual la implantación de energías renovables en estos sistemas

se está produciendo de forma más ralentizada de lo previsto inicialmente, y considerando la actual coyuntura económica que ha provocado una contención de la demanda.

Previsión de potencia en Régimen Especial:

Potencia bruta total (MW)		2010 ²⁹	2011	2012	2013	2014
Baleares	Cogeneración	10	11	12	13	14
	Solar	59	62	70	72	75
	Eólica	10	20	30	45	55
	BioGas	1	1	5	7	10
	Residuos	38	39	40	41	42
Total Baleares		118	133	157	178	196
Canarias	Cogeneración	40	49	52	54	56
	Solar	110	117	130	140	150
	Eólica	190	330	470	610	750
	Hidráulica	2	5	6	7	8
	BioGas	4	6	8	10	12
	Residuos	43	44	45	46	47
Total Canarias		118	133	157	178	196
	Solar	1	1	2	3	4
	Residuos	4	4	4	5	5
Total Ceuta y Melilla		5	5	6	8	9
Total		512	689	874	1.053	1.228

Figura 4.2.26. Previsión de potencia en régimen especial. Fuente: CNE, PANER, Planificación de los Sectores 2008-2016, PECAN 2006.

29. Según el Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español de REE, la potencia instalada real en régimen especial ha sido a 31 de diciembre de 2010: 145MW en Baleares, 328MW en Canarias y 2MW en el conjunto Ceuta y Melilla.

5. La cobertura de la demanda de gas natural y de energía eléctrica sin considerar restricciones de red

5.1 La cobertura de la demanda de gas natural

A partir de los escenarios de previsión de la demanda y de la oferta de gas descritos en apartados anteriores, a continuación se analizan, para el periodo 2010-2014, los balances de oferta – demanda de gas natural de cada año, para determinar el grado de cobertura previsto, sin tener en cuenta posibles restricciones derivadas de la infraestructura gasista.

El primer apartado muestra los balances de oferta – demanda de gas en cada escenario, mientras que en los siguientes se analizan los diversos aspectos y criterios sobre la seguridad en la cobertura de la demanda de gas natural, en particular, la cobertura de la demanda diaria punta, las necesidades de almacenamiento para atender la demanda frente a posibles

contingencias en la oferta externa de gas al sistema gasista español, y el grado de diversificación de la oferta.

En los capítulos posteriores de este informe se compararán las necesidades de almacenamiento en función de la demanda prevista, con la capacidad prevista de las infraestructuras del sistema gasista español.

5.1.1. Balance oferta-demanda de gas

La figura 5.1.1 muestra los escenarios de previsión de la demanda y de la oferta anual de gas desarrollados en los capítulos anteriores y los consiguientes balances de oferta-demanda para cada escenario.

	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda (GWh)					
Escenario Central	392.623	391.196	403.188	415.512	428.134
Escenario Superior	395.263	399.207	416.587	437.496	458.426
Oferta (GWh)	392.986	445.634	447.946	455.746	462.946
Balance oferta-demanda					
Escenario Central	363	54.438	44.758	40.234	34.812
Escenario Superior	-2.277	46.427	31.359	18.250	4.520

Figura 5.1.1. Balance de oferta-demanda de gas natural. Fuente: CNE

En relación con el escenario de demanda central, se observa que la previsión de la oferta supera la demanda en todos los años del horizonte temporal 2010 – 2014, cubriendo entre un 100% y un 114% de la demanda.

En el escenario de demanda superior, la cobertura referida anteriormente se encuentra más ajustada, ya que la oferta programada por los agentes comercializadores estaría entre un 98% y un 107% de la demanda prevista.

Por tanto, de acuerdo con los datos facilitados por los comercializadores sobre sus programaciones de suministros, y teniendo en cuenta las previsiones de demanda expuestas, tanto en el escenario central como en el escenario superior, la cobertura sería suficiente para los años del horizonte temporal 2010 – 2014 si bien algo ajustada para el escenario superior.

5.1.2. Diversificación de la oferta de gas

Como se ha comentado anteriormente, en el capítulo 4, la oferta de gas natural en España se basa en importaciones procedentes de diversos orígenes, siendo mínima la participación del gas nacional, dada la escasez de reservas nacionales. El alto grado de dependencia de las importaciones de gas obliga a diversificar la procedencia de los aprovisionamientos con el objeto de garantizar el suministro al sistema español.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece que los comercializadores de gas natural deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 50%.

Partiendo de la información analizada en el capítulo 4 sobre el origen de los aprovisionamientos, para realizar los análisis de los siguientes apartados se ha procedido a repartir los suministros de GNL con origen

no especificado entre los países proveedores de GNL a España de manera proporcional a las cantidades declaradas.

El principal país aprovisionador es Argelia y, según las previsiones para el período 2010-2014, con la entrada en funcionamiento del gasoducto Medgaz prevista para 2011, que aumentará los aprovisionamientos con origen en este país, continuará siendo el principal país aprovisionador, llegando a aprovisionar un 45 % del mercado español, por debajo del actual límite establecido reglamentariamente del 50%. Se aprecian, no obstante, tendencias opuestas para el gas por gasoducto y para el GNL, ya que aumenta el aprovisionamiento de gas argelino por gasoducto, por la entrada del Medgaz, mientras que disminuye el peso del aprovisionamiento de gas argelino por GNL.

Los porcentajes de aprovisionamientos de GNL procedentes de Nigeria, y Trinidad & Tobago se mantienen aproximadamente constantes en el horizonte 2010-2014. El porcentaje que representa Qatar crece sensiblemente con respecto a años anteriores.

Países de origen de aprovisionamientos previstos	2010	2011	2012	2013	2014
Argelia	30%	40%	40%	45%	43%
Argelia (GN)	21%	32%	32%	37%	35%
Argelia (GNL)	9%	8%	8%	8%	8%
Noruega	10%	9%	9%	9%	9%
Noruega (GN)	5%	4%	4%	4%	4%
Noruega (GNL)	5%	5%	5%	5%	5%
Omán - Egipto	20%	16%	16%	16%	15%
Libia	1%	2%	2%	0%	0%
Nigeria	11%	11%	11%	11%	14%
Qatar	15%	12%	12%	9%	9%
Trinidad & Tobago	12%	10%	10%	11%	10%

Figura 5.1.2. Diversificación de abastecimientos previstos. Fuente: Empresas transportistas, comercializadores, productores y CNE.

5.1.3. Cobertura de la demanda del sistema gasista español

Los criterios para la seguridad en la cobertura de la demanda de gas se examinan en tres grupos: las necesidades para la cobertura de la demanda diaria punta, las necesidades de almacenamiento para cumplir con las obligaciones de existencias mínimas de seguridad y las necesidades para hacer frente a contingencias en la oferta exterior de gas.

5.1.3.1 COBERTURA DE LA DEMANDA DIARIA PUNTA - ÍNDICE DE COBERTURA DE PUNTAS

La Comisión Europea recomienda que se tome como política de seguridad de suministro la cobertura de una demanda punta en temperaturas extremadamente bajas, que estadísticamente tengan lugar cada veinte años y/o un invierno frío que estadísticamente tenga lugar cada cincuenta años.

La probabilidad de que se produzca una situación de demanda punta extrema, así como la indisponibilidad de alguna de las infraestructuras gasistas (que

se soluciona con capacidad de transporte y de emisión excedentaria) y/o interrupción temporal de alguna de las principales fuentes de importación de gas (corregida utilizando las reservas estratégicas de los almacenamientos subterráneos y de GNL), permite calcular las consecuencias del fallo de suministro y las necesidades de disponibilidad de infraestructuras.

Éstas son las variables que se recogen en el índice de cobertura, el cual relaciona el valor de la demanda diaria punta con la capacidad total de emisión diaria del sistema (plantas de regasificación, conexiones internacionales y almacenamientos subterráneos) descontando el fallo fortuito de alguna de las instalaciones.

En el análisis que nos ocupa, se considera una capacidad del 10% sobre la demanda punta un valor aceptable del citado índice de cobertura, en línea con los criterios de diseño de la red básica señalados en la Planificación. A partir de este valor, en la figura 5.1.3, se indican las necesidades teóricas de capacidad diaria de emisión del sistema gasista para dar cobertura suficiente a las previsiones de demanda punta en los diferentes escenarios de demanda considerados.

	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda Punta del Sistema (GWh/día)					
Escenario Central	1.977	2.002	2.062	2.125	2.194
Capacidad Necesaria. Índice de cobertura=1,1 (GWh/día)					
Escenario Central	2.175	2.202	2.268	2.338	2.413

Figura 5.1.3. Capacidad de emisión teórica del sistema para cumplir un índice de cobertura del 1,1. Fuente: CNE

5.1.3.2. NECESIDADES DE ALMACENAMIENTOS PARA CUMPLIR LAS OBLIGACIONES DE EXISTENCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

El artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos venía estableciendo que los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema debían mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y

cinco días de sus ventas firmes. No obstante, la Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley del Sector de Hidrocarburos, cambia dicho artículo, limitando la responsabilidad de mantener existencias mínimas de seguridad a los agentes comercializadores y consumidores directos en mercado, y eliminando la especificación concreta del número de días que deben soportar éstas, valor que se determinará en la normativa de desarrollo de la Ley.

Por su parte, el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, fija en 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme la obligación de mantenimiento de existencias mínimas que deberán mantener los sujetos que intervienen en el sector del gas natural, y establece las condiciones en las que han de mantenerse los 20 días de existencias:

1. 10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior, en todo momento, en concepto de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Dichas existencias se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.
2. Unas existencias de carácter operativo equivalentes a 10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior, que se computarán del siguiente modo:
 - a) 2 días de sus ventas firmes en el año anterior, que se acreditarán como media de los valores diarios en todos y cada uno de los meses del periodo comprendido entre el día 1 de abril del año n y el 31 de marzo del año $n+1$.

Dichas existencias se podrán mantener en plantas de regasificación o en almacenamientos subterráneos excluyendo el gas colchón, o en plantas satélites.

- b) 8 días de sus ventas firmes durante el año $n-1$, como media durante el mes de octubre del año n , que se acreditarán como media de los valores diarios de cada uno de los días del mes de octubre. Dichas existencias se mantendrán en cualquier tipo de almacenamiento subterráneo o en instalaciones de almacenamiento que no pertenezcan a la red básica de gas natural.

Dado que en algún momento del año, ha de disponerse de 20 días de existencias mínimas de seguridad, en este Informe Marco se ha realizado el análisis en base a los 20 días establecidos.

Además, como criterio adicional (no incluido en las obligaciones del Real Decreto sobre existencias mínimas), se ha considerado la necesidad de disponer de almacenamiento adicional equivalente a 30 días de las ventas a consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares (Grupo 3), por ser este tipo de consumidor el que necesita una mayor flexibilidad en la modulación en periodos de invierno/verano. Este almacenamiento adicional permite hacer frente a eventuales “olas de frío”.

Teniendo en cuenta estos criterios, las necesidades de almacenamiento se resumen en la siguiente tabla:

Necesidades de almacenamiento (Nº de días equivalentes)	Carácter de las existencias	Criterio de cálculo de las necesidades de almacenamiento subterráneo
10 días	Estratégicas (según RD 1766/2007)	Ventas firmes en el año anterior
10 días (2 todo el año y 10 en octubre)	Operativas (según RD 1766/2007)	Ventas firmes en el año anterior
30 días	Modulación (para cubrir olas de frío)	Ventas totales a consumidores del Grupo 3

Figura 5.1.4: Necesidades de almacenamiento para atender a las obligaciones de existencias de seguridad y olas de frío. Fuente: CNE

Según se indicó en el apartado 2.1.1.3, además de los almacenamientos, una de las herramientas de flexibilidad que dispone el sector gasista es la gestión de la demanda, a través de los acuerdos de interrumpibili-

dad con los clientes, a cambio de un menor precio o peaje. Los consumos acogidos a la interrumpibilidad tienen, como ventaja adicional, que se les exige del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

	Consumo firme a Consumo peaje interrumpible	Maximo consumo diario
Consumo firme	369.984	Sin datos
Consumo a peaje interrumpible	22.377	150 GWh/día
Interrumpibilidad comercial	10.183	Sin datos
Total	402.544	1.735 GWh/día

Figura 2.1.17: Consumo firme, consumo a peaje interrumpible e interrumpibilidad comercial en 2009. Fuente: ENAGAS y CNECNE

Para evaluar la demanda interrumpible en el periodo 2010 – 2014, se ha desarrollado un modelo de previsión de demanda propio que pondera de manera diferenciada, la evolución del grado de interrumpibilidad de cada tipo de demanda: la demanda convencional, la demanda de centrales térmicas y la demanda de ciclos combinados.

En la figura 5.1.6 se indican, para cada año y para el escenario de demanda central, las necesidades de almacenamiento de gas para cumplir los veinte días de existencias mínimas de gas natural, así como para mantener la posibilidad de asignación de 30 días de existencias de modulación para los consumidores del Grupo 3.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda total (escenario central)	402.534	392.623	391.196	403.188	415.512	428.134
Demanda Firme (GWh)	369.984	361.213	359.900	370.933	382.271	393.883
Demanda interrumpible (GWh)	32.550	31.410	31.296	32.255	33.241	34.251
Demanda Grupo 3 (GWh)	66.056	66.056	67.578	70.781	73.207	75.634
Existencias de Seguridad. (GWh)						
Existencias estratégicas	10.539	10.137	9.896	9.860	10.163	10.473
Existencias operativas	10.539	10.137	9.896	9.860	10.163	10.473
Existencias modulación	5.192	5.429	5.429	5.554	5.818	6.017
Total necesidades almacenamiento	26.378	25.702	25.222	25.275	26.143	26.963

Figura 5.1.6: Estimación de las necesidades de capacidad de almacenamiento estratégico, operativo y de modulación en función de la demanda firme prevista para el periodo 2010 - 2014. Fuente: CNE

Las necesidades de almacenamiento de cada año se calculan a partir de las estimaciones de la demanda del año anterior. El análisis de los escenarios de demanda estimados, sobre el período 2010-2014, muestra que hasta 2013 las necesidades de alma-

cenamiento no igualan las necesidades registradas en 2009 (calculadas sobre la demanda de 2008). Sí que es reseñable el mayor peso del sector doméstico en la demanda total.

5.1.3.3 NECESIDADES DE ALMACENAMIENTOS PARA ATENDER LA DEMANDA FRENTE A POSIBLES CONTINGENCIAS EN LA OFERTA EXTERNA DE GAS AL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL

Dada la dependencia externa de España, donde casi el 100% de los aprovisionamientos de gas viene del exterior, resulta necesario contar con un sistema que disponga de una capacidad de almacenamiento tal que permita atender la demanda frente a posibles contingencias en la oferta externa de gas al sistema español, evitando situaciones de desabastecimiento.

Para hacer frente a una suspensión temporal del suministro externo a España, además de constituir reservas estratégicas, es necesario que exista una capacidad suficiente de extracción en los almacenamientos y de transporte en los gasoductos de conexión con los mismos, o alternativamente, disponer de capacidad de regasificación de GNL excedentaria, de manera que permita que las reservas en almacenamientos subterráneos o tanques de GNL sean operativas y puedan alcanzar los puntos de consumo.

Cabe señalar como medida adicional la posibilidad de acudir a los mecanismos de flexibilidad por el lado de la demanda de gas, esto es, la gestión de la demanda de gas interrumpible (estimada puede ser en torno a

un 8% de la demanda total), para hacer frente a estas contingencias externas.

Suspensión temporal del suministro del mayor proveedor de gas natural a España

Este escenario considera una paralización total de la producción de gas en el país argelino, lo que provocaría la suspensión de todos sus suministros a Europa, tanto por gasoducto como por barco, pero se mantendrían operativas las plantas de regasificación españolas para la recepción de GNL de otros países.

Para hacer frente a este escenario, se considera que la pérdida de suministros desde Argelia (pérdida de entre el 30% y el 45% en los aprovisionamientos a España) debe sustituirse, en parte, a través de la extracción de los almacenamientos subterráneos, y en parte a través de un aumento de la emisión de las plantas de GNL, utilizando la capacidad de regasificación excedentaria existente.

En la figura 5.1.7 se estima la capacidad de emisión diaria mínima excedentaria que debería tener el sistema gasista para hacer frente a una suspensión temporal del suministro del mayor proveedor de gas natural, que en el horizonte temporal previsto es Argelia.

	2010	2011	2012	2013	2014
Fallo de suministro ⁽¹⁾ (Gwh)	108.123	165.661	167.973	190.773	186.073
Porcentaje sobre el suministro total	30%	40%	40%	45%	43%
Capacidad Mínima diaria a cubrir (GWh/día)	295	454	460	523	508
Capacidad de Emisión Diaria Mínima de Almacen. (GWh/día) (33% del fallo)	97	150	152	172	168
Capacidad excedentaria mínima de las plantas de GNL (67 % del fallo)	198	304	308	350	341

(1) El fallo de suministro hace referencia a la cantidad de gas que habría que aportar para hacer frente a una hipotética suspensión del suministro del mayor proveedor de gas natural.

Figura 5.1.7. Estimación de la capacidad de emisión diaria mínima necesaria para hacer frente a una interrupción temporal del suministro del mayor proveedor. Fuente: CNE

Suspensión temporal del suministro de gas natural a través del Magreb

Este escenario considera una suspensión del suministro de gas a través del gasoducto del Magreb, pero se mantendrían operativas el resto de las entradas de gas al sistema.

Para hacer frente a este escenario, se considera que la pérdida de suministros de Argelia a través del ga-

soducto del Magreb debe sustituirse, a partes iguales, a través de la extracción de los almacenamientos subterráneos y a través de un aumento de la emisión de las plantas de GNL, utilizando la capacidad de regasificación excedentaria existente.

En la figura 5.1.8 se estima la capacidad de emisión mínima diaria excedentaria que debería tener el sistema gasista para hacer frente a una suspensión temporal del suministro a través del gasoducto del Magreb.

	2010	2011	2012	2013	2014
Fallo de suministro de GN por el Magreb (GWh)	78.764	80.274	80.974	103.774	99.074
Porcentaje sobre el suministro total	20%	18%	18%	23%	21%
Capacidad Mínima diaria a cubrir (GWh/día)	215	220	222	284	271
Capacidad de Emisión Diaria Mínima de Almacen. (GWh/día) (50% del fallo)	108	110	111	142	135
Capacidad excedentaria mínima de las plantas de GNL (50 % del fallo)	108	110	111	142	135

Figura 5.1.8. Estimación de la capacidad de emisión diaria mínima necesaria para hacer frente a una interrupción temporal del suministro de gas a través del Magreb. Fuente: CNE

Suspensión temporal del suministro de gas natural a través del Medgaz

Este escenario considera una suspensión del suministro de gas a través del gasoducto del Medgaz, pero se mantendrían operativas el resto de las entradas de gas al sistema.

Para hacer frente a este escenario, se considera que la pérdida de suministros de Argelia a través del gasoducto del Medgaz debe sustituirse, a partes igua-

les, a través de la extracción de los almacenamientos subterráneos y a través de un aumento de la emisión de las plantas de GNL, utilizando la capacidad de regasificación excedentaria existente.

En la figura 5.1.9 se estima la capacidad de emisión mínima diaria excedentaria que debería tener el sistema gasista para hacer frente a una suspensión temporal del suministro a través del gasoducto del Medgaz.

	2010	2011	2012	2013	2014
Fallo de suministro de GN por el Medgaz (GWh)	0	56.261	57.873	57.873	57.873
Porcentaje sobre el suministro total	0%	13%	13%	13%	13%
Capacidad Mínima diaria a cubrir (GWh/día)	0	154	159	159	158
Capacidad de Emisión Diaria Mínima de Almacen. (GWh/día) (50% del fallo)	0	77	79	79	79
Capacidad excedentaria mínima de las plantas de GNL (50 % del fallo)	0	77	79	79	79

Figura 5.1.8. Estimación de la capacidad de emisión diaria mínima necesaria para hacer frente a una interrupción temporal del suministro de gas a través del Magreb. Fuente: CNE

Suspensión temporal del suministro del mayor proveedor de GNL a España

Este escenario considera la suspensión temporal del suministro de GNL del mayor proveedor de GNL a España, que en el año 2010 es Qatar con un 15% y en el horizonte 2010-2014 es Nigeria, con un porcentaje que oscila entre el 11% y el 14% del aprovisionamiento de gas a España.

Cabe señalar que este escenario considera una parada en la producción del GNL proveniente de Nigeria, por lo que afectaría no sólo a España sino, en general, al suministro de GNL en toda la cuenca atlántica, (la capacidad de licuefacción de Nigeria hacia el año 2012 será de 21.000 miles de toneladas, aproximadamente el 25% de la capacidad de licuefacción total de la cuenca atlántica).

Se considera que el GNL no suministrado tendría que ser sustituido con gas extraído de los almacenamientos y a través de la contratación de cargamentos adicionales en el mercado de corto plazo (cargamentos spot), atrayendo cargamentos destinados hacia otros mercados.

La figura 5.1.10 muestra el número de cargamentos mensuales adicionales que serían necesarios para cubrir el cese de suministro de GNL procedente del principal país proveedor del mercado español. Para hacer frente a este escenario, se considera que se requiere aproximadamente la mitad de la capacidad de emisión de los almacenamientos y entre 1,6 y 2,5 buques mensuales de 130.000 m³ de GNL contratados en el mercado spot para terminar de cubrir el gas no aportado, según el año considerado.

Este escenario afectaría a la capacidad de licuación de la cuenca atlántica, lo que puede encarecer notablemente el precio de los cargamentos spot de GNL.

	2010	2011	2012	2013	2014
Fallo de suministro de GNL (GWh)	34.591	39.426	39.426	39.426	53.426
Porcentaje sobre el suministro total	11%	11%	11%	11%	14%
Capacidad de Emisión Diaria Mínima de Almacen. (GWh/día) (50% del fallo)	47	54	54	54	73
Número de buques de 130.000 m ³ de GNL adicionales por mes (50% del fallo)	1,6	1,8	1,8	1,8	2,5

Figura 5.1.9. Estimación de la capacidad de emisión diaria mínima necesaria para hacer frente a una interrupción temporal del suministro de gas a través del Medgaz. Fuente: CNE

5.1.3.4 NECESIDAD DE ALMACENAMIENTO OPERATIVO DE GNL PARA DISPONER DE AUTONOMÍA EN LAS PLANTAS

En relación a las necesidades de almacenamiento operativo de GNL, la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008 – 2016 establece unos criterios de diseño para el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL de cada una de las plantas de regasificación del sistema gasista español, de manera que pueda hacerse frente a posibles contingencias meteorológicas (cierres de puertos).

Según estos criterios, para hacer frente a esta eventualidad, cada planta de regasificación deberá disponer de una capacidad de almacenamiento operativa de GNL (adicional al nivel mínimo operativo de llenado) en relación con la producción de forma continuada

a su capacidad nominal, tal que le permita con un nivel de llenado del 50% disponer de una autonomía mínima de 3 ó 4 días, según la planta se encuentre ubicada en el Mediterráneo, o en el Atlántico o el Cantábrico.

En la figura 5.1.11 se indican las previsibles necesidades de almacenamiento de GNL para el conjunto de plantas de regasificación en función de la demanda y oferta previstas en capítulos anteriores, para una autonomía de 8 días de almacenamiento de GNL (para un nivel de llenado del 100% del volumen útil) como límite inferior de capacidad de almacenamiento.

En caso de que se considere necesario disponer de mayor grado de autonomía en las plantas, será preciso aumentar en mayor medida la capacidad de almacenamiento de GNL.

	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda a cubrir por GNL (GWh)					
Escenario Central	296.859	237.661	247.341	236.865	254.187
Necesidades mínimas de Almacenamiento de GNL⁽¹⁾ (Miles m³ GNL)					
Escenario Central	1.990	1.692	1.770	1.750	1.840

(1) Suponiendo la previsión de demanda diaria punta en firme y un volumen útil del tanque del 91%

Figura 5.1.10. Estimación de cargamentos adicionales de GNL para hacer frente a una interrupción temporal del suministro del mayor proveedor de GNL a España. Fuente: CNE

5.2. La cobertura de la demanda de energía eléctrica

Después de los apartados relativos a las previsiones de oferta y demanda desde 2010 hasta 2014, es ahora posible realizar un análisis de la cobertura de la demanda prevista con la oferta disponible en cada periodo. De este modo, se determinará el grado de adecuación de las futuras necesidades de generación en el sistema con las inversiones previstas para la incorporación de nueva potencia.

Las necesidades de nueva capacidad van a estar determinadas por el crecimiento de la demanda, por la evolución del equipo disponible en la actualidad y por

el nivel de seguridad en el suministro de energía eléctrica que se pretenda conseguir. Para la definición del nivel de seguridad necesario, se han respetado los criterios técnicos indicados por el Operador del Sistema para la Península, mientras que se han aplicado los márgenes de seguridad marcados por el carácter conservador que mantiene esta Comisión en cuanto a los sistemas extrapeninsulares.

En primer lugar, se analiza la cobertura de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular y su necesidad de incorporación de potencia. Posterior-

mente, se tratará la cobertura en los sistemas extra-peninsulares.

5.2.1. Balance oferta-demanda eléctrica peninsular

A continuación, se señalan los elementos que se van a emplear en el análisis de cobertura, realizando algunas precisiones sobre la forma en que se incluirá cada uno de ellos.

EVOLUCIÓN PREVISTA DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA PENINSULAR

Las previsiones de la demanda de energía eléctrica para el período 2010 – 2014 fueron presentadas en

el capítulo 3, en forma de dos escenarios que darán lugar a diferentes niveles de exigencia al sistema. La máxima demanda de potencia media horaria se recoge de nuevo en este apartado, en el que se analiza la potencia que resultará necesaria para lograr su cobertura, tanto en la punta de invierno como de verano.

El estudio del período veraniego está justificado, a pesar de que las puntas de demanda previstas sean superiores en invierno, porque difiere la disponibilidad de potencia eléctrica, especialmente la de la potencia hidráulica, que en verano suele ser sensiblemente inferior, pudiéndose producir situaciones de riesgo de suministro.

En la figura 5.2.1 se muestran los valores de punta de potencia obtenidos según las hipótesis recogidas en el apartado 3.2 de este Informe.

Punta de demanda (MW)	Invierno		Verano		
	Esc. Eficiente	Esc. Extremo	Punta de demanda (MW)	Esc. Eficiente	Esc. Extremo
2010 / 11	45.500	46.900	2010	40.934 ³⁰	40.934
2011 / 12	46.400	48.800	2011	42.500	44.600
2012 / 13	47.200	50.200	2012	43.200	45.700
2013 / 14	48.400	51.800	2013	44.300	47.100
2014 / 15	49.650	53.400	2014	45.450	48.550

Figura 5.2.1. Previsión de potencia punta de invierno y de verano. Fuente: REE.

EVOLUCIÓN PREVISTA DE LA POTENCIA INSTALADA EN EL SISTEMA PENINSULAR: DISPONIBILIDAD DEL EQUIPO GENERADOR

Para el estudio de cobertura es necesario utilizar tanto la potencia del parque generador existente en régimen ordinario, como la estimación de sus altas y bajas a lo largo del periodo 2010 – 2014. Se utilizarán como punto de partida los dos escenarios oferta de potencia instalada obtenidos en el capítulo 4 de este Informe Marco, uno previsto por el operador del sistema y el otro calculado por la CNE con la información aportada por los promotores.

Siguiendo una postura conservadora, no se tiene en cuenta directamente la potencia instalada sino la realmente operativa, es decir, detrayendo de la potencia total instalada aquella que, por estar sujeta a procesos de baja, a indisponibilidades de larga duración o a condicionantes medioambientales, no ha sido productiva durante ejercicios anteriores.

A continuación, se calcula la potencia disponible en la totalidad del sistema peninsular, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, aplicando sobre la potencia operativa unos coeficientes de disponibilidad y consumos propios. Con respecto a la disponibilidad, se ha estimado el volumen de revisiones anuales progra-

30. Valor real registrado el 19 de julio de 2010.

madras para mantenimiento de los grupos térmicos. La duración estimada de la revisión programada anual para mantenimiento es de cuatro semanas, para el equipo térmico convencional, y seis para los grupos nucleares.

Por otra parte, se estiman las tasas de indisponibilidad fortuita por fallo para cada tipo de tecnología de producción, así como los efectos que la climatología pudiera tener sobre las instalaciones generadoras. Los efectos climatológicos se manifiestan principal-

mente en la disponibilidad de la potencia hidráulica y en la disponibilidad de las instalaciones de régimen especial. Siguiendo la línea conservadora ya mencionada y adoptada a lo largo de la totalidad del presente informe, se trabaja con la hipótesis de año seco.

Se consideran las siguientes probabilidades de fallo fortuito de los grupos térmicos, de acuerdo con los valores totales máximos acaecidos en los últimos años y con la información de REE:

• Grupos nucleares	6%
• Grupos de carbón nacional	5%
• Grupos de fuel y fuel-gas	15%
• Grupos de carbón importado	3,5%
• CCTG durante su primer año de operación	10%
• CCTG que lleven en operación más de un año	6%

En las centrales hidráulicas (incluyendo las convencionales, así como el bombeo mixto y puro) se han considerado diferencias entre el índice de invierno y de verano resultando unos valores medios de aproximadamente 50% y 40% respectivamente para el conjunto de dichas instalaciones.

En la previsión de la potencia disponible del régimen especial se ha tomado la referencia del operador del sistema, en línea con la información propia de la CNE, considerándose unos coeficientes de disponibilidad que varían, para el régimen especial renovable³¹ entre el 0% (fotovoltaica) y el 50% (biomasa y biogás); se ha considerado el 7% para la potencia eólica. Estos coeficientes son significativamente mayores para el régimen especial no renovable³², para el que se sitúan entre el 50% (residuos) y el 70% (cogeneración).

De este modo, se obtiene finalmente un resultado distinto para cada año, estación, escenario de demanda y escenario de oferta.

EVOLUCIÓN PREVISTA DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

No se han tomado en consideración los posibles intercambios intracomunitarios e internacionales que, aunque son habituales, están sometidos a grandes incertidumbres (desarrollo de los mercados eléctricos europeos, diferencial de precios entre ellos, capacidades de intercambio, etc.).

De esta forma, se ha realizado una estimación conservadora del posible apoyo aportado por intercambios internacionales, considerándose un saldo importador nulo.

CONTRIBUCIÓN PREVISTA DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA (PLANES DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA)

La demanda puede tener cierta capacidad de reducir su consumo en los momentos donde pudiesen existir problemas de suministro, tanto a través de los programas existentes (servicio de

31. Régimen especial renovable: hidráulica, eólica, solar, biomasa y biogás.

32. Régimen especial no renovable: cogeneración y residuos sólidos y urbanos.

interrumpibilidad), como a otros que se pudieran desarrollar en el futuro, y ante precios elevados en el mercado. Esta capacidad aportaría una mayor garantía al correcto funcionamiento del sistema y ya ha sido considerada por la operador del sistema en la elaboración del escenario eficiente de demanda.

POTENCIA TOTAL DISPONIBLE

Así, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, en las figuras 5.2.2 y 5.2.3 se muestra, tanto para invierno como para verano, la potencia disponible por tecnología prevista en los escenarios de oferta de potencia elaborados por el operador del sistema y la CNE, para cada uno de los años del periodo considerado.

Potencia Disponible (MW) Invierno	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015
Hidráulica	8.383	8.393	8.401	9.217	9.221
Nuclear	7.008	7.008	7.008	6.580	6.580
Carbón	10.231	10.231	10.231	10.231	10.231
Fuel/Gas	1.419	1.226	1.034	842	650
CCGT	22.828	22.939	22.939	22.939	23.681
Saldo intercambios en punta	0	0	0	0	0
Régimen especial renovable	2.481	2.863	3.173	3.433	3.694
Régimen especial no renovable	5.115	5.288	5.530	5.843	6.155
Total potencia disponible	57.465	57.948	58.317	59.086	60.213

Potencia Disponible (MW) Verano	2011	2012	2013	2014
Hidráulica	7.004	7.011	7.018	7.833
Nuclear	6.859	6.859	6.440	6.440
Carbón	10.231	10.231	10.231	10.231
Fuel/Gas	1.226	1.034	842	650
CCGT	21.947	21.963	21.963	21.963
Saldo intercambios en punta	0	0	0	0
Régimen especial renovable	5.559	6.274	7.021	7.827
Régimen especial no renovable	5.288	5.530	5.843	6.155
Total potencia disponible	58.113	58.903	59.358	61.100

Figura 5.2.2. Potencia disponible prevista por tecnología (MW) en el escenario CNE-promotores. Fuente: REE, promotores y CNE.

Potencia Disponible (MW) Invierno	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015
Hidráulica	8.520	8.540	8.540	9.630	9.640
Nuclear	7.020	7.020	7.020	6.590	6.590
Carbón	10.380	8.460	8.330	8.330	8.000
Fuel/Gas	1.800	950	520	300	130
CCGT ³³	22.210	23.190	24.490	24.770	25.660
Saldo intercambios en punta	0	0	0	0	0
Régimen especial renovable	2.970	3.340	3.650	3.960	4.260
Régimen especial no renovable	5.230	5.440	5.620	6.880	6.160
Total potencia disponible	58.130	56.940	58.170	60.460	60.440

33. Incluye turbinas de gas.

Potencia Disponible (MW) Verano	2011	2012	2013	2014
Hidráulica	6.970	6.970	7.500	8.040
Nuclear	7.020	7.020	6.800	6.590
Carbón	10.380	8.460	8.330	8.330
Fuel/Gas	950	520	300	130
CCGT	21.780	22.860	23.603	24.143
Saldo intercambios en punta	0	0	0	0
Régimen especial renovable	6.519	7.451	8.353	9.256
Régimen especial no renovable	5.336	5.529	5.746	6.019
Total potencia disponible	58.955	58.810	60.632	62.508

Figura 5.2.3. Potencia disponible prevista por tecnología (MW) en el escenario del operador del sistema. Fuente: REE.

5.2.2. Cobertura de la demanda en el sistema eléctrico peninsular

El objeto de este apartado es aportar unos valores indicativos acerca de la potencia que sería necesario instalar, en su caso, para lograr alcanzar un nivel de seguridad de suministro razonable en los próximos cinco años, así como determinar la adecuación a la futura demanda de las inversiones previstas. Para ello, se han empleado los criterios de seguridad que se describen a continuación.

ÍNDICE DE COBERTURA

El criterio principal que se ha empleado para evaluar la necesidad de potencia en el sistema eléctrico es el índice de cobertura. Según el criterio del operador del sistema eléctrico, este índice debería ser igual o superior a 1,1; lo que significaría alcanzar un margen de potencia del 10% de la demanda.

Existen otros parámetros como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) que cumplen una finalidad similar, sin embargo se ha utilizado el índice de cobertura ya que se trata de un parámetro de tipo determinista que resulta de fácil comprensión y, a los efectos contemplados en este estudio, se considera apropiado.

En general, el índice de cobertura se define como el cociente entre la potencia disponible y la demanda

punta, estando su cálculo sujeto a una serie de hipótesis que es necesario explicitar para poder valorar adecuadamente su significado. En este apartado, los índices de cobertura se han calculado a partir de la demanda punta prevista para los dos escenarios considerados (extremo y eficiente), así como la mínima potencia efectiva que se espera aporten las diferentes tecnologías en situación de invierno y de verano en los escenarios del operador del sistema y los promotores.

FUENTES DE INCERTIDUMBRE

Las principales incertidumbres naturales, con respecto a la cobertura de la demanda, son el crecimiento de la demanda, la disponibilidad de nueva potencia y la disponibilidad de energía hidroeléctrica. La primera de ellas ha sido considerada en el capítulo 3, a través del análisis de los escenarios de crecimiento de demanda, ambos posibles.

Respecto a la disponibilidad de nueva potencia, como se ha señalado con anterioridad, se dispone de dos escenarios o sendas de evolución del parque de generación, uno elaborado por el operador del sistema con sus mejores previsiones y el otro elaborado por la CNE con la información facilitada por los agentes sobre sus planes de promoción y cierre de instalaciones; deducidas las instalaciones que no poseen contratos de acceso a la red de gas, ni autorización administrativa.

La disponibilidad de energía hidroeléctrica, se ha incluido en el estudio mediante el empleo de los coeficientes de disponibilidad, empleando valores de año hidráulico seco, de forma que para un año hidráulico medio, la seguridad de abastecimiento del sistema estaría garantizada con valores de potencia instalada significativamente superiores a los recogidos en este estudio.

Existen otras fuentes de incertidumbre que afectan a la garantía del suministro y que no han sido expresamente recogidas en el análisis realizado en este capítulo, como la posible escasez de fuentes energéticas primarias o infraestructuras de transporte, que son abordadas en otros capítulos de este informe. Finalmente, faltarían por recoger situaciones de averías de instalaciones de producción muy superiores a las medias históricas, funcionamientos atípicos de las instalaciones de régimen especial, causas de fuerza mayor, etc. que, aunque posibles, no se consideran probables.

En ambos escenarios de evolución de la potencia instalada en el largo plazo, tanto el correspondiente al operador del sistema como el elaborado por la CNE con la información proporcionada por los promotores, la potencia peninsular instalada en régimen ordinario, no varía de forma considerable a lo largo del periodo analizado. La reducción prevista en centrales de fuelgas o carbón se ven compensada por el incremento hidráulico o de ciclos combinados. Se alcanzan en 2014, unos 26.000-27.300 MW de CCTG, según el

escenario. En el escenario CNE se incorporan 7 nuevos ciclos equivalentes de 400 MW durante el periodo 2010-2014, cinco de los cuales ya se encuentran actualmente en funcionamiento, y sólo dos nuevos grupos se introducirían al final del periodo.

Respecto al régimen especial, se ha supuesto una determinada evolución del crecimiento de la potencia instalada, de acuerdo con la situación actual y con los objetivos de la Planificación 2008-2016, el Plan de Energías Renovables 2005 – 2010 y el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020. Con ello se alcanza en 2014 una potencia total en régimen especial de 46.796 MW (de los cuales 26.200 MW son eólicos y 7.700 MW son de cogeneración).

COBERTURA EN PUNTA DE INVIERNO Y DE VERANO

Una vez realizado el análisis de cobertura con las consideraciones anteriores, se obtienen los índices mostrados en las figuras siguientes. Éstos alcanzan y superan ampliamente en todos los casos el valor de 1,10. En consecuencia, podría afirmarse que, bajo las consideraciones previamente efectuadas, no se prevé que el sistema eléctrico vaya a presentar problemas de cobertura en los próximos años, ni en invierno ni en verano, aunque los márgenes de potencia en la punta de invierno son ligeramente más ajustados que los de verano.

Índice de cobertura - Verano	2011	2012	2013	2014	
Escenario demanda eficiente	1,37	1,36	1,34	1,34	
Escenario demanda extremo	1,30	1,29	1,26	1,26	
Índice de cobertura – Invierno	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/15
Escenario demanda eficiente	1,26	1,25	1,24	1,22	1,21
Escenario demanda extremo	1,23 ³⁴	1,19	1,16	1,14	1,13

Figura 5.2.4. Índices de cobertura resultantes para verano e invierno con la potencia operativa prevista en el escenario CNE-promotores. Fuente: REE, promotores y CNE.

34. En los últimos estudios de cobertura realizados por el operador del sistema para el próximo invierno, se contempla un valor de demanda punta extrema del sistema peninsular 900 MW inferior a la prevista en mayo de 2010 (escenario utilizado en este informe). De cumplirse esta última previsión, el índice de cobertura se incrementaría hasta 1,25.

Índice de cobertura - Verano	2011	2012	2013	2014	
Escenario demanda eficiente	1,34	1,31	1,32	1,33	
Escenario demanda extremo	1,27	1,23	1,24	1,24	
Índice de cobertura – Invierno	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/15
Escenario demanda eficiente	1,24	1,19	1,20	1,19	1,19
Escenario demanda extremo	1,21	1,13	1,13	1,12	1,10

Figura 5.2.5. Índices de cobertura resultantes para verano e invierno con la potencia operativa prevista en el escenario del operador del sistema. Fuente: REE.

En el escenario de oferta CNE-operadores se ha supuesto que durante las puntas de invierno y verano la indisponibilidad térmica programada sería nula, ya que dichas puntas se producen en periodos de elevado precio en mercado en los que no parece lógico que los agentes programen los mantenimientos. Sin embargo, el operador del sistema, más conservador en este caso, sí considera en su estudio la existencia de grupos en revisión o mantenimiento. En concreto, estima un valor de potencia programada indisponible de 1.600 MW en la punta de invierno y 2.400 MW en la de verano. Aplicando este mismo criterio en el otro escenario, los índices de cobertura reflejados en la figura 5.2.4 se reducirían ligeramente, quedando del orden de los de la figura 5.2.5, siempre manteniendo el nivel mínimo necesario de 1,1; pero próximo al

límite en el periodo invernal de los últimos años del periodo.

Otra forma de apreciar la holgura del sistema es comparar la potencia eléctrica instalada necesaria para realizar la cobertura de la punta de demanda con un margen de reserva del 10% (IC=1,10) con la oferta de potencia prevista, en cada periodo y escenario. El resultado para el escenario CNE-promotores se presenta en los dos gráficos siguientes, en los que se observa igualmente una mayor restricción en la cobertura en los escenarios de punta de demanda invernal, aunque el margen de reserva se mantiene en todo momento claramente por encima del nivel de seguridad establecido.

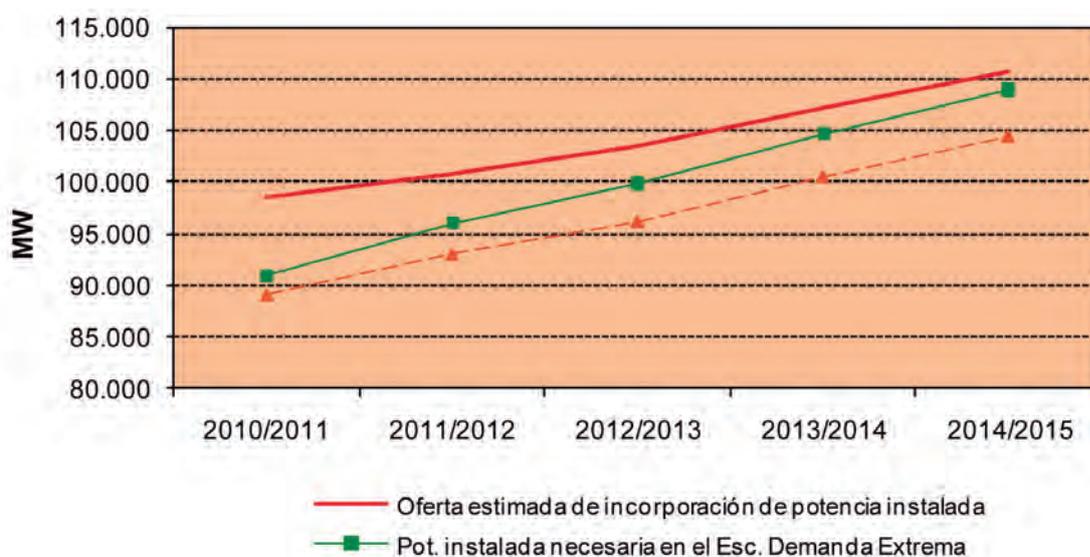


Figura 5.2.6. Comparación de la potencia eléctrica prevista con la necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de invierno. Fuente: REE, promotores y CNE.

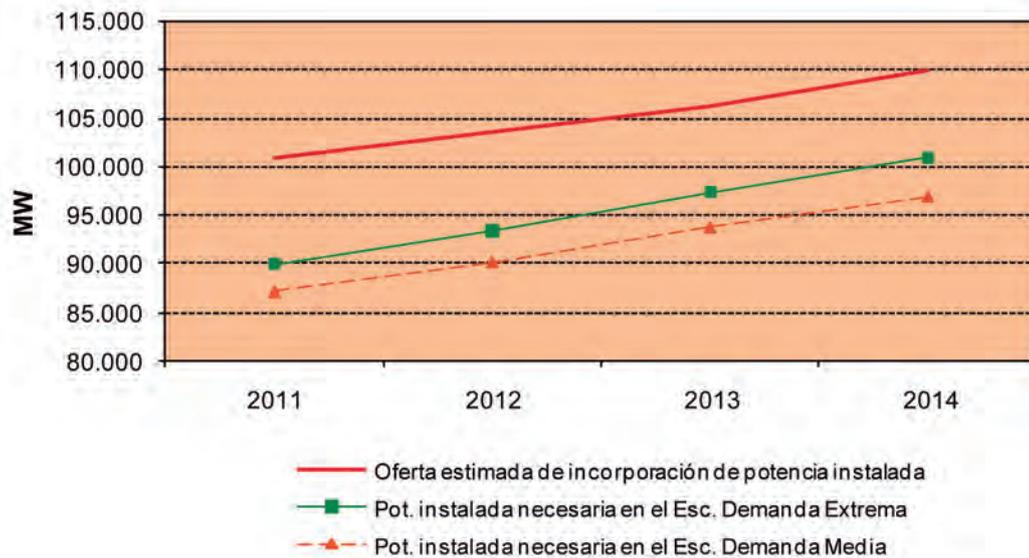


Figura 5.2.7. Comparación de la potencia eléctrica prevista con la necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de verano. Fuente: REE, promotores y CNE.

Finalmente, se presenta en el siguiente gráfico la distribución por tecnologías de la potencia disponible para la cobertura de la punta de invierno. Se aprecia nuevamente que la punta de demanda extrema puede ser cubierta, incluso incrementando en un 10% su valor. Además, se observa que no sería necesario acoplar todos los tipos de tecnologías puesto que la cobertura se produciría sin recurrir necesariamente a las tecnologías más caras como el fuel-oil.

En las estimaciones anteriores, no se ha considerado la posibilidad de cierre de instalaciones de carbón, puesto que los agentes titulares no han declarado tales intenciones, aunque la entrada en vigor del RD134/2010 podría introducir algún cambio en este sentido, lo que complicaría la cobertura de la demanda del sistema en periodos de punta extrema.

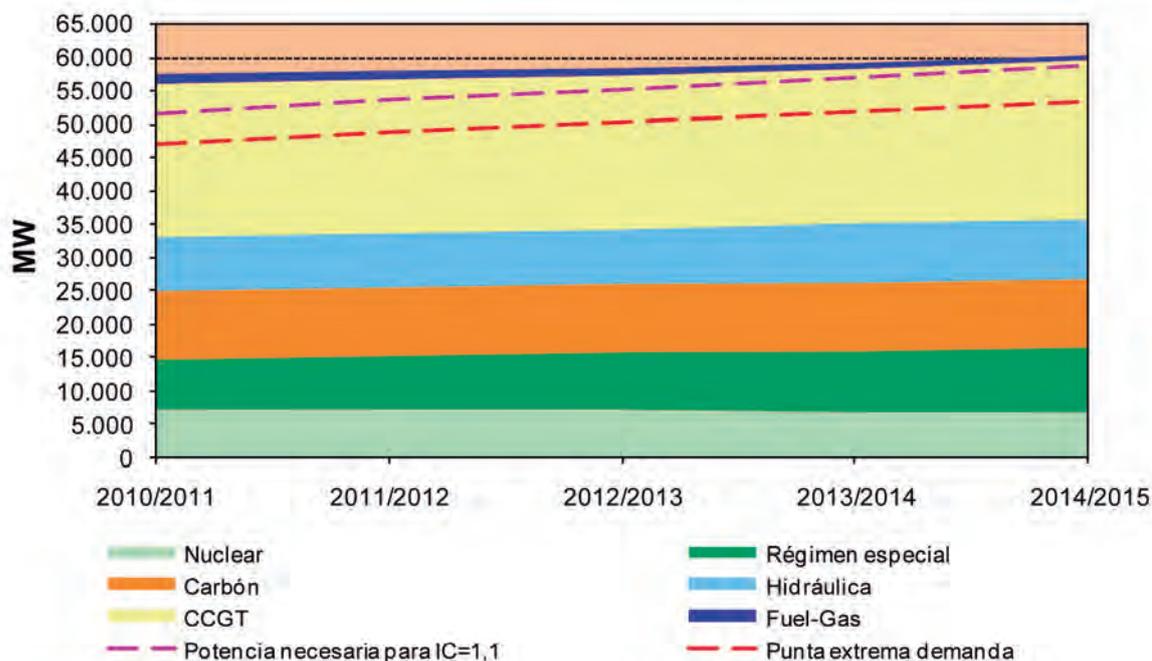


Figura 5.2.8. Cobertura en punta de invierno por tecnologías. Fuente: CNE

COBERTURA EN PUNTA DE INVIERNO Y DE VERANO CONSIDERANDO RESTRICCIONES DE RED

Entre la información facilitada a esta Comisión por el operador del sistema para la elaboración del estudio que se presenta en este informe, se encuentra una relación de las restricciones de la red de transporte que tanto en el corto como en el largo plazo, podrían limitar la evacuación de la energía generada por las centrales peninsulares de régimen ordinario, esencialmente, ciclos combinados.

Según dicha información, son numerosos los nudos de la red susceptibles de sufrir problemas de congestiones en los próximos años, ya que la capacidad de producción de las instalaciones actuales o previstas es superior a la que puede evacuarse en la zona. No obstante, la gran mayoría de estas congestiones tienen soluciones previstas en planificación de la red de transporte y, en el corto plazo. Según indica el operador del sistema, éstas se solucionan con la aplicación de los mecanismos de teledisparo de generación que en los últimos años han ido instalándose en las zonas afectadas.

Aún así, en otros casos, muy escasos normalmente, en condiciones de indisponibilidad de algún elemento de la Red de Transporte o situaciones extremas de demanda, el Operador del Sistema se vería en la necesidad de reducir la generación resultante del mercado de producción o incluso adoptar medidas topológicas para evitar sobrecargas en instalaciones de la red de transporte.

En todo caso, en general se podría afirmar que en la situación actual del sistema, son relativamente escasas las situaciones de congestión que se presentan, y en consecuencia con impacto de poca importancia en los índices de cobertura.

5.2.3. Cobertura de la demanda en los sistemas extrapeninsulares

Al igual que se hace en el apartado anterior para el sistema peninsular, se analiza ahora la cobertura de la demanda de energía eléctrica para el archipiélago balear, canario y las ciudades de Ceuta y Melilla. Para ello, es necesario establecer unas hipótesis de partida, detalladas a continuación.

Se trata de sistemas relativamente pequeños, de mucha menos inercia que el sistema peninsular, y aislados, sin intercambios externos, por lo que el sistema determinista de alcanzar un índice de cobertura de 1,1 no es suficiente, y se precisa una metodología más conservadora.

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), determina que será Red Eléctrica el Operador del Sistema en cada SEIE (Islas Canarias, Islas Baleares, Ceuta y Melilla). El Artículo 2 de dicho Real Decreto, relativo a la planificación eléctrica, establece que en cada uno de los sistemas que conforman los SEIE se definirá una potencia necesaria, que será objeto de retribución, de forma probabilística, de manera que la probabilidad de la pérdida de carga sea inferior, en términos mensuales, a 1 día cada 10 años. Por tanto, este Real Decreto introduce el criterio probabilístico para la cobertura de la demanda y la planificación del equipo generador a largo plazo, a través de conceptos tales como LOLP (Loss of Load Probability), LOLE (Loss of Load Expectation) y DNS (Demand not supplied).

En los estudios de cobertura de la demanda a largo plazo elaborados por el Operador del Sistema en los años 2004, 2005 y 2006, se utilizó un criterio determinista, debido a la falta de disponibilidad de datos históricos suficientes de tasas de fallo de los grupos térmicos de los SEIE. Sin embargo, a partir del año 2007, Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema que es, ha realizado el estudio de cobertura de la demanda a largo plazo de forma probabilística,

- LOLE (Loss of Load Expectation): Número esperado de horas de un año en las que la potencia disponible de un sistema eléctrico es inferior a la demanda.
- LOLP (Loss of Load Probability): Probabilidad de que, en un período determinado, la potencia disponible del sistema sea inferior a la demanda.
- LORE (Lack of Reserve Expectation): Valor esperado de horas de incumplimiento del criterio establecido de reserva (horas/año, horas/mes).

Los cálculos de los índices se realizan horariamente de manera independiente, utilizándose para cada hora la demanda esperada, los grupos disponibles y las tasas de fallo de cada grupo. Los resultados mensuales obtenidos mediante la aplicación determinan la adecuación o no de un sistema eléctrico para un mes dado, calculados como suma o promedio, según corresponda, de todos los resultados horarios de un mismo mes.

El valor de referencia a utilizar es de $LOLE=0,2$ horas/mes (equivalente a 2,4 horas/año), según condición establecida en el Real Decreto 1747/2003 donde se especifica que la pérdida de carga habrá de ser inferior a 1 día cada 10 años. En el modelo probabilístico del Operador del Sistema, si la potencia disponible es mayor que la demanda el valor del LOLE será cero.

En el estudio de cobertura probabilística realizado por el Operador del Sistema se ha dispuesto como información básica de la potencia neta de cada grupo generador con sus valores de invierno y de verano, de la disponibilidad del parque generador (indisponibilidad programada según el calendario de mantenimiento anual del parque generador e indisponibilidad no programada según la tasa de fallo fortuito de cada grupo generador) y de la demanda horaria del sistema.

Por su parte, según la información suministrada por el agente generador, éste ha determinado las necesidades de potencia de acuerdo con el Real Decreto 1747/2003, así como según los Procedimientos de Operación aprobados en la Resolución de 28 de abril de 2006 de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instru-

mental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y que fija los valores de reserva de regulación a mantener en los SEIE, procurando en todo momento que la potencia horaria disponible en cada sistema aislado sea igual o superior a la suma de la demanda horaria prevista más el 50% de la reserva de regulación primaria más el 50 % de la reserva de regulación secundaria más el 100 % de la reserva de regulación terciaria, lo que significa que la que la potencia horaria disponible en el sistema debe ser igual o superior a la suma de la demanda horaria más dos veces la potencia disponible del mayor grupo del sistema. Por último, en los cálculos aportados por el agente generador también se incluye la esperanza matemática de pérdida de carga (LOLE).

En el escenario de demanda considerado, la generación instalada se ha calculado añadiendo al parque generador existente la potencia necesaria para cumplir los requisitos de seguridad establecidos.

Para el estudio de cobertura de la punta de demanda, tanto el agente generador como el Operador del Sistema no consideran la contribución de la potencia instalada en régimen especial.

ISLAS BALEARES

Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2009 de 2.281 MW, repartidos en 2.183 MW de régimen ordinario (en los que se incluyen 696 MW de Centrales de Ciclo Combinado) y 98 MW de régimen especial.

El sistema eléctrico balear cuenta con dos subsistemas eléctricamente aislados: Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. El subsistema Mallorca-Menorca está unido mediante una interconexión a 132 kV y el subsistema Ibiza-Formentera con dos interconexiones a 30 kV.

Escenario del Agente Generador:

En el ámbito temporal del estudio, este escenario, se ha supuesto la entrada en servicio de cuatro nuevas

interconexiones: Península-Mallorca (400 MW) antes de la punta del año 2011, e Ibiza-Formentera (50 MW), Mallorca-Menorca (100 MW) y Mallorca-Ibiza (100 MW) antes de la punta del año 2012, todas ellas incluidas en el documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 publicado por la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en mayo de 2008.

Se considera una potencia instalada total en 2014 de 2.522 MW, repartidos en 2.326 MW de régimen ordinario y 196 MW de régimen especial.

A continuación se indican las reservas de seguridad resultantes en los dos subsistemas de las Islas Baleares:

Mallorca-Menorca	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	1.936	1.936	1.936	1.936	1.936
Potencia instalada R.E.	118	133	157	178	196
Total Potencia disponible	1.667	2.012	2.112	2.108	2.105
Potencia neta grupo mayor	121	200	200	200	200
Potencia neta seguridad	1.426	1.612	1.712	1.708	1.705
Demanda de potencia Punta	1.011	1.041	1.072	1.104	1.138
Reserva de potencia	415	571	640	604	568
Ibiza-Formentera	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	305	316	382	390	390
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	277	281	360	361	361
Potencia neta grupo mayor	20	40	40	40	40
Potencia neta seguridad	237	202	280	281	281
Demanda de potencia Punta	199	205	211	217	224
Reserva de potencia	38	-3	70	64	58

Figura 5.2.9. Evolución de la reserva de generación en las Islas Baleares. Datos en MW. Fuente: ENDESA y CNE.

En los cálculos anteriores se incluyen, en potencia disponible y a partir de 2011, los 200 MW que se podrán transportar a través de la interconexión Mallorca-Península.

Además, a partir de 2012, en el sistema Ibiza-Formentera se consideran 40 MW más de potencia disponible que se podrá transportar con la interconexión Mallorca-Ibiza.

En 2009 y para el sistema Balear en su totalidad, considerando la potencia efectiva neta según el agente generador de 1.816 MW y la demanda punta en verano de 1.207 MW, el índice de cobertura resultó ser de 1,50. Con la previsión anterior, resultarían los siguientes índices de cobertura:

Índice de cobertura (*)	2010	2011	2012	2013	2014
Mallorca-Menorca	1,65	1,93	1,97	1,91	1,85
Ibiza-Formentera	1,40	1,37	1,71	1,66	1,61

Figura 5.2.10. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Baleares. Fuente: ENDESA y CNE.

(*) Se ha calculado como "Total Potencia disponible" sobre "Demanda de potencia Punta" según los datos aportados por el agente generador.

La esperanza matemática de pérdida de carga (LOLE), calculada según el agente generador, aporta los siguientes resultados:

LOLE (días/año)	2010	2011	2012	2013	2014
Mallorca	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Menorca	0,0013	0,0006	0,0003	0,0004	0,0005
Ibiza-Formentera	0,0013	0,0021	0,0000	0,0000	0,0000

Figura 5.2.11. Esperanza matemática de pérdida de carga en las Islas Baleares. Fuente: ENDESA y CNE.

Aunque estos cálculos respetan los valores de referencia fijados como garantía de cobertura de la demanda, puesto que el Real Decreto 1747/2003 fija el objetivo de mantener el LOLE mensual por debajo de 0,1 días/año, el propio agente generador valora positivamente la disposición de gas natural en el Sistema Balear, por lo que, además de contar con el gasoducto Península-Ibiza-Mallorca que entró en servicio en 2009, está previsto para 2015 otro gasoducto Mallorca-Menorca que permitirá abastecer de este combustible a la central de Mahón, interconexión ésta que se considera fundamental se adelante, evitando con ello el consumo de gasoil en las turbinas de gas diseñadas para gas natural, reduciendo así los costes de combustible y la emisión de gases contaminantes.

Escenario del Operador del Sistema:

Se ha realizado un ejercicio de cobertura probabilística de la demanda para cada una de las siguientes

islas y/o sistemas eléctricos de las Islas Baleares: Mallorca, Menorca e Ibiza-Formentera.

Para cada SEI se muestran los siguientes resultados:

- LOLE: Probabilidad de pérdida de carga, en horas/mes.
- Umbral LOLE: Valor de referencia para el LOLE, fijado en 0,2 horas/mes (equivalente a 1 día cada 10 años).
- EDNS: Energía no suministrada esperada, en MWh/mes.
- Punta: Valor mensual de la punta de demanda esperada, en MW.
- Disponibilidad media: Promedio mensual de la disponibilidad del equipo generador, en MW (dependiente de la magnitud del equipo instalado, los mantenimientos programados del mismo y los fallos fortuitos).

Los resultados probabilísticos de la cobertura de demanda agregados a nivel anual son los siguientes:

Mallorca	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	1.550	1.550	1.550	1.550	1.550
Potencia instalada R.E.	118	133	157	178	196
LOLE horas/año	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
EDNS MWh/año	0,41	0,00	0,00	0,00	0,01
Punta MW	1.049	1.109	1.185	1.247	1.317
Disponibilidad Media MW	1.410	1.590	1.700	1.730	1.750

Menorca	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	249	249	249	249	249
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDNS MWh/año	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Punta MW	137	147	159	167	177
Disponibilidad Media MW	258	257	258	312	313

Ibiza-Formentera	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	331	376	376	376	376
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDNS MWh/año	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Punta MW	221	232	245	256	269
Disponibilidad Media MW	283	378	392	402	395

Figura 5.2.12. Evolución anual de los parámetros de cobertura en las Islas Baleares. Fuente: REE y CNE.

Parece pues que, según los datos anteriores, considerando el valor de referencia máximo del LOLE, fijado en 2,4 horas/año, el Sistema Eléctrico Insular de Baleares cumpliría los criterios probabilísticos de cobertura establecidos en el Real Decreto 1747/2003.

Sin embargo, se ha de tener en cuenta que estos resultados se han obtenido bajo las hipótesis de que a finales de 2010 entra en funcionamiento el primer enlace submarino Península-Mallorca, y que el segundo entraría en funcionamiento hacia finales de 2011. También se supone que a corto plazo se contará con una interconexión Mallorca-Ibiza-Formentera, con un segundo enlace Mallorca-Menorca en 2013, y con una nueva interconexión Mallorca-Ibiza-Formentera en 2015. Por tanto, es importante que no se produz-

can retrasos en estas fechas previstas de puesta en servicio, para evitar problemas de cobertura de la demanda.

Asimismo se ha supuesto garantizado el suministro de combustible al equipo térmico, en especial es necesario garantizar el suministro de gas natural a las centrales de ciclo combinado y a las turbinas de gas, de ahí la necesidad de disponer de la infraestructura gasista prevista así como de una adecuada política de abastecimiento de gas natural.

Considerando la potencia instalada y las puntas de demanda esperadas según los datos anteriores, podríamos elaborar mediante un criterio determinista los siguientes índices de cobertura:

Índice de cobertura (*)	2010	2011	2012	2013	2014
Mallorca	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
Menorca	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4
Ibiza-Formentera	1,5	1,6	1,5	1,5	1,4

Figura 5.2.13. Evolución de los índices de cobertura en Islas Baleares. Fuente: REE y CNE.

(*) Se ha calculado como el total de potencia instalada en régimen ordinario respecto a las puntas de demanda previstas.

El anexo I de la Orden ITC/914/2006 establece a efectos de la retribución de garantía de potencia, los índices de cobertura máximos de los sistemas insulares y extrapeninsulares. En concreto, para los sistemas de las Islas Baleares se ha fijado un valor máximo de 1,40 para Mallorca, 1,80 para Menorca y 1,50 para el sistema Ibiza-Formentera, valores dentro de los cuales quedan generalmente ajustados los índices de cobertura calculados en la tabla anterior. No obstante, el Operador del Sistema argumenta que estas cifras están referidas a potencia instalada y no a potencia disponible, que es la forma clásica de cálculo, es decir, a estos efectos el índice de cobertura se define como el cociente entre la potencia instalada y la punta de potencia anual, que es como se han realizado los cálculos anteriores.

Según los datos expuestos anteriormente, el Operador del Sistema concluye que, dentro del denominado “Escenario Base” utilizado para el estudio probabilístico, que es aquel que atiende a criterios normales en la operación del sistema, es decir, con las interconexiones existentes y futuras entre islas y con el sistema peninsular a pleno rendimiento, en el sistema Mallorca-Menorca no se hace necesaria la puesta en servicio de nueva generación a lo largo del periodo de estudio considerado en el presente Informe Marco.

En el sistema Ibiza-Formentera se produce una situación de margen suficiente de generación al menos en el periodo 2010-2014, situación que confirman los bajos valores de LOLE obtenidos en las simulaciones probabilísticas, por lo que el contingente de genera-

ción que está previsto instalar en el periodo no es necesario en el corto plazo, si bien será necesario para garantizar la cobertura más adelante.

En el estudio realizado por el Operador del Sistema se plantea un escenario alternativo denominado de “Interconexión Limitada”, con un carácter más conservador, bajo la hipótesis de reducción de la capacidad de las interconexiones al 50%. En el marco de este escenario, la necesidad de nueva generación en Mallorca se adelanta, mientras que en el resto de sistemas los resultados de generación siguen siendo suficientes para cumplir los límites de LOLE máximo admisible. Cuando se pongan en servicio las interconexiones será posible definir con precisión la capacidad efectiva de las mismas.

ISLAS CANARIAS

Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2009 de 2.894 MW, repartidos en 2.583 MW de régimen ordinario (en los que se incluyen 688 MW de Centrales de Ciclo Combinado) y 311 MW de régimen especial.

Se muestran, en los cuadros siguientes, las modificaciones previstas de potencia así como la cobertura de demanda consecuencia de las mismas, basadas en la información suministrada por el agente generador, y la cobertura probabilística según datos del operador del sistema.

Escenario del Agente Generador:

Gran Canaria	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	1.033	999	999	1.074	1.074
Potencia instalada R.E.	213	329	441	551	661
Total Potencia disponible	918	918	890	959	959
Potencia neta grupo mayor	101	101	101	101	101
Potencia neta seguridad	715	715	687	756	756
Demanda de potencia Punta	582	599	617	636	655
Reserva de potencia	133	116	70	120	101

Tenerife	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	1.030	1.105	1.105	1.105	1.105
Potencia instalada R.E.	176	222	270	316	362
Total Potencia disponible	863	972	972	972	972
Potencia neta grupo mayor	101	101	101	101	101
Potencia neta seguridad	660	769	769	769	769
Demanda de potencia Punta	589	606	625	643	663
Reserva de potencia	72	162	144	126	106

Lanzarote-Fuerteventura	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	412	430	430	430	472
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	327	344	344	344	383
Potencia neta grupo mayor	32	32	32	32	32
Potencia neta seguridad	262	280	280	280	318
Demanda de potencia Punta	247	254	262	270	278
Reserva de potencia	15	25	18	10	41

La Palma	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	109	109	109	109	109
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	97	97	97	97	102
Potencia neta grupo mayor	22	22	22	22	22
Potencia neta seguridad	54	54	54	54	59
Demanda de potencia Punta	46	47	49	50	52
Reserva de potencia	8	6	5	4	7

La Gomera	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	23	26	26	26	26
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	20	24	24	24	24
Potencia neta grupo mayor	3	3	3	3	3
Potencia neta seguridad	14	17	17	17	17
Demanda de potencia Punta	12	12	13	13	13
Reserva de potencia	2	5	4	4	4

El Hierro	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	13	15	32	32	32
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	11	11	23	25	25
Potencia neta grupo mayor	2	2	2	2	2
Potencia neta seguridad	7	8	19	21	21
Demanda de potencia Punta	7	8	8	8	8
Reserva de potencia	0	0	11	13	13

Figura 5.2.14. Evolución de la reserva de generación en las Islas Canarias. Datos en MW. Fuente: Endesa y CNE.

Con los datos anteriores, resultarían los siguientes índices de cobertura: ilos siguientes resultados:

Índice de cobertura (*)	2010	2011	2012	2013	2014
Gran Canaria	1,58	1,53	1,44	1,51	1,46
Tenerife	1,47	1,60	1,56	1,51	1,47
Lanzarote-Fuerteventura	1,32	1,35	1,31	1,28	1,38
La Palma	2,11	2,05	1,99	1,93	1,98
La Gomera	1,71	1,93	1,89	1,83	1,77
El Hierro	1,50	1,50	2,87	3,04	2,93

Figura 5.2.15. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Canarias. Fuente: Endesa y CNE.

(*) Se ha calculado como "Total Potencia disponible" sobre "Demanda de potencia Punta" según los datos aportados por el agente generador.

Conforme al Anexo I de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, los índices de cobertura máximos a efectos de cobro de la retribución de garantía de potencia (coste fijo de generación) son: Gran Canaria y Tenerife 1,5, Lanzarote 1,6, Fuerteventura 1,7 y La Palma, La Gomera y El Hierro de 1,8. En el cuadro anterior se

observa que estos máximos son superados en muchos de los casos.

Por otra parte, el agente generador también aporta sus cálculos sobre la probabilidad de fallo del equipo térmico (LOLE), siendo los siguientes:

LOLE (días/año)	2010	2011	2012	2013	2014
Gran Canaria	0,008	0,025	0,083	0,043	0,044
Tenerife	0,013	0,008	0,012	0,022	0,040
Lanzarote-Fuerteventura	0,027	0,014	0,035	0,080	0,007
La Palma	0,005	0,007	0,019	0,029	0,017
La Gomera	0,007	0,012	0,001	0,002	0,003
El Hierro	0,334	0,181	0,034	0,003	0,004

Figura 5.2.16. Probabilidad de fallo del equipo térmico en las Islas Canarias. Fuente: Endesa y CNE.

Considerando que el Real Decreto 1747/2003 fija el objetivo de mantener el LOLE por debajo de 0,1 días/año, los resultados anteriores son en general positivos salvo en el caso de El Hierro a corto plazo.

El agente generador pone de manifiesto la importancia de la disponibilidad de gas natural, puesto que se ha decidido la instalación de ciclos combinados en las islas mayores por su mayor eficiencia energética y menores emisiones atmosféricas, pero lo cierto es que las plantas de regasificación no tienen previstas su fecha de puesta en marcha hasta finales de 2014

en el caso de Tenerife y un año más tarde en el caso de Gran Canaria. Mientras tanto, las turbinas de gas de los ciclos combinados consumirán gasóleo, circunstancia que tienen prevista, pero supone un mayor coste de combustible y un aumento de emisiones.

Por otra parte, el agente generador también indica la necesidad urgente de reforzar la red de transporte para poder centralizar la ampliación de capacidad de generación de las instalaciones. Los problemas de evacuación de la potencia desde las centrales están ligados a restricciones de la red de transporte en la zona norte

de Gran Canaria y en la zona sur de Fuerteventura. La adopción de medidas extraordinarias en Tenerife y Fuerteventura, con la instalación de grupos electrógenos, ya ha evitado algunas restricciones que podrían afectar a la garantía de suministro. Sin embargo, en Tenerife el problema es más profundo y ha obligado a la instalación de turbinas de gas mientras se termina la ejecución de la línea de transporte que descargue la actual red existente en la zona sur de la isla.

Escenario del Operador del Sistema:

Se ha realizado una caracterización de la cobertura probabilística de la demanda para cada una de las siete islas del archipiélago: Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro. Para cada una se han obtenido los resultados probabilísticos según definiciones de apartados anteriores, siendo los agregados a nivel anual los siguientes:

Gran Canaria	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	955	955	955	1.025	1.095
Potencia instalada R.E.	213	329	441	551	661
LOLE horas/año	0,20	0,13	0,28	0,05	0,05
EDNS MWh/año	5,69	3,65	7,34	1,37	1,22
Punta MW	613	637	660	682	705
Disponibilidad Media MW	894	910	901	959	1.030

Tenerife	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	988	973	973	973	1.113
Potencia instalada R.E.	176	222	270	316	362
LOLE horas/año	0,15	0,49	0,69	1,18	0,12
EDNS MWh/año	3,68	12,93	18,48	32,40	3,25
Punta MW	622	648	672	696	719
Disponibilidad Media MW	901	889	891	889	1.015

Lanzarote	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	187	223	223	223	241
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,12	0,38	0,19	0,60	0,23
EDNS MWh/año	0,92	3,25	1,54	5,30	1,95
Punta MW	145	154	163	172	181
Disponibilidad Media MW	243	257	260	258	275

Fuerteventura	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	173	159	195	195	213
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,13	0,66	0,11	0,35	0,15
EDNS MWh/año	0,93	5,26	0,80	2,78	1,16
Punta MW	121	129	138	147	156
Disponibilidad Media MW	215	206	236	237	252

La Palma	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	104	104	112	112	112
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,12	0,16	0,09	0,09	0,18
EDNS MWh/año	0,41	0,54	0,30	0,32	0,66
Punta MW	53	56	58	61	64
Disponibilidad Media MW	95	95	102	102	103

La Gomera	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	23	23	26	29	29
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,22	0,69	0,15	0,04	0,09
EDNS MWh/año	0,16	0,53	0,12	0,03	0,07
Punta MW	16	16	18	19	21
Disponibilidad Media MW	21	21	24	27	27

El Hierro	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	13	13	14	16	16
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,38	0,63	0,45	0,10	0,16
EDNS MWh/año	0,18	0,30	0,23	0,05	0,09
Punta MW	9	9	10	10	11
Disponibilidad Media MW	13	12	13	15	16

Figura 5.2.17. Evolución anual de los parámetros de cobertura en las Islas Canarias. Fuente: REE y CNE.

El Operador del Sistema aporta sus propias valoraciones en función de los resultados anteriormente expuestos, estimando que todos los sistemas necesitarían nueva generación antes del año 2012 para cumplir estrictamente los niveles máximos del índice LOLE limitado según el Real Decreto 1747/2003 a 0,2 horas/mes. Sin embargo, únicamente Tenerife presenta unos valores anuales preocupantes si no se llevaran a cabo la instalación de nueva generación antes del año 2012, así como el sistema Lanzarote-Fuerteventura en menor medida:

- En Gran Canaria la generación existente actualmente permite respetar el valor anual del LOLE hasta el año 2013, aunque se violan ligeramente los criterios durante los meses de noviembre de

2010 y 2011, sin alcanzarse en cualquier caso valores alarmantes.

- El sistema de Tenerife presenta una manifiesta falta de generación, por lo que se prevé la instalación de 280 MW antes del año 2012, en parte para suplir las teóricas bajas, y en parte para garantizar el suministro. Se matiza que el apoyo probabilístico de la energía eólica no se ha considerado en el estudio realizado por el Operador del Sistema, lo cual podría contribuir a reducir marginalmente las potencias propuestas.
- En el caso de Lanzarote-Fuerteventura son sistemas analizados conjuntamente por estar interconectados de tal forma que a efectos de cálculo de la potencias instalada se contabiliza únicamente la existente físicamente en la isla de Lanzarote.

Incluso se da la circunstancia de que la potencia media disponible en Lanzarote puede ser superior a la instalada, ya que el apoyo de la interconexión sí es contabilizado para contribuir a la cobertura de la demanda (el mismo razonamiento es aplicable a Fuerteventura). Ambos sistemas incumplen los criterios de LOLE, los cual se corregirían con incrementos de potencia sucesivos, de 17 MW en 2010 en Fuerteventura, y de 36 MW en 2011 en Lanzarote y 36 MW en 2012 en Fuerteventura. Posteriormente, se sugiere una instalación aproximada de 18 MW cada dos años en ambos sistemas. La interconexión existente contribuye significativamente a reducir las necesidades individuales de potencia. Adicionalmente, se señala que el índice LORE, indicativo de las horas en que se espera no cubrir el criterio de reserva total (equivalente a dos veces el grupo de mayor tamaño), es muy elevado incluso en el supuesto de instalar la generación prevista, lo cual apoya estas necesidades de instalación de potencia.

- En La Palma se sugiere un incremento de potencia de 8 MW en 2010 para solucionar algunas deficiencias de cobertura puntuales tanto en 2010 como en 2011, aunque podrían retrasarse hasta 2012 puesto que estas no son muy significativas.

A partir de 2012 se sugiere la instalación de 8 MW cada cuatro años.

- El sistema de La Gomera presenta valores de LOLE en el límite de la referencia para algunos de los años del estudio. Por ello se estima necesaria la instalación sucesiva de 3 MW de potencia a partir de 2012. Los muy elevados valores de LORE, indicativos de escaso margen de reservas de operación y elevado riesgo de incumplimiento de los criterios de reserva, ratifica las necesidades de generación propuestas por el Operador del Sistema.
- El sistema de El Hierro presenta una situación similar a la descrita para La Gomera, por lo que se sugiere un ritmo de instalación de generación análogo e, igualmente, el elevado riesgo de incumplimiento de los criterios de reserva ratifica estas necesidades de nueva generación propuestas.

Considerando los datos anteriores, aportados por el Operador del Sistema, podríamos elaborar según un criterio determinista los siguientes índices de cobertura como el cociente entre los valores esperados de potencia instalada (consideramos sólo régimen ordinario) y los valores esperados de puntas de potencia anual:

Índice de cobertura	2010	2011	2012	2013	2014
Gran Canaria	1,56	1,50	1,45	1,50	1,55
Tenerife	1,59	1,50	1,45	1,40	1,55
Lanzarote	1,29	1,45	1,37	1,30	1,33
Fuerteventura	1,43	1,23	1,41	1,33	1,37
La Palma	1,96	1,86	1,93	1,84	1,75
La Gomera	1,46	1,38	1,45	1,50	1,38
El Hierro	1,50	1,43	1,47	1,58	1,48

Figura 5.2.18. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Canarias. Fuente: REE y CNE.

Los índices de cobertura calculados en la tabla anterior se mantienen, en general, por debajo de los límites máximos establecidos en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, salvo excepciones como La Palma,

donde se ha previsto la instalación sucesiva de potencia, o Gran Canaria y Tenerife muy a corto plazo y ya en 2014.

CEUTA Y MELILLA

Para las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla se muestran, en los siguientes cuadros, las modificaciones de potencia previstas y la consiguiente cobertura de demanda, basadas en la información suministrada por el agente generador, así como la cobertura

probabilística según datos del operador del sistema. Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2009 de 173 MW, repartidos en 170,42 MW de régimen ordinario y 2,22 MW de régimen especial.

Escenario del Agente Generador:

Ceuta	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	97	97	97	97	97
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	78	90	90	90	90
Potencia neta grupo mayor	12	12	12	12	12
Potencia neta seguridad	54	66	66	66	66
Demanda de potencia Punta	45	49	51	53	56
Reserva de potencia	9	17	15	13	11

Melilla	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	85	85	85	85	85
Potencia instalada R.E.	5	5	6	8	9
Total Potencia disponible	77	77	77	77	77
Potencia neta grupo mayor	13	13	13	13	13
Potencia neta seguridad	51	51	51	51	51
Demanda de potencia Punta	39	41	43	45	47
Reserva de potencia	12	10	8	6	4

Figura 5.2.19. Evolución de la reserva de generación en Ceuta y Melilla. Datos en MW. Fuente: Endesa y CNE.

Con los datos anteriores resultarían los siguientes índices de cobertura, calculado éste como el cociente

entre el total de potencia disponible y la demanda de potencia en punta:

Índice de cobertura	2010	2011	2012	2013	2014
Ceuta	1,73	1,84	1,76	1,69	1,61
Melilla	1,97	1,88	1,80	1,72	1,65

Figura 5.2.20. Evolución de los índices de cobertura en Ceuta y Melilla. Fuente: Endesa y CNE.

Conforme al Anexo I de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, los índices de cobertura máximos a efectos de cobro de la retribución de garantía de potencia (coste fijo de generación) son de 1,8 para el Sistema de Ceuta y de 1,9 para el Sistema de Melilla. Parece pues suficiente la previsión de potencia instalada tanto en Ceuta como en Melilla.

En ambas ciudades la situación se complica ante la falta de espacio físico para el emplazamiento de nuevas unidades generadoras necesarias para garantizar el suministro eléctrico en el futuro.

En el caso de la Ciudad Autónoma de Ceuta, el agente generador hace hincapié en la necesidad de la insta-

lación y adecuación de las protecciones necesarias por parte de la empresa distribuidora en algunas de sus líneas en aras de la calidad y seguridad del suministro.

El agente generador también aporta sus cálculos sobre la probabilidad de fallo del equipo térmico (LOLE), siendo los siguientes:

LOLE (días/año)	2010	2011	2012	2013	2014
Ceuta	0,006	0,002	0,003	0,004	0,013
Melilla	0,003	0,004	0,009	0,012	0,019

Figura 5.2.19. Evolución de la reserva de generación en Ceuta y Melilla. Datos en MW. Fuente: Endesa y CNE.

Considerando que el Real Decreto 1747/2003 fija el objetivo de mantener el LOLE por debajo de 0,1 días/año, los resultados anteriores parecen garantizar el suministro en estas ciudades autónomas para el periodo considerado.

Escenario del Operador del Sistema:

Para el análisis de cobertura llevado a cabo por el Operador del Sistema, se ha tomado en consideración el escenario de previsión de puntas de demanda elaborado por Red Eléctrica, a partir de la información facilitada por la Ciudad Autónoma de Ceuta, Endesa como única empresa generadora en el sistema, y por la compañía de distribución Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, para el caso del Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Ceuta, además de la información facilitada por la Ciudad Autónoma de Melilla y la compañía de distribución de Melilla GASELEC para el Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Melilla.

Se trata de sistemas eléctricos aislados y de reducido tamaño, donde la necesidad de mantenimiento de determinados valores mínimos de reserva en el sistema adquiere una importancia singular, tanto por el hecho intrínseco de que toda la reserva de potencia debe residir en los propios sistemas, como por el

hecho determinante de que en caso de que se produzcan disparos de grupos generadores, la reserva de regulación secundaria debería ser capaz de absorber teóricamente la mayor parte de los mismos. El tamaño de los grupos generadores adquiere una importancia trascendental en estos sistemas, especialmente el de los grupos mayores, ya que el fallo de los mismos obliga a disponer de una determinada capacidad de reserva para hacer frente a las necesidades de potencia rodante y reserva terciaria.

Los estudios realizados por el Operador del Sistema, que combinan un criterio probabilístico y el análisis de los incidentes reales ocurridos en los sistemas, muestran que el tamaño de los grupos mayores de los sistemas de Ceuta y Melilla no es adecuado, y es demasiado grande en relación con la demanda de dichos sistemas, lo que provoca que, aunque se satisface el requisito probabilístico de cobertura establecido en el Real Decreto 1747/2003, se incumple sistemáticamente el requisito de reserva establecido en el P.O. SEIE 1, ya que la reserva exigida está ligada al tamaño de los grupos.

Los resultados de cobertura probabilística de la demanda para cada uno de los sistemas eléctricos extrapeninsulares, agregados a nivel anual, son los siguientes:

Ceuta	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	79	79	79	79	87
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,49	0,63	1,33	2,05	0,66
EDNS MWh/año	1,43	2,01	4,33	6,89	2,11
Punta MW	44,1	48,1	51,0	52,8	54,6
Potencia Disponible MW	67,9	68,8	68,9	68,6	75,9

Melilla	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia instalada R.O.	76	76	76	76	76
Potencia instalada R.E.	5	5	6	8	9
LOLE horas/año	0,29	0,47	0,85	1,28	1,93
EDNS MWh/año	0,79	1,36	2,55	3,97	6,23
Punta MW	41,1	43,4	45,6	47,4	49,2
Potencia Disponible MW	71,5	71,6	71,6	71,6	71,8

Figura 5.2.22. Evolución anual de los parámetros de cobertura en Ceuta y Melilla. Fuente: REE y CNE.

Según estos resultados presentados, se verifica que los criterios probabilísticos de cobertura que establece el R.D. 1747/2003, es decir, el mantenimiento del LOLE por debajo de un valor anual de 2,4 horas/año, se cumplen en los años de estudio en estos sistemas, para los escenarios de demanda y entrada de generación analizados.

Considerando los anteriores datos aportados por el Operador del Sistema, podríamos elaborar según un criterio determinista los siguientes índices de cobertura como el cociente entre las previsiones de potencia instalada (consideramos sólo régimen ordinario) y las puntas de demanda previstas:

Índice de cobertura	2010	2011	2012	2013	2014
Ceuta	1,79	1,64	1,55	1,50	1,59
Melilla	1,84	1,74	1,66	1,59	1,54

Figura 5.2.23. Evolución de los índices de cobertura en Ceuta y Melilla. Fuente: REE y CNE.

Conforme el anexo I de la Orden ITC/914/2006 establece, los valores de los índices de cobertura máximos para estos sistemas extrapeninsulares son 1,8 para Ceuta y 1,9 para Melilla, por que los índices de cobertura anteriores se encuentran dentro de estos máximos.

Por tanto, con la puesta en servicio de los nuevos grupos en Melilla en años anteriores, junto con la bajada de las expectativas de crecimiento de la demanda, logra equilibrar el sistema de Melilla por lo que a garantía de suministro se refiere.

En el caso de Ceuta, la entrada de nueva generación prevista consigue una mejora en la cobertura de la

demanda del sistema respecto a años anteriores. Se proponen grupos a partir de 2011 de 8 MW de potencia neta para no incurrir en incidencia grave en caso de fallo.

Históricamente en estos sistemas el tamaño de los grupos mayores es excesivamente grande en relación con la demanda del sistema, lo que provoca que, aunque éste satisface el requisito de cobertura establecido en el Real Decreto 1747/2003, en numerosas ocasiones se incumple el requisito de reserva establecido en el Procedimiento de Operación SEIE 1, ya que la reserva exigida está ligada al tamaño de los grupos.

6. La unión de la oferta y la demanda: la red de transporte y distribución de energía

En este capítulo se analizan las previsiones de funcionamiento de los sistemas eléctrico y gasista a corto y medio plazo, teniendo en cuenta las hipótesis de demanda y las previsiones de desarrollo de infraestructuras de electricidad y gas indicadas en la planificación, así como la información sobre la evolución

de los proyectos comunicada por los promotores de infraestructuras, analizando el grado de vulnerabilidad y proponiendo las recomendaciones necesarias para asegurar la cobertura del suministro de ambas fuentes de energía.

6.1. Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2010 a 2014

6.1.1. Hipótesis de partida

6.1.1.1 CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS.

El documento inicial de “Planificación de los sectores de electricidad y gas, desarrollo de las redes de transporte 2002-2011” definió la estrategia de desarrollo del sistema gasista español, con el objeto de asegurar la cobertura de la demanda de gas natural en condiciones adecuadas y a coste mínimo, garantizando la extensión del suministro a nuevas áreas geográficas.

Para alcanzar este objetivo, el documento de planificación añade nuevos criterios de diseño y de seguridad de las infraestructuras gasistas a los que recoge la Ley 34/1998 (diversificación de aprovisionamientos y existencias mínimas).

Estos criterios fueron matizados en el documento de Revisión de la Planificación para el periodo 2006-2011, aprobado en marzo de 2006, además de incorporar nuevas infraestructuras y actualizar las fechas de puesta en operación de aquellas infraestructuras del documento original pendientes de acometer.

El documento de “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte”, aprobado en mayo de 2008, establece una nueva planificación que comprende los próximos diez años, teniendo como referencia los objetivos que

a nivel de la Unión Europea se han fijado para el horizonte 2020. Como ya se planteó en la Revisión anterior, este documento incorpora las consideraciones derivadas de la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética y sus Planes de Acción, los planes de Energías Renovables y de Asignación de CO₂, así como un capítulo dedicado a la planificación de las reservas estratégicas de productos petrolíferos.

El dimensionado de las infraestructuras de la Red Básica para atender toda la demanda de gas debe realizarse teniendo en cuenta criterios de cobertura de demanda que garanticen el suministro, no sólo en condiciones normales de operación y consumo, sino en condiciones particulares de demanda punta y ante fallos de infraestructuras, aprovisionamientos o para hacer frente a crecimientos de demanda superiores a las previstas.

En relación con los puntos de entrada del sistema, la planificación establece que la capacidad global de entrada al mismo debe ser suficiente para garantizar:

- La cobertura de la demanda convencional en situación de punta anual y, simultáneamente, la atención a todos los ciclos combinados necesarios para la cobertura de la demanda eléctrica.
- La cobertura, en caso de fallo total de cualquiera de las entradas, del 100% de la demanda convencional en situación de día laborable invernal excepto, en su caso, la demanda interrumpible existente, así

como el suministro a un mínimo del 90% de los ciclos combinados considerados. Este criterio se denomina habitualmente funcionamiento del sistema en caso N-1.

- La existencia de una sobrecapacidad suficiente, en torno a un 10%, para asegurar la cobertura de la demanda ante la eventualidad de que la demanda de gas crezca a un ritmo superior al previsto.

La planificación contempla una distribución física de las entradas de gas adecuada al ámbito geográfico español que permita optimizar la distancia entre los puntos de entrada y las zonas de consumo, reduciendo la distancia media a recorrer por el gas natural y maximizando la capacidad de transporte del sistema.

En relación con el sistema de transporte, son necesarios mallados de la red que permitan asegurar la seguridad de suministro ante eventuales interrupciones

de las entradas al sistema o problemas en el sistema de transporte, todo ello sin sobrecostes relevantes.

Con estos criterios de diseño, la planificación ha definido el conjunto de infraestructuras necesarias para cubrir la demanda prevista. A continuación se evalúa el comportamiento del sistema con estas infraestructuras, comparando el funcionamiento del sistema año a año con la demanda prevista, hasta el final del horizonte temporal de este Informe Marco, es decir, el año 2014.

6.1.1.2 HIPÓTESIS DE DEMANDA DE GAS

El escenario de demanda de gas anual que se considera en este capítulo se corresponde con el escenario demanda anual central descrito en el apartado 3, resumido en la figura 6.1.1. La demanda de ciclos combinados es la correspondiente al escenario de ciclos de la CNE.

GWh	2010 ³⁵	2011	2012	2013	2014	Incremento medio
Demanda Convencional	257.225	258.948	267.976	277.301	286.853	2,8%
Demanda generación eléctrica	135.398	132.248	135.212	138.211	141.281	1,1%
C.T. Convencionales	1.700	1.625	1.550	1.475	1.400	-4,7%
C.T. Ciclo combinado	133.698	130.623	133.662	136.736	139.881	1,1%
Total demanda	392.623	391.196	403.188	415.512	428.134	2,2%

Figura 6.1.1. Escenario probable de demanda anual. Fuente: CNE

La demanda que se utiliza para el dimensionamiento de infraestructuras de transporte es la demanda del día punta (figura 6.1.2). Esta demanda punta ha sido calculada según las diversas hipótesis expuestas en el capítulo 3.1 de este informe. Concretamente, se tomará un único escenario de punta en el que la de-

manda convencional punta se obtiene de aplicar un factor de 1,69 sobre la demanda diaria media y para la demanda punta eléctrica se considera un factor de utilización diario de ciclos del 70% para todos los ciclos en operación menos dos (funcionamiento a plena carga durante 17 horas del día punta).

GWh/día	2010 ³⁶	2011	2012	2013	2014
Escenario central demanda punta					
Convencional	1.191	1.199	1.241	1.284	1.328
Mercado eléctrico (Probable)	786	803	821	841	866
TOTAL	1.977	2.002	2.061	2.125	2.195

Figura 6.1.2. Escenarios de demanda punta considerados. Fuente: CNE

35. La demanda real de gas tuvo en 2010 un valor de 400.726 GWh, siendo un -0,3% inferior a la demanda registrada en 2009.

36. La demanda punta real de gas en 2010 se produjo el día 11 de enero de 2010 y alcanzó el valor de 1.824 GWh/día.

La distribución prevista de ciclos combinados por Comunidades Autónomas, con la que se han realizado las simulaciones, sería la recogida en la figura 6.1.3. Al tratarse de una actividad liberalizada, esta previsión podría estar sujeta a diversas variaciones. De

hecho, en el cuadro 6.1.3 se presenta el Escenario de implantación de ciclos previsto por la CNE según el Escenario Probable que recogía los proyectos con Autorización Administrativa y en avanzado estado de ejecución del proyecto.

Escenario CNE	Nº de grupos instalados (*)				
	2010	2011	2012	2013	2014
Área Mediterráneo	25	25	25	25	25
Cataluña	10	10	10	10	10
Comunidad Valenciana	7	7	7	7	7
Murcia	8	8	8	8	8
Área Ebro	15	15	15	15	15
Aragón	5	5	5	5	5
La Rioja	2	2	2	2	2
Navarra	3	3	3	3	3
País Vasco	5	5	5	5	5
Área Oeste de Haro	21	22	22	22	22
Galicia	3	3	3	3	3
Asturias	1	2	2	2	2
Cantabria	0	0	0	0	0
Castilla y León	0	0	0	0	0
Madrid	0	0	0	0	0
Castilla la Mancha	2	2	2	2	2
Andalucía	15	15	15	15	15
Extremadura	0	0	0	0	0
Baleares	3	3	3	3	3
Canarias	0	0	0	0	0
TOTAL	64	65	65	65	65

Figura 6.1.4. Escenario Probable que recogía los proyectos con Autorización Administrativa o en fase de ejecución avanzada, en nº de grupos equivalentes de 400 MW. Fuente: ENAGAS y CNE

6.1.1.3 DEMANDA DE GAS EN TRÁNSITO

El término gas en tránsito se aplica a aquellas cantidades de gas que entran en el sistema gasista español para ser transportadas a otros países conectados a las redes españolas.

En España existen actualmente en funcionamiento cinco conexiones internacionales por gasoducto, que conectan nuestro sistema gasista con Marruecos, Francia y Portugal, que podrían emplearse para el transporte de gas en tránsito. Estos gasoductos son las conexiones internacionales del Magreb, las de Badajoz y Tuy, que unen el sistema español y portugués,

y las conexiones internacionales de Irún y Larrau, que unen nuestro sistema con el francés.

Este número se verá incrementado en un futuro próximo, dado que existen nuevos proyectos de interconexión a través de gasoducto con los países vecinos. Concretamente, en la actualidad está en construcción el gasoducto Medgaz, que une directamente la Península con Argelia y se estima que entre en funcionamiento a partir del primer trimestre de 2011³⁷.

Asimismo, se prevé el incremento de la capacidad de interconexión por los gasoductos existentes, tanto con Portugal como con Francia, a través de diversos proyectos.

37. Actualmente las infraestructuras en la península ibérica están concluidas y falta la entrada en operación de infraestructuras en la parte argelina.

En el caso de la interconexión con Portugal, el incremento previsto de capacidad es reducido, dado el buen nivel de interconexión con este país existente en la actualidad, si bien en el caso de Francia están previstos incrementos notables de la capacidad de las interconexiones, que redundarán en la seguridad de suministro a ambos lados de la frontera y en la creación de un mercado regional de gas en la zona. Los resultados de las dos primeras fases de la Open Season han comprometido un aumento de la capacidad de interconexión de Larrau hasta los 165 GWh/año en 2013, en ambos sentidos, y en Irún hasta los 60 GWh/año en 2015, en sentido España-Francia.

El sistema actual presenta tránsitos habituales de gas desde Marruecos hasta Portugal, así como exportaciones a Francia, de menor cuantía. El tránsito hacia Portugal, desde Tarifa a Badajoz a través del gasoducto Al-Andalus y gasoducto de Extremadura, tiene un valor nominal de unos 89 GWh/día. Según estimaciones del Gestor, durante 2009 el factor de utilización se situó en el 68%, con un valor anual de 21.934 GWh de gas en tránsito.

Los tránsitos hacia Francia se ajustarán a los resultados alcanzados en el proceso Open Season, para la coordinación y desarrollo de nueva capacidad de interconexión, dentro del grupo de la Iniciativa Regional Sur, del ERGEG. En particular, los resultados de la primera fase de dicho proceso, como consecuencia de las solicitudes realizadas por los agentes y del resultado del procedimiento de asignación de capacidad definido, conllevan un incremento desde la actual capacidad de interconexión de 100 GWh/día en Larrau en sentido Francia-España, hasta 165 GWh/día en ambos sentidos en 2013.

6.1.2. Infraestructuras de gas recogidas en la planificación

En este apartado se recogen las infraestructuras que, según la última información recibida de los promotores, serán puestas en marcha cada año durante el periodo 2010-2014. A su vez se indican la catego-

ría y la fecha inicial de puesta en marcha de dichas infraestructuras recogidas la Planificación 2008-2016³⁸. Según la Planificación 2008-2016, realizada por el Ministerio, el grado de firmeza de los proyectos se divide en las siguientes categorías:

- **Categoría A.** En la que se incluyen todos los proyectos aprobados sin ningún tipo de condicionante.
- **Categoría B.** En la que se incluyen los proyectos que están condicionados al cumplimiento de algún hito para su aprobación definitiva. Estas infraestructuras pasarán de forma automática a tener la consideración de categoría "A" una vez se hayan verificado los condicionantes definidos como necesarios para su aprobación. Adicionalmente, la realización de una determinada infraestructura podrá tener la consideración de URGENTE cuando, por motivos de seguridad del sistema gasista o de necesidad de atención de determinadas demandas, sea necesario agilizar al máximo posible su autorización, construcción y puesta en operación.
- Se ha actualizado para algunas infraestructuras la Categoría inicial, reflejada en la Planificación 2008-2016, con lo establecido en la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, que revisaba el programa anual de instalaciones. Se trasladan, según lo establecido en esta Orden, a la **Categoría (R)** las infraestructuras cuya entrada en operación no está plenamente justificada en el escenario de demanda actual y que serán reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación 2012-2020.

No se recogen los ramales a ciclos combinados que, según indica la planificación, están condicionados a la construcción de los ciclos, ni tampoco los proyectos sin fecha de puesta en marcha en la planificación. Tampoco se incluyen los gasoductos de transporte secundario, al objeto de simplificar el estudio, si bien, al igual que el resto de infraestructuras de transporte, sí se realizará un seguimiento posterior de estos proyectos.

La mejor previsión de entrada en operación de un proyecto es la que puede ofrecer el promotor del mismo.

38. Para algunas infraestructuras se indica la fecha revisada según la Orden ITC/2906/2010

Esta Comisión publica anualmente el “Informe de Seguimiento de Infraestructuras referidas en el Informe Marco”, con la información para los distintos proyectos sobre las fechas de realización de los distintos hitos relevantes en proyectos de estas características. Los informes de Seguimiento de Infraestructuras se encuentran disponibles en la Web de esta Comisión: www.cne.es.

6.1.2.1 INFRAESTRUCTURAS A CONSTRUIR EN EL AÑO 2010

En la figura 6.1.7 se recogen los proyectos de infraestructura previstos por sus promotores para el año 2010.

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN			Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Transportista	Instalación			
ENAGAS	Barcelona	7º tanque de 150.000 m ³	2010	A
		Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m ³ de GNL	2007	A
	Cartagena	5º tanque de 150.000 m ³	2010	A
	Huelva	5º tanque de 150.000 m ³	2010	A

RED BÁSICA DE GASODUCTOS			Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)		
Corvera-Tamón	4	16	2009	A Urgente
Gallur - Tauste – Ejea	39	12	2008	A
Segovia - Otero de los Herreros	22	12	2008	A

Figura 6.1.7. Infraestructuras previstas para el año 2010

6.1.2.2 INFRAESTRUCTURAS A CONSTRUIR EN EL AÑO 2011

En la figura 6.1.8 se recogen los proyectos de infraestructura previstos por sus promotores para el año 2011.

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN			Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Transportista	Instalación			
ENAGAS	Barcelona	8º tanque de 150.000 m ³	2011	A
SAGGAS	Sagunto	Ampliación Planta de Sagunto hasta una capacidad de emisión de 1.200.000 m ³ (n)/h	2009	A (R)
		4º tanque Planta Sagunto de 150.000 m ³ . Capacidad final de 600.000 m ³ GNL.	2009	A (R)

RED BÁSICA DE GASODUCTOS			Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)		
Algete – Yela	88	26	2011	A Urgente
Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	45+12	16/12	2011	A
Otero de los Herreros - Ávila	49	12	2008	A
Gasoducto a Besós	25	26	2011	A
Mérida – Don Benito - Miajadas	69	12	2007	A
Musel – Llanera	16	30	2011	A
Desdoblamiento Interconexión Llanera-Otero	1	26	2011	A
Ramal a Villanueva de la Serena	7	8	2008	A

ESTACIONES DE COMPRESIÓN			Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Instalación	Grupos	Potencia (kW)		
Nueva E.C. de Chinchilla	(2+1)	48.000	2010	A Urgente
E. de compresión de Denia	(2+1)	14.700	2009	A Urgente
E. de compresión de Villar de Arnedo	(2+1)	35.000	2012	A

CONEXIÓN INTERNACIONAL			Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)		
Conexión Internacional de Medgaz. Infraestructuras asociadas (tramo submarino)	46	24	2009	A Urgente

Figura 6.1.8. Infraestructuras previstas para el año 2011

6.1.2.3 INFRAESTRUCTURAS A CONSTRUIR EN EL AÑO 2012

En la figura 6.1.9 se recogen los proyectos de infraestructura previstos para el año 2012.

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN		Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Transportista	Instalación		
BBG	Bilbao		
	Tercer tanque GNL de 150.000 m ³	2012	A
ENAGAS	Musel	2011	A
	Capacidad de 800.000 m ³ (n)/h y 300.000 m ³ de GNL	2011	A

RED BÁSICA DE GASODUCTOS			Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)		
Belmonte de Tajo - Morata de Tajuña - Arganda del Rey	32	20	2010	A (R)
Marismas - Almonte	7	20	2009	A Urgente
Desdoblamiento Cártama - Mijas	28	16	2009	A Urgente
Villanueva del Arzobispo-Puente Génave	23	8	2010	A
Linares - Úbeda- Villacarrillo	55	8	2012	A
Villacarrillo - Villanueva del Arzobispo	16	8	2007	A
Son Reus - Inca - Alcudia	45	10	2010	A
Gasoducto Sur de Tenerife	22	16	2012	A
Duplicación Gasoducto Tivissa-Paterna	235	40	2010	A Urgente
Zarza de Tajo - Yela	100	30	2011	A
Segovia Norte	68	12	2008	A
Martorell - Figueras	165	36	2011	A
Ramal a la Mariña Lucense	67	16	2008	A
Gasoducto Senmenat-Andorra	175	12	-	A (R)
Gasoducto a Barbanza	45	10	2009	A
Yela - Villar de Arnedo	251	30	2012	A
Conexión a AASS Castor	30	30	2009	A Urgente
Planta de Bilbao-Treto	45+8	26/12	2010	A Urgente
Zamora - Algete	270	32	2013	A (R)
Duplicación Treto - Llanera	220	80	nd	A
Lugo - Villafranca del Bierzo	90	30	2013	A (R)
Huercal-Overa-Guadix	114	16	2009	A

ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS			Volumen Operativo	Gas Colchón	Fecha puesta en marcha	Categoría de Planificación
Instalación	Inyección Mm ³ (n)/día	Extracción Mm ³ (n)/día	Mm ³ (n)	Mm ³ (n)	en marcha Planificación	
Castor	8	25	1.300	600	2010	A Urgente
Yela	10	15	1.050	900	2012	A Urgente

Figura 6.1.9. Infraestructuras previstas para el año 2012

6.1.2.4 INFRAESTRUCTURAS A CONSTRUIR EN EL AÑO 2013

En la figura 6.1.10 se recogen los proyectos de infraestructura previstos para el año 2013.

RED BÁSICA DE GASODUCTOS			Fecha puesta en marcha	Categoría de Planificación
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	en marcha Planificación	
Catropodame - Zamora	170	30	2013	A (R)
Guitiriz – Lugo	30	30	2012	A Urgente
Baeza-Mancha Real	18	8	2010	A
Espera-Olas Cabezas-Lebrija	34	10	2008	A

ESTACIONES DE COMPRESIÓN			Fecha puesta en marcha	Categoría de Planificación
Instalación	Grupos	Potencia (kW)	en marcha Planificación	
Ampliación E.C. de Algete	(2+1)	16.432	2013	A (R)
Ampliación E.C. de Zamora	(3+1)	16.840	2013	A (R)
Ampliación E.C. de Haro	(2+1)	34.500	2013	A (R)

Figura 6.1.10. Infraestructuras previstas para el año 2013

6.1.2.5 INFRAESTRUCTURAS A CONSTRUIR EN EL AÑO 2014

En la figura 6.1.11 se recogen los proyectos de infraestructura previstos por los promotores para el año 2014.

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN		Fecha puesta en marcha	Categoría de Planificación
Transportista	Instalación	en marcha Planificación	
TGC	Tenerife Capacidad de 150.000 m ³ (n)/h y 150.000 m ³ de GNL	2011	A
ENERGAS	Palos de la Frontera Planta de Regasificación (Dimen. Inicial: Almacenamiento de 2X150.000 m ³ , y emisión en 72b de 600.000 m ³ (n)/h)	2010	(*)

(*) La planta de regasificación de ENERGAS se excluirá temporalmente de la obligación de permitir el acceso de terceros, en los términos que se determinen de acuerdo a la legislación española y comunitaria. Conforme a lo establecido en el apartado 5 del artículo 70 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, no se incluirá en el régimen retributivo del sector de gas natural en tanto no se dé cumplimiento a la obligación de permitir el acceso de terceros.

RED BÁSICA DE GASODUCTOS			Fecha puesta en marcha	Categoría de Planificación
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	en marcha Planificación	
Ramal a CT de Granadilla	1	16	2011	A
Burgos – Algete	225	26	2014	A (R)
Castropodame-Villafranca del Bierzo	30	30	2009	A (R)
Duplicación Gasoducto Villapresente - Burgos	140	26	2012	A

ESTACIONES DE COMPRESIÓN			Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Instalación	Grupos	Potencia (kW)		
Ampliación E.C. de Crevillente	(2+1)	33.601	2014	A (R)

Figura 6.1.11. Infraestructuras previstas para el año 2014

6.1.2.6 PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURAS A LARGO PLAZO MÁS RELEVANTES

El documento de “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016” recoge la propuesta de desarrollo de infraestructuras de la red básica a acometer desde el año 2008 a 2016. Los grandes proyectos de infraestructuras considerados dentro del horizonte temporal de este informe son los siguientes:

- **Eje Sureste. Conexión del gasoducto Medgaz con el Eje Transversal.** El proyecto Medgaz, de conexión submarina entre Argelia y España por Almería, tiene una longitud aproximada de 200 km, alcanzando en su recorrido profundidades entorno a los 2.000 m. Su capacidad inicial será de unos 300 GWh/día (8 bcm/año). Se prevé que entre en funcionamiento a finales de 2010 o dentro del primer trimestre de 2011.

Se han finalizado las infraestructuras de la Península, destinadas a la conexión de este gasoducto con el sistema gasista, los tramos Almería – Lorca y Lorca – Chinchilla, junto con el tramo submarino. Quedan aún pendientes de finalización infraestructuras en territorio argelino. A partir de su puesta en marcha, el sistema contará con una nueva y significativa entrada, que dará lugar a un incremento de los suministros en forma de gas natural frente a los de GNL, si bien se prevé que el GNL siga aportando más del 50% de los aprovisionamientos.

- **Refuerzo del Eje Levante y nudo Tivissa.** Éste consta de las siguientes infraestructuras: duplicaciones de los gasoductos Tivissa – Castelnou, tramo puesto en marcha en el tercer trimestre de 2010, duplicación del tramo Paterna – Tivissa y tri-

plicación del gasoducto Tivissa- Arbós, si bien esta última infraestructura queda condicionada a desarrollos de la interconexión con Francia.

El refuerzo de este Eje contribuirá a mejorar la seguridad de suministro en el área del Eje del Ebro y a incrementar la capacidad de evacuación hacia dicha zona desde el Eje del Levante. Asimismo posibilitará la cobertura de la demanda en caso de vulnerabilidad N-1 por fallo de alguna de las plantas de GNL conectadas a él, Barcelona, Sagunto o Cartagena.

- **Refuerzo del Eje Central.** Éste consta de los gasoductos Zarza de Tajo – Yela, Yela - Villar de Arnedo y de la estación de compresión de Villar de Arnedo, así como del propio almacenamiento de Yela y de la conexión de éste por gasoducto hasta Algete. Permitirán comunicar el almacenamiento de Yela con el sistema y conectar las zonas gasista Centro y Valle del Ebro, incrementando de forma notable la capacidad de vehiculación de gas dirección sur – norte y disminuyendo, por tanto, las probabilidades de que se produzcan situaciones de congestión por falta de capacidad de transporte. En particular, se verán ampliadas significativamente las posibilidades de exportación de gas hacia Francia, procedente de entradas situadas en la zona sur, por ejemplo, de la interconexión Medgaz. El gasoducto Villar de Arnedo-Castelnou que incrementaría a su vez la capacidad interconexión entre el eje central y el de Levante queda condicionado según la revisión del programa anual de infraestructuras.

- **Almacenamientos subterráneos,** el desarrollo de nuevas capacidades es importante para satisfacer las necesidades derivadas de la dependencia de aprovisionamientos de gas natural del exterior, así como

por la obligación legalmente establecida del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Durante el horizonte temporal de este estudio se prevén tanto ampliaciones de los almacenamientos subterráneos existentes, como la entrada en funcionamiento de nuevos almacenamientos o la adecuación de yacimientos agotados como almacenamientos.

Cabe indicar que la mayoría de los proyectos contemplados en el documento de Planificación serían puestos en operación con cierto retraso. Las primeras capacidades adicionales de almacenamiento no estarían disponibles hasta la entrada en operación de los almacenamientos de Castor y Yela en 2012, si bien la utilización de estos hasta su capacidad máxima llevará varios años (en Yela los trabajos de extracción no se iniciarían hasta 2013).

- **Gasificación de las Islas Canarias.** Se prevé la construcción de dos plantas de regasificación que, junto con sus infraestructuras asociadas permitirán la introducción del gas natural en las islas. Ambas plantas están calificadas en el documento de Planificación como A, y se situarán en la Isla de Gran Canaria y en la Isla de Tenerife. Las fechas de entrada en operación de las mismas serán, de acuerdo con las últimas previsiones, 2014 para la de Tenerife y 2015 para la de Gran Canaria.

- **Planta de regasificación de Gijón,** ubicada en el Puerto del Musel, cuya entrada en operación está prevista para finales del año 2012. Dicha planta incrementará las entradas de gas a través de la cornisa cantábrica y al contribuir a una distribución más homogénea de los puntos de entrada al sistema, hará posible que se reduzca la distancia entre las zonas de consumo y los puntos de suministro.

Otra de las consecuencias positivas de esta planta sería que, junto al refuerzo del Eje norte, reforzará la seguridad del suministro en la cornisa cantábrica en una situación de vulnerabilidad (N-1) por fallo de una de las plantas situadas en la misma (Bilbao, Gijón y Mugardos).

6.1.3. Adecuación de las infraestructuras a la demanda

Una vez apuntadas las infraestructuras previstas para cada año del periodo de estudio de este Informe Marco, en este apartado se recoge la capacidad de las mismas y se enfrenta a la demanda horaria punta prevista en cada año, calculando los índices de cobertura y extrayendo conclusiones acerca del grado de seguridad del sistema.

Se incluyen las simulaciones del funcionamiento del sistema gasista con el escenario de demanda punta y las infraestructuras disponibles cada año. Las simulaciones han sido facilitadas por ENAGAS, en su papel de Gestor Técnico del Sistema.

Cada año se consideran todas las infraestructuras que van a estar disponibles a lo largo del año hasta diciembre, de forma que las simulaciones realizadas pueden considerarse como representativas del invierno que comienza a finales de ese año. Así cuando nos referimos, por ejemplo, al año 2010, puede entenderse que las simulaciones representan el invierno 2010/11.

La utilización final de las infraestructuras de entrada dependerá del comportamiento de los distintos actores que cuentan con capacidad contratada en el sistema, si bien el Gestor podría intervenir si se produjese alguna situación de carácter excepcional, en aras de la seguridad de suministro. En particular, la emisión de cada punto de entrada se basa en las siguientes hipótesis:

- Las **conexiones internacionales** se han considerado en base a la capacidad nominal en el mes de diciembre de cada año.

- Las **entradas desde los almacenamientos subterráneos** se han considerado a su capacidad de extracción nominal en el caso de Serrablo y Gaviota y con valores parciales, sobre el nominal, en

los casos de Castor y Yela, en función del calendario de avance de los proyectos. Se estima que Castor estaría disponible para extraer a finales de 2012 y Yela en 2013.

- En el caso de las **plantas de regasificación**, para el cálculo de las capacidades totales de entrada al sistema y de los índices de cobertura se han considerado las capacidades nominales. A la hora de realizar las simulaciones representadas en los mapas, el criterio mantenido en el reparto de entradas de GNL está basado en la contratación actual en plantas y conexiones internacionales. Se han completado las entradas buscando optimizar el funcionamiento de la red de transporte, es decir, el que supone el mínimo transporte de gas, mínimos autoconsumos de estaciones de compresión y producciones dentro de los mínimos y máximos de las plantas –dentro del intervalo de los rangos admisibles.

Las simulaciones se han realizado en régimen estático, por lo que no se ha tenido en cuenta la posible variación del almacenamiento operativo en gasoductos. Esto es una hipótesis conservadora, ya que en el pasado, a modo de ejemplo, en la punta que tuvo lugar el 30 de enero de 2007, el gas inmovilizado en gasoductos contribuyó a la cobertura de la demanda con 24 GWh, que supuso un 1,5% de ésta.

Cuando existen varios puntos de entrada que vierten en un mismo eje de transporte, el Gestor estima que la cifra conjunta de capacidad transporta-

ble tiene una mayor relevancia que la capacidad por puntos de entrada, que tiene un carácter más orientativo, dada la incertidumbre sobre el comportamiento futuro de los usuarios. La limitación Sur-Levante a la que se hace mención en los siguientes apartados se refiere al volumen máximo de gas que son capaces de emitir los puntos de entrada al sistema en ambas zonas y que, a su vez, la red de gasoductos es capaz de transportar evacuando gas a las zonas limítrofes.

Estos criterios deben ser flexibles al objeto de garantizar la seguridad en el funcionamiento del sistema y mantener presiones de garantía acordes con las publicadas en las NGTS.

Además de las propias simulaciones realizadas por el GTS, se proporciona también para cada año el índice de cobertura del sistema, calculado como el cociente entre las capacidades de entrada al sistema, menos las salidas por las conexiones internacionales, y la demanda punta diaria. Para el cálculo de este índice se ha seguido el criterio de considerar las infraestructuras de entrada (plantas de regasificación, conexiones internacionales no reversibles de Tarifa y Medgaz) según su capacidad nominal, y las conexiones internacionales reversibles, dentro de un criterio conservador, funcionando al 70% de su capacidad nominal de salida. Este criterio es bastante restrictivo al suponer que las conexiones bidireccionales no son usadas como entradas pero sí como salidas. La demanda diaria punta corresponde a la estimada en el capítulo 3 de este informe en el escenario de la CNE.

6.1.3.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2010

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.10), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema según el GTS

(figura 6.1.11) y los índices de cobertura para el escenario de demanda punta establecido en el capítulo 3 (figura 6.1.12).

2010		
Escenario probable de demanda punta	GWh/día	Nº grupos CC
Convencional	1.191	
Mercado eléctrico	786	64
TOTAL	1.997	64

Figura 6.1.10. Demanda punta prevista para el año 2010. Fuente: CNE

(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

	Capacidades nominales entrada (GWh/día) (salida)	Capacidades transportables (GWh/día)
Pl. Barcelona	562	562
Pl. Cartagena	394	1.291
Pl. Sagunto	291	
Pl. Huelva	394	
Tarifa	355	
Medgaz	0	
Badajoz	105 (134)	
Yacimientos Nac.	36	
Pl. Bilbao	229	
Pl. Mugarodos	127	127
Larrau	100 (30)	100
Tuy	12 (36)	12
Irún	0 (5)	0
A. Serrablo y Gaviota	148	148
TOTAL capacidades entrada	2.753	2.469
TOTAL capacidades sin conexiones internacionales	2.536	2.357

Figura 6.1.11. Capacidad de los medios de producción para el año 2010. Fuente: ENAGAS y CNE.

Demanda Punta - Escenario probable	
Convencional	1.191
Sector eléctrico	786
TOTAL E. Central	1.977
<i>70% capacidad salida CI</i>	144
Índice de Cobertura según criterio empleado	
<i>Capacidad entrada nominal</i>	2.536
IC nominal	1,21
<i>Capacida entrada transportable</i>	2.357
IC transportable	1,12

Figura 6.1.12. Índices de cobertura en el escenario demanda punta central probable para el año 2010. Fuente: ENAGAS y CNE.

En la figura 6.1.13 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2010, de

acuerdo con el escenario alto propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (64 grupos equivalentes de 400 MW).

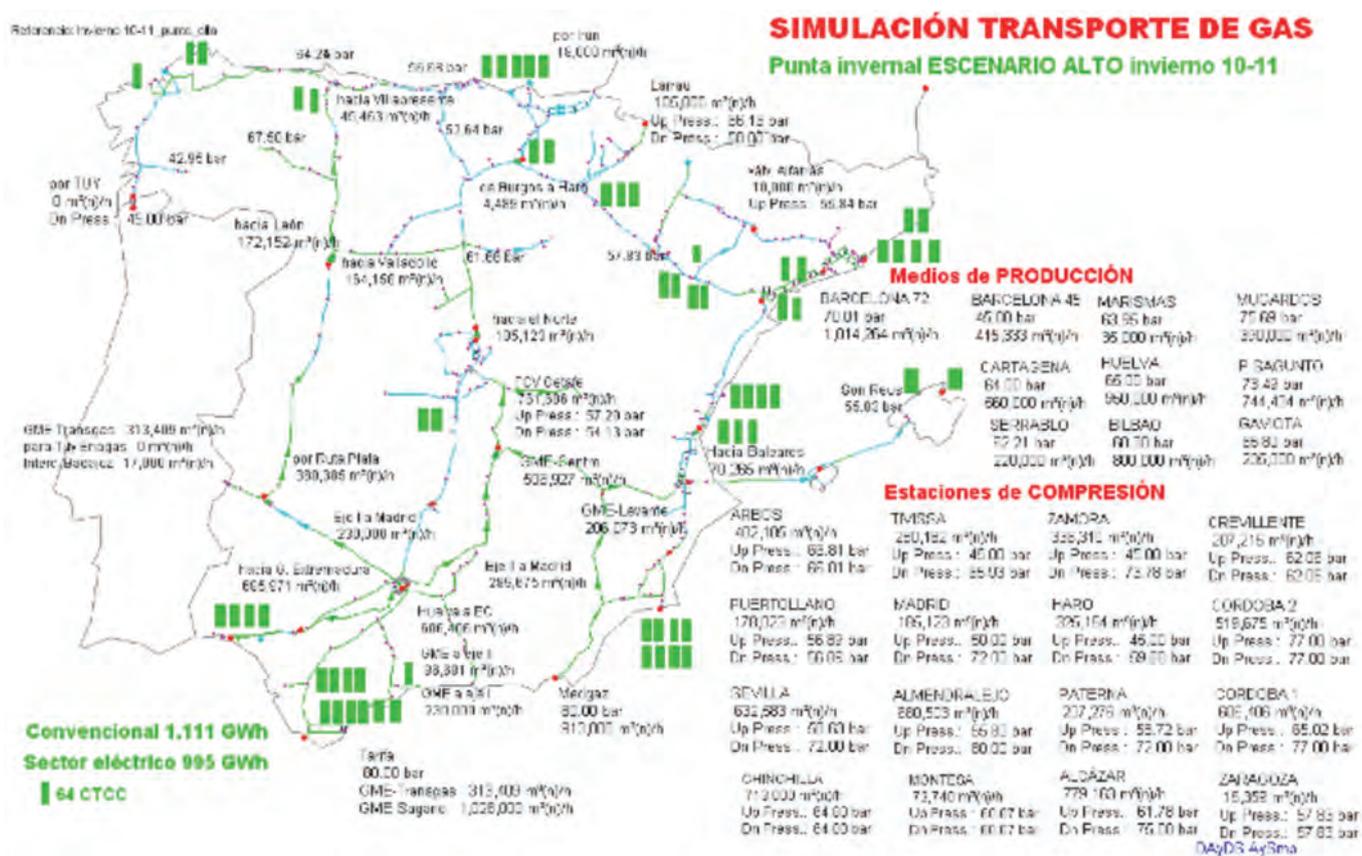


Figura 6.1.13. Funcionamiento del sistema en el año 2010 con el escenario alto de demanda punta. Fuente: ENAGAS

Tal y como se desprende de la figura 6.1.12, el sistema estaría en condiciones de atender la demanda punta prevista en este Informe Marco, con un margen de cobertura del 12%, si se tiene en cuenta la capacidad de vehiculación de gas que tiene la red de gasoductos y que condiciona las capacidades de emisión de los puntos de entrada. En el supuesto de que el sistema contase con las infraestructuras necesarias para transportar toda la capacidad de entrada instalada, el margen de cobertura habría sido superior, concretamente alcanzaría un 21%.

Cabe hacer mención a algunos puntos de entrada cuya producción nominal podría estar condicionada por la red de transporte. En particular, la planta de Murgados, para poder eva-

luar toda su capacidad de producción, necesita la puesta en marcha y el consumo efectivo de los ciclos combinados asociados a su construcción.

Con la entrada en operación de la duplicación del gasoducto Barcelona–Arbós, se redujeron las limitaciones en este tramo y en la capacidad transportable a la red de 72 bar de la planta de Barcelona. Aún así seguiría existiendo congestión en esta zona en caso de un fallo desde la planta de Barcelona.

Con la puesta en marcha del eje Transversal mejoraron considerablemente las condiciones de transporte de gas entre las zonas este y sur de la península, si bien sigue existiendo aún una limitación de la capacidad de transporte desde el centro-sur hacia el

norte. Esta limitación se calcula teniendo en cuenta la demanda convencional máxima de las zonas, la demanda de los ciclos instalados, la capacidad máxima de evacuación por las estaciones de compresión de Algete, Almendralejo y Tivissa, así como de transporte de los gasoductos asociados, las exportaciones contratadas por la interconexión de Badajoz y la inyección en los yacimientos del Sur.

La capacidad transportable desde el centro-sur hacia el norte cuando se produzca la incorporación de Medgaz continuará siendo la misma. La estación de Chinchilla, prevista para 2011, permitirá una mejor gestión del Eje Transversal y optimizar los flujos procedentes del Medgaz.

Con la duplicación del gasoducto Vergara – Irún, finalizada en 2010, la capacidad de interconexión por esta interconexión está en condiciones de incrementarse, si bien existen limitaciones del lado francés, y por otro lado puede mejorarse la atención del nivel de consumo en su zona de influencia.

En 2009, con la entrada de la estación de compresión de Navarra, el gasoducto Lecona-Haro y el refuerzo de la EC de Haro se incrementó la capacidad nominal de entrada a España a través de la CI de Larrau desde 87 GWh/día a 100 GWh/día. Gracias a estas infraestructuras, junto la posterior reversibilidad de la

CI de Larrau y la duplicación del gasoducto Tivissa-Castelnou, se ha eliminado por un lado el concepto de entradas mínimas desde Francia, desapareciendo esta regla, y por otro lado, a partir de noviembre de 2010 comienza la reversibilidad efectiva por dicho punto, pudiéndose transportar un flujo de exportación España→Francia de 30 GWh/día en invierno y de 50 GWh/día en verano.

A finales del mes de septiembre de 2009 se puso en marcha el gasoducto de interconexión entre la península y las islas de Ibiza y Mallorca, que permite la gasificación y el suministro de los ciclos combinados y centrales bicombustibles situados en ellas.

En consecuencia con los hechos y supuestos descritos anteriormente, teniendo en cuenta las instalaciones y presupuestos de demanda punta considerados, se podría atender toda la demanda convencional y de ciclos combinados, bajo el escenario probable de demanda punta.

Se aprecian unos índices de cobertura adecuados sobre el cálculo de la capacidad transportable, a pesar de la aplicación de un criterio exigente. La puesta en operación del gasoducto Medgaz aportará mayor holgura aún a la seguridad de suministro del sistema, aumentando el margen de capacidad de producción existente.

6.1.3.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2011

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.14), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.15) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.16).

2011		
Escenario probable de demanda punta	GWh/día	Nº grupos CC
Convencional	1.199	
Mercado eléctrico	803	65
TOTAL	2.002	65

Figura 6.1.14. Demanda punta prevista para el año 2011. Fuente: CNE
(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

	Capacidades nominales entrada (GWh/día) (salida)	Capacidades transportables (GWh/día)
Pl. Barcelona	562	562
Pl. Cartagena	394	
Pl. Sagunto	291	
Pl. Huelva	394	
Tarifa	355	1.295
Medgaz	260	
Badajoz	105 (134)	
Yacimientos Nac.	36	
Pl. Bilbao	229	229
Pl. Mugaros	127	127
Larrau	100 (30)	100
Tuy	12 (57)	12
Irún	0 (5)	0
A.Serrablo y Gaviota	148	148
TOTAL capacidades entrada	3.013	2.473
TOTAL capacidades sin conexiones internacionales	2.796	2.361

Figura 6.1.15. Capacidad de los medios de producción para el año 2011. Fuente: ENAGAS y CNE.

Demanda Punta - Escenario probable	
Convencional	1.199
Sector eléctrico	803
TOTAL E. Central	2.002
<i>70% capacidad salida CI</i>	<i>158</i>
Índice de Cobertura según criterio empleado	
<i>Capacidad entrada nominal</i>	<i>2.796</i>
IC nominal	1,32
<i>Capacida entrada transportable</i>	<i>2.361</i>
IC transportable	1,10

Figura 6.1.16. Índices de cobertura en el escenario demanda punta probable previsto para el año 2011. Fuente: ENAGAS y CNE.

En la figura 6.1.17 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2011, de acuerdo

con el escenario alto propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW, con un índice de simultaneidad del 98%).

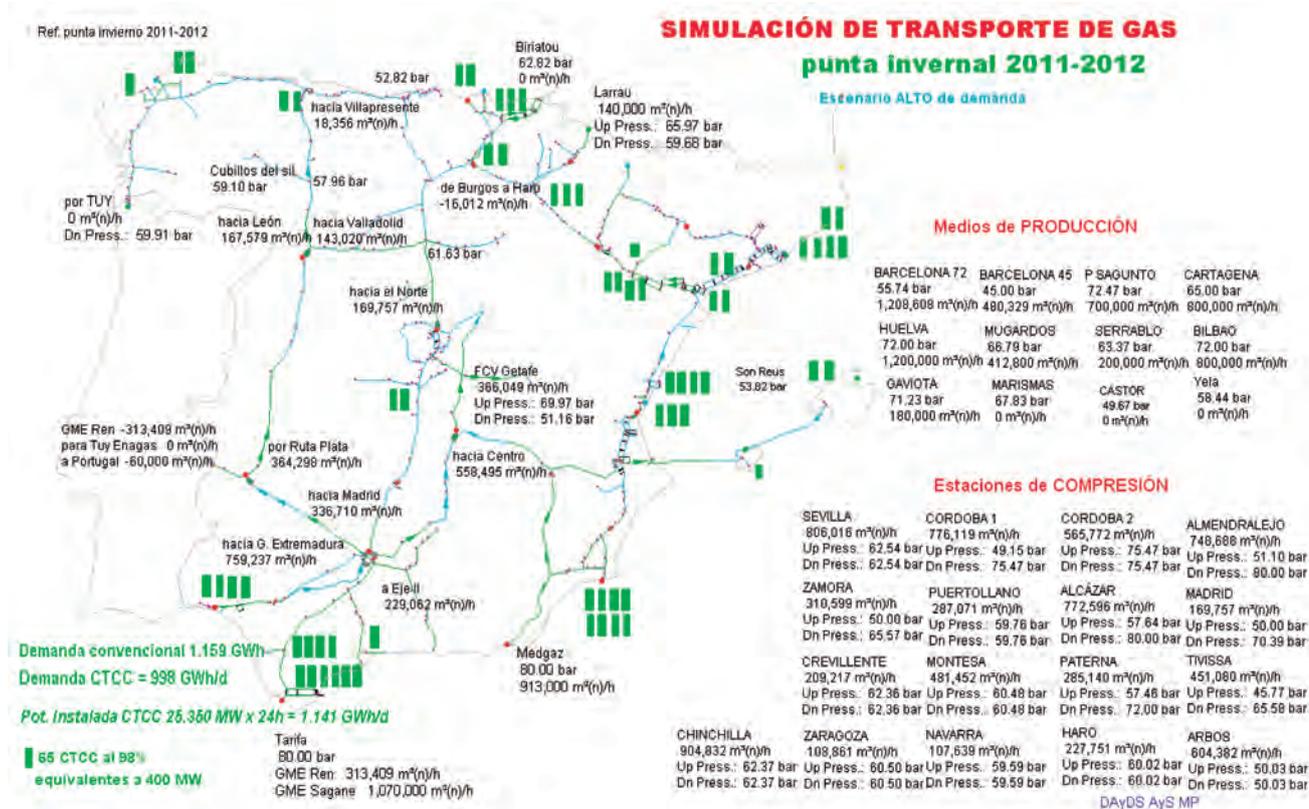


Figura 6.1.17. Funcionamiento del sistema en el año 2011 con el escenario de demanda punta alto por el Gestor Técnico del Sistema. Fuente: ENAGAS

De acuerdo con la figura 6.1.15, y tras la entrada en operación del Medgaz, el sistema presenta una capacidad nominal de entrada de 3.013 GWh/día, si bien la demanda transportada estaría entorno a 2.473 GWh/día. Tras aplicar el criterio indicado para el cálculo del índice de cobertura, en el que las conexiones internacionales bidireccionales computan utilizándose al 70% de su capacidad de salida, si se tiene en cuenta la capacidad de emisión de los diferentes puntos de entrada a la red de transporte existiría un margen de cobertura del 32%, que sería del 10% si se tiene en cuenta la capacidad transportable desde los puntos de entrada.

El retraso de la duplicación Tivissa-Paterna mantiene la limitación de la capacidad de transporte del Levante al Norte. El retraso de esta infraestructura tiene un impacto en caso de fallo de la planta de Barcelona, ya

que no puede evacuarse la totalidad de la producción del área de Levante para dar cobertura a la demanda de la zona de Cataluña.

La estación de compresión de Chinchilla, prevista también para este año, permitiría optimizar la gestión del Eje Transversal y, por lo tanto, el gas procedente de Medgaz. La incorporación de la estación de compresión de Denia regulará mejor el flujo para abastecer la demanda de las islas Baleares. Está prevista su incorporación para finales de 2011. Así mismo la incorporación de la estación de compresión de Villar de Arnedo además de ampliar la capacidad de transporte del valle del Ebro mejorará los tránsitos por las conexiones internacionales por Francia, en el marco de los desarrollos acordados en la iniciativa SGRI.

6.1.3.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2012

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.18), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.19) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.20).

2012		
Escenario probable de demanda punta	GWh/día	Nº grupos CC
Convencional	1.241	
Mercado eléctrico	821	65
TOTAL	2.062	65

Figura 6.1.18. Demanda punta prevista para el año 2012. Fuente: CNE
(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

	Capacidades nominales entrada (GWh/día) (salida)	Capacidades transportables (GWh/día)
Pl. Barcelona	573	573
Pl. Cartagena	402	
Pl. Sagunto	296	
Pl. Huelva	402	
Tarifa	355	
Medgaz	260	1.729
Badajoz	105 (134)	
Yacimientos Nac.	36	
A. Castor	148	
Pl. Bilbao	239	239
Pl. Mugardos	127	127
Pl. Musel	228	228
Larrau	100 (30)	100
Tuy	12 (57)	12
Irún	0 (5)	0
A.Serrablo y Gaviota	148	148
TOTAL capacidades entrada	3.431	3.156
TOTAL capacidades sin conexiones internacionales	3.214	3.044

Figura 6.1.19. Capacidad de los medios de producción para el año 2012. Fuente: ENAGAS y CNE.

Demanda Punta - Escenario probable	
Convencional	1.241
Sector eléctrico	821
TOTAL E. Central	2.062
<i>70% capacidad salida CI</i>	<i>158</i>
Índice de Cobertura según criterio empleado	
<i>Capacidad entrada nominal</i>	<i>3.214</i>
IC nominal	1,48
<i>Capacida entrada transportable</i>	<i>3.044</i>
IC transportable	1,40

Figura 6.1.20. Índices de cobertura en el escenario demanda punta probable previsto para el año 2012. Fuente: ENAGAS y CNE.

En la figura 6.1.21 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2012, de acu-

erdo con el escenario alto propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW, con un índice de simultaneidad del 93%).

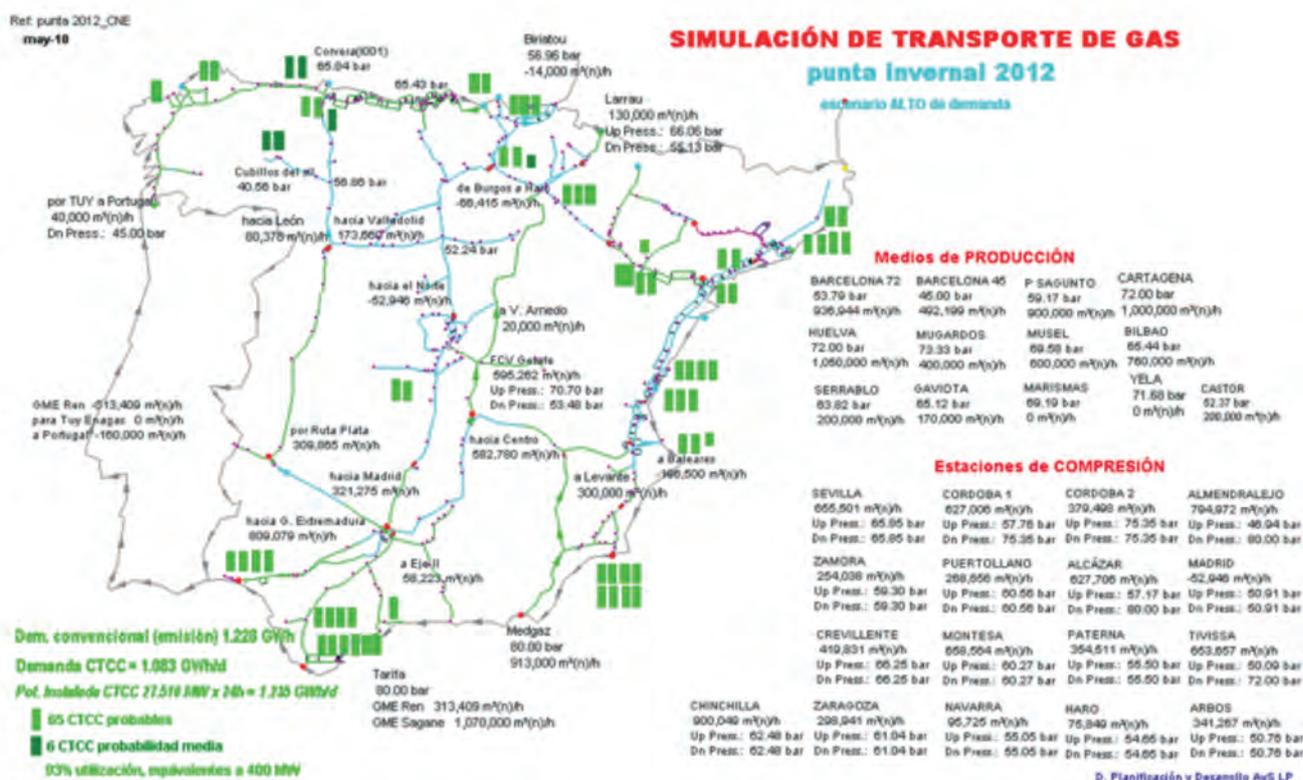


Figura 6.1.21. Funcionamiento del sistema en el año 2012 con el escenario de demanda punta alto por el Gestor Técnico del Sistema. Fuente: ENAGAS

La puesta en operación de la planta de regasificación de Musel (finales de año) y del almacenamiento de Castor producen un significativo incremento de la capacidad de entrada al sistema y, a su vez, la puesta en marcha de diversas infraestructuras de transporte aportan mayor capacidad de vehiculación. Como resultado, ante la demanda prevista en el escenario probable, en 2012 existiría un margen de cobertura de la demanda del 48%, si se tiene en cuenta la capacidad nominal de emisión de los diferentes puntos de entrada, y del 40% si se tiene en cuenta la capacidad de transporte de gas que tiene la red de gasoductos. El margen de cobertura a partir de este año es por tanto significativamente elevado.

La planta de Musel sirve para asegurar el cumplimiento del criterio de vulnerabilidad N-1 en el Eje Norte. De forma complementaria, los gasoductos Planta de Musel – Llanera y Desdoblamiento de la interconexión Llanera-Otero, serían necesarios para conectar dicha planta

con la Red Básica de Gasoductos. La duplicación del gasoducto Treto-Llanera también es necesaria para la integración de la planta de Musel en el sistema, y su incorporación supondría un refuerzo importante del Eje Cantábrico. Para completar la plena integración de la planta de Musel con el sistema, también sería necesaria la finalización de la duplicación del gasoducto Villapresente-Burgos, para evacuar la producción de los puntos de entrada en la zona Norte.

La incorporación, prevista en abril de 2012, de la duplicación del gasoducto Tivissa-Paterna incrementa de forma notable la capacidad conjunta de transporte desde las zonas del sur-levante. De esta forma, los puntos de entrada de dichas zonas, serán altamente intercambiables con la producción de la planta de regasificación de Barcelona y la conexión internacional de Larrau. Concretamente, la limitación de vehiculación disminuye en 434 GWh/día en el eje Sur-Levante.

La puesta en marcha de los gasoductos Zarza de Tajo – Yela – Villar de Arnedo, junto con la operación de la estación de compresión de Villar de Arnedo, proporcionará la integración de todas las zonas gasistas y la eliminación de congestiones por falta de capacidad de transporte a través de Villar de Arnedo. La finalización de los gasoductos Algete – Yela y Yela - Zarza de Tajo deberá coordinarse con la operación del almacenamiento subterráneo de Yela, ya que un posible retraso podría afectar al comienzo del ciclo de inyección de Yela. Este

gasoducto también es fundamental para asegurar el aumento de capacidad de la C.I. de Larrau en 2013.

El gasoducto planta de Bilbao – Treto, previsto para el cuarto trimestre de 2012, incrementará el mallado del sistema y favorecerá la flexibilidad y la interconexión entre la zona cantábrica y el País Vasco. Un posible retraso de esta infraestructura podría impactar, fundamentalmente, en la seguridad de suministro en caso de fallo de plantas de las zonas noroeste y País Vasco.

6.1.3.4 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2013

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.22), los medios de producción con los que se prevé

que cuente el sistema (figura 6.1.23) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.24).

2013		
Escenario probable de demanda punta	GWh/día	Nº grupos CC
Convencional	1.284	
Mercado eléctrico	841	65
TOTAL	2.125	65

Figura 6.1.22. Demanda punta prevista para el año 2013. Fuente: CNE
(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW

	Capacidades nominales entrada (GWh/día) (salida)	Capacidades transportables (GWh/día)
Pl. Pl. Barcelona	573	573
Pl. Cartagena	402	
Pl. Sagunto	296	
Pl. Huelva	402	
Tarifa	355	1.761
Medgaz	260	
Badajoz	105 (134)	
Yacimientos Nac.	36	
A. Castor	148	
A. Yela	65	
Pl. Bilbao	239	239
Pl. Mugaridos	127	127
Pl. Musel	228	228
Larrau	165 (165)	165
Tuy	12 (57)	12
Irún	0 (5)	0
A. Serrablo y Gaviota	148	148
TOTAL capacidades entrada	3.561	3.253
TOTAL capacidades sin conexiones internacionales	3.279	3.076

Figura 6.1.23. Capacidad de los medios de producción para el año 2013. Fuente: ENAGAS y CNE.

Demanda Punta - Escenario probable	
Convencional	1.284
Sector eléctrico	841
TOTAL E. Central	2.125
70% capacidad salida CI	253
Índice de Cobertura según criterio empleado	
Capacidad entrada nominal	3.279
IC nominal	1,42
Capacida entrada transportable	3.076
IC transportable	1,33

Figura 6.1.24. Índices de cobertura en el escenario demanda punta probable previstos para el año 2013. Fuente: ENAGAS y CNE.

En la figura 6.1.25 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2013, de acu-

erdo con el escenario alto propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW con un índice de simultaneidad del 89%).

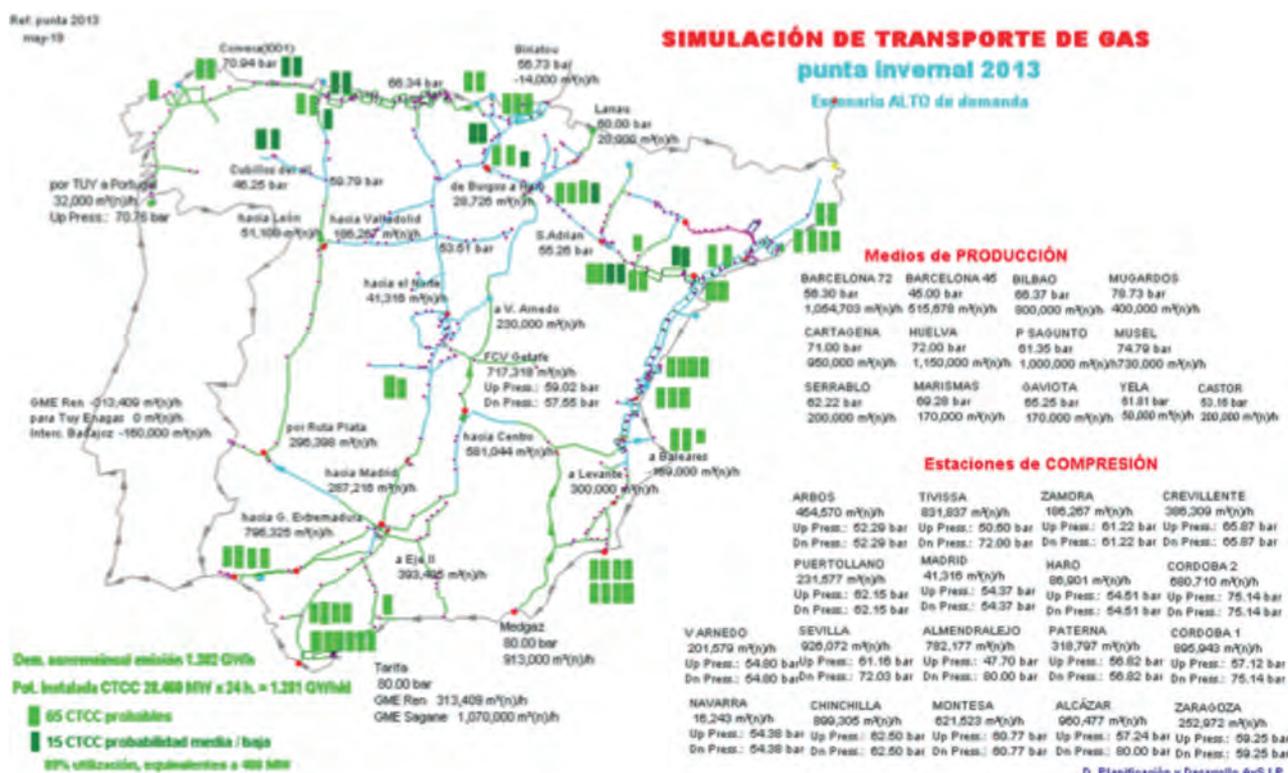


Figura 6.1.25. Funcionamiento del sistema en el año 2013 con el escenario de demanda punta alto por el Gestor Técnico del Sistema. Fuente: ENAGAS

El índice de cobertura calculado sobre las capacidades nominales de entrada asciende al 42%. En función de la capacidad transportable el sistema podría atender 3.076 GWh/día de demanda punta, por lo que existiría un margen de cobertura de la demanda del 33%. El descenso de los valores del índice de cobertura en ambos escenarios, sobre los valores de 2012, resulta de considerar la Conexiones Internacionales bidireccionales y de salida al 70% de su capacidad de exportación cuando

en 2013, como resultado de la primera fase del proceso Open Season de asignación de capacidad España-Francia, la interconexión de Larrau se ampliará hasta un valor de 165 GWh/día en ambos sentidos de flujo.

El gasoducto Guitiriz – Lugo, previsto para diciembre de 2013 resolverá la saturación de la red de distribución de Lugo, por lo que es necesaria su puesta en marcha para tal objetivo.

6.1.3.5 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2014

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.26), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.27) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.28).

2014		
Escenario probable de demanda punta	GWh/día	Nº grupos CC
Convencional	1.328	
Mercado eléctrico	866	65
TOTAL	2.194	65

Figura 6.1.26. Demanda punta prevista para el año 2014. Fuente: CNE
(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW

	Capacidades nominales entrada (GWh/día) (salida)	Capacidades transportables (GWh/día)
Pl. Barcelona	573	573
Pl. Cartagena	402	
Pl. Sagunto	296	
Pl. Huelva	402	
Tarifa	355	
Medgaz	260	1.761
Badajoz	105 (134)	
Yacimientos Nac.	36	
A. Castor	296	
A. Yela	79	
Pl. Bilbao	239	239
Pl. Mugarodos	127	127
Pl. Musel	228	228
Larrau	165 (165)	165
Tuy	12 (57)	12
Irún	0 (5)	0
A. Serrablo y Gaviota	148	148
TOTAL capacidades entrada	3.723	3.253
TOTAL capacidades sin conexiones internacionales	3.441	3.076

Figura 6.1.27. Capacidad de los medios de producción para el año 2014. Fuente: ENAGAS y CNE.

Demanda Punta - Escenario probable	
Convencional	1.328
Sector eléctrico	866
TOTAL E. Central	2.194
<i>70% capacidad salida CI</i>	<i>253</i>
Índice de Cobertura según criterio empleado	
<i>Capacidad entrada nominal</i>	<i>3.441</i>
IC nominal	1,45
<i>Capacida entrada transportable</i>	<i>3.076</i>
IC transportable	1,29

Figura 6.1.28. Índices de cobertura en el escenario demanda punta probable previstos para el año 2014. Fuente: ENAGAS y CNE.

El aumento progresivo de las capacidades de extracción de los almacenamientos, de Castor y Yela, incrementa la capacidad de entrada al sistema. Como resultado, ante la demanda prevista en el escenario probable, en 2014 existiría un margen de cobertura de la demanda del 45% si se tiene en cuenta la capacidad nominal de los puntos de entrada. Si se considera sólo la capacidad de transporte, el índice de cobertura sería del 29%.

Para 2014 existen una serie de proyectos, en consideración, para intensificar el mallado entre zonas, en especial desde la zona centro hacia las zonas norte y noroeste. Si bien parte de estos proyectos han sido trasladados a la Categoría R de infraestructuras cuya entrada en operación no está justificada en el escenario de demanda actual y que serán reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación 2012-2020. Este es el caso también del gasoducto Villar de Arnedo-Castelnou, cuya construcción ha sido aplazada en el actual escenario de demanda. A su vez, la ampliación de la capacidad de emisión de la Planta de Regasificación de Bilbao hasta 1.200.000 m³ (n)/h ha sido catalogado como categoría R. Dentro de los compromisos derivados del resultado del proceso Open Season se hace necesario disponer en 2015 de una capacidad mínima de emisión de 1.000.000 m³ (n) /h que si se encuentra recogido en la Planificación.

Cabe resaltar que el disponer de una capacidad de entrada al sistema gasista excedentaria es positivo, dado que repercute en una mayor seguridad de suministro y en mayores posibilidades y flexibilidad de entrada para los nuevos agentes o para los que ya operan actualmente en el sistema. Asimismo, una distribución más homogénea de las entradas permitiría una configuración de suministros más equilibrada, al acercar las entradas a los consumos y reducir así las necesidades de transporte. No obstante, una sobrecapacidad de entrada también podría propiciar que determinadas elecciones de contratación y utilización de la capacidad contratada por los agentes dieran lugar a configuraciones de suministro físicamente imposibles, teniendo en cuenta la necesidad de utilización mínima de las infraestructuras de entrada y considerando también las limitaciones del sistema de transporte, derivadas de la dificultad de transportar cualquier cantidad de gas, desde cualquier punto de entrada a cualquier salida. A modo de ejemplo, la concentración de contratación de capacidad en la zona sur podría condicionar el suministro del conjunto del sistema, al no cubrir los valores mínimos de contratación y uso de las entradas situadas en la zona norte, necesarias para el correcto funcionamiento de éstas (mínimo técnico) y para el abastecimiento de la demanda local, que no puede ser satisfecha en su totalidad desde el sur debido a las limitaciones físicas del sistema de transporte, que podría verse congestionado.

6.1.3.6 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD N-1.

Fallo de la planta de Barcelona

En consonancia con los criterios contemplados en la Planificación, se han llevado a cabo simulaciones para el análisis de vulnerabilidad del sistema ante el fallo de una de las entradas, en particular, el de la entrada de mayor capacidad, la planta de Barcelona.

Para el periodo invernal de 2010, esto es invierno 2010/2011, el Gestor plantea tres hipótesis de fallo siguientes.

1. Fallo de la emisión de la planta a la red de 45 bar

El escenario de vulnerabilidad definido para esta red contempla una demanda convencional de 120 GWh/día y una demanda eléctrica de 65 GWh/día para los ciclos de Besós y la central térmica de San Adrián.

Ante el fallo de esta red de 45 bar, la demanda sería suministrada por medio del tercer cinturón de Barcelona, que se alimentaría a través de la válvula de laminación 72-45 bar. No obstante, la capacidad máxima de bypass por la válvula de laminación es de 85 GWh/día, mientras que la capacidad máxima de suministro a la red de 45 bar desde el tercer cinturón de Barcelona con este escenario de demanda está en torno a 70 GWh/día. En consecuencia, el total del mercado a interrumpir en esta red sería de 30 GWh/día³⁹.

El Gestor solicitó por tanto 30 GWh/día como interrumpibles tipo B para el periodo invernal. Sin embargo no se han registrado asignaciones de capacidad interrumpible al no haber solicitudes. El consumo de los ciclos de Besós, que actualmente están en pruebas, se considera como interrumpible y una vez que se incorporen se mantendrán como consumo interrumpible al encontrarse en un ramal saturado.

Si las medidas expuestas no fueran suficientes porque la demanda prevista en el programa mensual superase la demanda prevista en el Plan de Actuación en Caso de Emergencia⁴⁰, se pondrían en marcha las medidas de coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico para restringir el consumo de ciclos y centrales convencionales.

2. Fallo de la emisión a 72 bar

Ante este fallo la demanda del tramo Barcelona – Arbós debería cubrirse con la emisión de la planta a 45 bar y la entrada de gas a través de la estación de compresión de Tivissa. En este escenario se considera una demanda convencional de 200 GWh/día y una demanda eléctrica de 130 GWh/día.

El principal cuello de botella estaría en la estación de Tivissa, que aspirando del eje de Levante y del valle del Ebro a unos 40 bar solo conseguiría transportar unos 180 GWh/día. Gracias al retimbrado del Sea – Line, la emisión de la planta de Barcelona a la red de 45 bar es capaz de aportar hasta los 150 GWh/día.

En consecuencia, en este escenario se cubriría la totalidad de la demanda del mercado, aunque sin margen⁴¹. Por ello, el Gestor solicitó 15 GWh/día como interrumpibles tipo B para el periodo invernal considerado, cantidad que ha sido asignada en su totalidad.

Si las medidas expuestas no fueran suficientes porque la demanda prevista en el programa mensual superase la demanda prevista en el Plan de Actuación en Caso de Emergencia, se suspendería el suministro a los nuevos ciclos de Besos, actualmente en pruebas y se pondrían en marcha las medidas de coordinación con REE para restringir el consumo de ciclos y centrales convencionales.

39. 120 GWh/día D. Convencional + 65 GWh/día D. Eléctrica – 85 GWh/día desde la planta – 70 GWh/día desde el tercer cinturón = 30 GWh/día.

40. El Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE) se describe en detalle en el capítulo 8.1 de este informe.

41. 200 GWh/día D. Convencional + 130 GWh/día D. Eléctrica – 150 GWh/día desde la planta a 45 bar – 180 GWh/día desde Tivissa = 0 GWh/día.

De seguir siendo insuficiente, se recurriría también al corte del mercado convencional firme, preservando en todo momento los consumos calificados como servicios esenciales.

3. Fallo simultáneo de la emisión de la planta a 45 y 72 bar

Ante el fallo completo de la planta de Barcelona y bajo las mismas hipótesis de demanda que en el caso anterior, el cuello de botella estaría en la estación de compresión de Tivissa, con lo que el mercado a interrumpir sería de 150 GWh/día⁴².

Según se ha dicho anteriormente, la oferta de peaje interrumpible asignada por el Gestor para el periodo invernal que va desde octubre de 2010 a septiembre de 2011 han sido 15 GWh/día. Por lo tanto, el resto del mercado hasta 150 GWh/día, esto es 135 GWh/día debería ser cortado a los suministros firmes.

Ante una situación como esta se restringiría, en primera instancia, el consumo de los nuevos ciclos de Besos, y se pondrían en marcha las medidas de coordinación con REE para restringir el consumo de ciclos y centrales convencionales. De seguir siendo insuficiente, se recurriría también al corte del mercado convencional firme, preservando en todo momento los consumos calificados como servicios esenciales. En la actualidad no hay antecedentes de fallo en la planta de Barcelona superior a 5 horas de duración.

Para el periodo invernal de 2011, esto es invierno 2011/2012, la evolución de la situación descrita anteriormente sería la siguiente.

1. Fallo de la emisión de la planta a la red de 45 bar

Continúa poniéndose de manifiesto un problema de saturación de transporte secundario en la red de 45 bar de Barcelona, concretamente en las redes que van a Gerona. Quedará paliado con la incorporación del gasoducto Martorell-Sentmenat y el ramal a Besós.

2. Fallo de la emisión a 72 bar

Ante el fallo de la emisión de la planta a 72 bar, la demanda del tramo Barcelona – Arbós debe cubrirse con la emisión de la planta a 45 bar y la entrada de gas por la EC de Tivissa. La demanda convencional en la zona se prevé similar a la del invierno anterior. La cobertura de la demanda al 100% dependerá del consumo de los CTCC's del Valle del Ebro y del Levante, puesto que estos limitan el transporte hacia la EC de Tivissa. En caso de no poder cubrir el 100% de la demanda en la zona 2, se restringiría en primera instancia el consumo de los CTCC's Besós 3 y 4 que se consideran como interrumpibles y el peaje interrumpible de la zona que se hubiese cubierto en la oferta de peaje interrumpible para este período.

Con la entrada en operación de los refuerzos planificados en la duplicación Paterna-Tivissa (2012), la duplicación Castelnou-Tivissa (tercer trimestre 2010), y el tramo Martorell-Hostalric (2012) desaparecerán progresivamente los cuellos de botella de la EC de Tivissa, y la limitación del transporte secundario en Gerona, y se eliminan restricciones de transporte en el Valle de Ebro y Eje de Levante para llevar el gas desde otras zonas a la zona de Cataluña de tal forma que se da cobertura a toda la demanda.

Para los periodos invernales de 2012 y 2013 por tanto, una vez incorporados al sistema las duplicaciones de los gasoductos Paterna-Tivissa y Castelnou-Tivissa, dejarían de existir restricciones de transporte en el Valle del Ebro y Eje de Levante, lo cual haría posible hacer llegar el gas hasta los aledaños de la planta de Barcelona desde otras zonas.

En el año 2013, con la incorporación del gasoducto Martorell-Figueras, se resolverá la saturación actual del gasoducto secundario del prelitoral Montmeló-Gerona ya que a partir de las posiciones de Hostalric y Vilablareix de dicho gasoducto se suministrará parte de la red secundaria. Además, a través del ramal a

42. 200 GWh/día D. Convencional + 130 GWh/día D. Eléctrica – 180 GWh/día desde Tivissa = 150 GWh/día.

Besós que parte de Sentmenat (previsto para el año 2012) se suministrarán los CTCC de Besós, reforzando así las redes de transporte de Barcelona y Gerona

Fallo de la planta de Mugarodos

De acuerdo con los análisis realizados para la elaboración del Plan de Actuación en Caso de Emergencia, el Gestor ha detectado que, junto con Barcelona, la planta de Mugarodos constituye otro de los puntos vulnerables del sistema, en términos de cobertura de la demanda local en caso de fallo de esta infraestructura. Por ello se ha incluido en este análisis de vulnerabilidad N-1.

Para el periodo invernal de 2010, esto es invierno 2010/2011, una hipotética indisponibilidad de la planta de Mugarodos representaría un problema de transporte en la zona noroeste del Sistema, puesto que se podría transportar el gas necesario para cubrir la demanda de la zona de influencia de esta planta, pero sin garantizar la presión definida en las NGTS. Para el invierno 2010/2011 no se prevé la incorporación de ningún refuerzo que mejore la cobertura del mercado en este caso y por el contrario, se incorpora un nuevo CTCC en Soto de Ribera (2011).

Por lo tanto, para la cobertura de la demanda de la zona sería necesario tanto hacer uso del “Acuerdo de asistencia mutua ENAGAS-REN”, que contempla la entrada por Tuy de 27 GWh/día como la contratación de peaje interrumpible para garantizar la cobertura del 100% del mercado firme. Con la incorporación de este nuevo ciclo, la propuesta de oferta de peaje interrumpible en la zona por parte del Gestor ha sido de 43 GWh/día de los que se han llegado a asignar 32 GWh/día para el invierno 2010/2011⁴³.

Para el periodo invernal de 2012 no se prevé la entrada en operación de ningún ciclo adicional

en la zona noroeste, por lo que se consideran los 5 ciclos ya instalados. Está prevista la entrada de la Planta de Musel, el gasoducto Planta de Bilbao-Treto y la duplicación Treto-Llanera. Este bloque de infraestructuras supone un refuerzo importante del Eje Cantábrico, y es necesario en caso de fallo de Mugarodos para cumplir con el criterio N-1 establecido en la Planificación vigente, es decir, que ante fallo total de una entrada se cubre el 100% de la demanda convencional –excepto, en su caso, interrumpible– y el suministro a un mínimo del 90% de los CTCC considerados como necesarios para la cobertura de la demanda eléctrica.

Tanto en el invierno 2012-2013 como en el 2013-2014 se cumple el criterio N-1 de la Planificación: la cobertura del mercado convencional queda garantizada y el índice de cobertura del sector eléctrico es del 97%. Además, cesan las exportaciones por la CI de Tuy.

6.1.4. Capacidad de transporte del sistema. Seguridad de suministro

España es un país sin apenas yacimientos de gas donde existen zonas con altas demandas alejadas de las entradas del sistema, como el centro del país. Por tanto, dado que la construcción de los gasoductos de transporte está íntimamente ligada a la situación, tanto de los puntos de entrada al sistema gasista, como de los puntos donde se produzca la demanda, es comprensible que se realice un importante esfuerzo en el transporte, por la elevada distancia a recorrer.

En el diseño de los gasoductos de transporte y las entradas al sistema, como criterios básicos, se intenta reducir al mínimo la distancia media de transporte, y optimizar el diámetro para aprovechar al máximo las ventajas de las economías de escala.

43. La suma de las aportaciones máximas de gas a la zona es 27 (Tuy) + 66 (EC Zamora) + 31 (Burgos) = 124 GWh/día, que es suficiente para suministrar el 100% de la demanda convencional y el equivalente a 2,4 CTCC's al 100% de utilización. La demanda convencional de la Zona IV (Galicia+Asturias+Cantabria+León) en este escenario asciende a 80 GWh/día.

Además, en un país con la elevada tasa de crecimiento de demanda que había tenido hasta ahora España, en comparación con los valores medios de crecimiento en Europa, había sido aconsejable diseñar los gasoductos con un diámetro suficiente que permitiera tener capacidad para atender la demanda que se pudiera dar en un horizonte no inferior a diez años, añadiendo la compresión adecuada.

No obstante, en el contexto actual de inestabilidad económica, que ha dado lugar a una reducción significativa de la demanda de gas natural, es necesario acompañar y adaptar los proyectos de nuevas infraestructuras de transporte a la nueva senda de previsión de la evolución del consumo, máxime teniendo en cuenta que la Planificación fue llevada a cabo con anterioridad a 2008, año en que se pusieron de manifiesto los primeros síntomas de la citada crisis. De lo contrario, la ejecución de unas infraestructuras sobredimensionadas podría resultar en un incremento notable de los costes de acceso al sistema, con el consiguiente encarecimiento del suministro de gas y perjuicio para los consumidores finales.

Por otra parte, desde el punto de vista de la seguridad de suministro, es aconsejable el aumento del mallado de la red para minimizar los riesgos ante posibles fallos en las entradas del sistema. En este sentido, las grandes infraestructuras previstas en el horizonte de este estudio como la Conexión internacional Medgaz, los almacenamientos subterráneos de Castor y Yela, así como el propio gasoducto Algete – Yela – Villar de Arnedo, responden a este criterio.

Además, las duplicaciones previstas de la red de transporte, junto con las estaciones de compresión asociadas, cuya primera finalidad es el aumento de capacidad de transporte, sirven igualmente para aumentar la garantía de suministro. Son destacables por su magnitud, el eje “Paterna – Tivissa - Barcelona”, el “Tivissa – Castelnou”, el “Villapresente – Burgos”, y el “Treto – Llanera”.

6.1.5. Capacidad de almacenamiento del sistema

En este apartado se analiza, en primer lugar, la capacidad de almacenamiento de los tanques de GNL, verificando los días de autonomía que proporcionan aquellas plantas a las que pertenecen. Posteriormente, se analiza la capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la necesidad de disponer de los días de existencias mínimas requeridas en la legislación. En este sentido, el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, que modifica el real Decreto 1716/2004, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, fija dicha obligación en 20 días de las ventas o consumos de carácter firme de cada comercializador o consumidor directo en mercado.

6.1.5.1 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN TANQUES DE GNL

En una planta de regasificación, las instalaciones de almacenamiento de GNL permiten acoplar las entradas de gas procedentes de las descargas de buques, que se realizan de forma discreta, con las salidas de gas de las plantas por medio de la emisión de éste a la red de transporte, que se realiza de forma continua.

La autonomía de una planta es el parámetro que relaciona la capacidad de almacenamiento con la capacidad de emisión e indica el tiempo que puede estar una planta emitiendo gas natural sin necesidad de que se realice una descarga de GNL en sus instalaciones.

El valor máximo de días de autonomía tiene lugar cuando los tanques están llenos de GNL, siendo entonces el factor determinante de la autonomía de la

planta el régimen de emisión, que puede variar en función de las necesidades del sistema gasista. Es evidente, por tanto, que a menor producción de gas natural mayor será la autonomía de la planta.

Determinar la autonomía de las plantas en los momentos previos a la descarga de un buque de GNL constituye un análisis interesante, pues nos da información sobre la suficiencia de su dimensionamiento para seguir operando en el supuesto de producirse un retraso en la descarga de buques, por ejemplo, por cierres de puertos.

En lo que sigue se analiza, para el horizonte 2010 – 2014, la autonomía de los tanques de GNL en cada una de las plantas de regasificación, suponiendo que operan en continuo a lo valores de producción medios registrados a lo largo de 2010, hasta la fecha de elaboración de este informe, y suponiendo además que el 9% del volumen total de los tanques corresponde a los talones. También se ha considerado que se cumplan las fechas previstas para la puesta en marcha

de las diferentes infraestructuras, de acuerdo con la última información facilitada por sus promotores para la elaboración del Informe de seguimiento de infraestructuras. Se determinan dos valores:

- El máximo número de días de autonomía de cada planta, suponiendo que los tanques están completamente llenos.
- El mínimo número de días de autonomía de cada planta, cuando los tanques se encuentran en los momentos previos a la descarga y disponen de espacio libre para albergar el GNL transportado por un buque grande (p.e. de 125.000 m³ GNL).
- Además la primera columna muestra los valores medios de utilización de la capacidad nominal de regasificación a lo largo de 2010. Para las nuevas plantas de Musel y Tenerife se utiliza la mediana del conjunto de las plantas.

El resultado de este análisis en el horizonte previsto por el informe se muestra en la figura 6.1.27:

	% Medio de producción en 2010	2010		2011		2012		2013		2014	
		min	max								
Barcelona	36%	14,7	19,1	16,9	21,3	16,9	21,3	16,9	21,3	16,9	21,3
Cartagena	29%	25,0	33,0	25,0	33,0	25,0	33,0	25,0	33,0	25,0	33,0
Huelva	49%	15,6	20,3	15,6	20,3	15,6	20,3	15,6	20,3	15,6	20,3
Bilbao	64%	6,8	12,9	6,8	12,9	13,2	19,3	13,2	19,3	13,2	19,3
Sagunto	53%	12,8	18,7	19,0	24,9	19,0	24,9	19,0	24,9	19,0	24,9
Mugarodos	41%	20,5	39,0	20,5	39,0	20,5	39,0	20,5	39,0	20,5	39,0
Musel	45%					9,6	18,3	9,6	18,3	9,6	18,3
Tenerife	45%									4,3	22,8

Figura 6.1.27. Días de Autonomía de Tanques de GNL operando a capacidad nominal. Fuente: CNE

No obstante, como se ha indicado antes, la operación de las plantas no es independiente, y está vinculada a la operación conjunta del sistema, y dependen, tanto del régimen de funcionamiento del resto de entradas del sistema, como de las posibles restricciones existentes en la red transporte que puedan afectarles.

6.1.5.2 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DEL SISTEMA EN RELACIÓN CON LA DEMANDA

El Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, que modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la

diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, establece la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de los agentes que intervienen en el sistema a 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme. Este Real Decreto indica que, para el cómputo de las existencias mínimas de seguridad que deben mantener los sujetos, se tendrán en cuenta las cantidades de gas situadas en los almacenamientos subterráneos (existencias de carácter estratégico, equivalentes a 10 días de las ventas firmes), en éstos o en las plantas de regasificación (existencias operativas equivalentes a 2 días, como media a lo largo del año), o en cualquier tipo de almacenamiento subterráneo o en instalaciones de almacenamiento que no pertenezcan a la red básica de gas natural (existencias operativas equivalentes a 8 días, como media durante el mes de octubre). A estos efectos no se contabilizan las existencias en los yacimientos de origen, las incluidas en los gasoductos del sistema, las cantidades a bordo de buques de transporte de GNL ni el gas existente en almacenamientos subterráneos que no pueda ser extraído por medios mecánicos.

Como ya se tuvo en consideración en el capítulo 5 de este informe, dado que al menos en el mes de octubre de cada año, ha de disponerse de 20 días de existencias mínimas de seguridad, el análisis se realiza en base a los 20 días establecidos.

En la figura 6.1.26 se muestra la capacidad máxima de almacenamiento del sistema, medida en número medio de días de ventas firmes, que se podrían almacenar, que para el periodo 2010 – 2014 fluctuaría entre 47 y 68 días.

Para su cálculo, se ha utilizado la demanda firme del día medio anual correspondiente al escenario central, considerando como hipótesis que el mercado térmico convencional es interrumpible y que todos los nuevos ciclos son firmes y, por tanto, deben disponer de reservas estratégicas. Se ha supuesto que las instalaciones están al 100 % de llenado y no se ha computado el gas inmovilizado (talón de los tanques y llenado de tubo). De acuerdo con la normativa, también se ha considerado el gas colchón que se puede extraer por medios mecánicos, aproximadamente 1/3 del volumen útil de almacenamiento. Para los almacenamientos de Castor y Yela se han contabilizado las capacidades almacenadas de acuerdo al calendario de llenado y operación estimado por sus promotores.

Finalmente, apuntar que como fecha prevista de puesta en marcha de cada infraestructura se ha utilizado la información más actualizada de que dispone esta Comisión en este momento, a través del proceso seguimiento anual de infraestructuras.

	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh
Tanques de GNL Peninsulares	17.527	18.876	21.637	21.637	21.637
Barcelona	3.742	4.172	4.172	4.172	4.172
Cartagena	3.601	3.601	3.601	3.601	3.601
Huelva	3.742	3.742	3.742	3.742	3.742
Bilbao	1.840	1.840	2.761	2.761	2.761
Sagunto	2.761	3.681	3.681	3.681	3.681
Mugaridos	1.840	1.840	1.840	1.840	1.840
Musel	0	0	1.840	1.840	1.840

	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh
Almacenamientos Subterráneos (Gas útil + Extraíble Medios Mecánicos)	27.500	27.500	37.380	41.018	50.037
Serrablo	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531
Gaviota	17.969	17.969	17.969	17.969	17.969
Castor	0	0	9.880	9.880	17.435
St. Bárbara (Yela)	0	0	0	3.638	5.102
TOTAL ALMACENAMIENTO (GWh)	45.027	46.376	59.016	62.654	71.674
Demanda firme anual estimada (aprox. 10% interrumpible anual)	353.361	352.076	362.869	373.961	385.321
Demanda firme media diaria	968	965	994	1.025	1.056
Capacidad almacenamiento máximo sistema (días)	47	48	59	61	68

Figura 6.1.26. Capacidad de los almacenamientos en relación con la demanda. Fuente: CNE

Respecto a los resultados obtenidos se deben hacer las siguientes matizaciones.

- Desde la entrada en vigor del Real Decreto 1766/2007 ya no se pueden computar como existencias mínimas, el volumen de gas de los buques en tránsito o pendientes de descargar. Esto habría supuesto (considerando un promedio de un metanero de 125.000 m³ de GNL en camino o pendiente de descarga en cada una de las plantas en funcionamiento) en función del año, una capacidad de almacenamiento adicional de más de 5 días.
- Se aprecia un incremento generalizado de la capacidad máxima de almacenamiento, expresada ésta en número de días de suministro de la demanda firme, en relación con el informe marco del año anterior. Este incremento se debe, en su mayor parte, al crecimiento esperado de la capacidad de almacenamiento subterráneo, en particular, a la puesta en marcha de los proyectos de Castor y Yela, así como a las menores expectativas de crecimiento de la demanda.
- La reducción de las exigencias de mantenimiento de reservas estratégicas y operativas hasta los 20 días (desde los 35 días requeridos anteriormente), establecidos por el ya mencionado RD 1766/2007, se encuentra más acorde con la realidad física del

sistema, máxime si se tiene en cuenta la utilización de los almacenamientos subterráneos como almacenamiento estacional (que se llenan en verano y se vacían en invierno) y la operativa diaria de las plantas de regasificación, que no permiten utilizar de forma continua su capacidad máxima de almacenamiento. No obstante, de cumplirse las fechas previstas para los nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo, hacia el final del periodo considerado el sistema podría contar con una capacidad significativamente superior a lo que viene estando acostumbrado.

6.1.5.3 DISPONIBILIDAD DEL GAS ALMACENADO COMO EXISTENCIAS DE SEGURIDAD

El mantenimiento de unos niveles mínimos de existencias de seguridad tiene por objetivo asegurar el suministro en caso de producirse situaciones de restricción en el abastecimiento de gas hacia España. En ese supuesto, resulta necesario analizar la disponibilidad del gas almacenado, es decir, la velocidad a la que se pueden llevar las existencias de gas a los consumidores españoles.

La disponibilidad de las existencias dependerá del tipo de almacenamiento considerado: el gas de

gasoductos es de utilización inmediata, el gas en plantas de regasificación depende de la capacidad de regasificación y de la demanda, y puede ser movilizado muy rápidamente. La disponibilidad del gas almacenado en los almacenamientos subterráneos depende de la capacidad de extracción, así como de la capacidad de conexión de estos almacenamientos con la red de gasoductos.

La Figura 6.1.27 relaciona la capacidad de extracción de los almacenamientos con la capacidad de emisión del sistema para el periodo 2010 - 2014.

En todo el periodo, 2010 – 2014, la capacidad de extracción de los almacenamientos fluctúa entre un 5% y un 14% de la capacidad de emisión total del sistema⁴⁴. Estos valores son consecuencia directa de las ampliaciones y nuevas puestas en funcionamiento de las entradas del sistema y nuevos almacenamientos subterráneos que se llevarán a cabo durante estos años. El incremento de la capacidad de emisión de los almacenamientos respecto de la capacidad total del sistema al final del periodo considerado se debe, en su mayor parte, a la progresiva puesta en marcha de los proyectos de Castor y Yela.

Capacidades de producción sistema (GWh/día)	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad Producción TOTAL	2.614	2.880	3.254	3.384	3.538
Capacidad Producción AASS	145	145	296	361	515
Capacidad Producción Barcelona	544	544	544	544	544

Cobertura de la demanda con AASS	2010	2011	2012	2013	2014
Sobre la producción total	5,6%	5,0%	9,1%	10,7%	14,5%
Sobre la producción de Barcelona	26,7%	26,7%	54,5%	66,4%	94,6%

Figura 6.1.30: Comparación entre la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos con la capacidad de emisión del sistema y la capacidad de extracción de la planta de Barcelona. Fuente: ENAGAS y CNE.

En relación a lo que representa la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos respecto de una de las entradas del sistema, esto es, indisponibilidad simple o N-1, si se realiza la comparación con la capacidad de emisión de la planta de Barcelona por ser el punto con mayor capacidad de entrada del sistema, el grado de cobertura, en 2010, estaría en torno al 27%, mientras que al final del periodo la capacidad de emisión de los almacenamientos se situaría en torno al 95%. Esto quiere decir que, hacia 2014 la capacidad de emisión de los almacenamientos sería teóricamente capaz de suplir el fallo completo de la planta de Barcelona. No obstante, este resultado debe interpretarse teniendo en cuenta que los cálculos se han realizado considerando exclusivamente las capacidades de entrada

al sistema, sin valorar las posibles restricciones del sistema de transporte así como la fecha de puesta en marcha efectiva de cada una de las infraestructuras implicadas.

6.1.6 Suministro de gas natural licuado en camiones cisterna

La carga de cisternas es una actividad de operación discontinua, la cual tiene lugar en las plantas de regasificación de forma independiente a la propia de regasificación del GNL que, por el contrario, se desarrolla de manera continua. En la actualidad, existen en España 14 cargaderos de cisternas que permiten la carga de unas de 235 cisternas diarias. Nueve de estos cargaderos se localizan en las ter-

44. A la capacidad total de las infraestructuras de entrada se han añadido 100 GWh/día, en concepto de almacenamiento operativo en gasoductos. Este valor es algo inferior al realmente usado el día de máxima demanda del sistema, en el mes de diciembre de 2007.

minales de regasificación propiedad de ENAGAS, Sagunto y Mugardos tienen dos cada una y el restante se encuentra en la planta de Bilbao.

La figura 6.1.30 muestra la capacidad de los cargaderos de camiones cisterna existentes en España.

Planta de Regasificación	Nº de cargaderos	Capacidad de carga cisternas/día	Capacidad de carga (*) GWh/día
Barcelona	3	50	15
Cartagena	3	50	15
Huelva	3	50	15
Bilbao	1	15	4,5
Sagunto	2	35	10,5
Mugardos	2	35	10,5
TOTAL	14	235	70,5

Figura 6.1.30. Capacidad de los cargaderos de camiones cisterna por planta de regasificación en España. Fuente: ENAGAS y BGG

(*) Capacidad camión cisterna estándar: 0,3 GWh

Durante el año 2009, se cargaron en las plantas cisternas de GNL por un valor de unos 11.419 GWh. La entrada en funcionamiento de los gasoductos de transporte previstos en la Planificación, como el Eje transversal, posibilitan el suministro de gas por gasoducto a nuevas zonas antes abastecidas mediante plantas satélites, lo que ha disminuido las necesidades de capacidad para el suministro de gas por medio de cisternas de GNL descongestionando la carga de éstas.

La planta de regasificación de Gran Canaria, promovida por la sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, supone la construcción de una terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL con las correspondientes instalaciones marítimas para descarga de metaneros de 140.000 m³. La planta consistirá en un tanque de GNL de 150.000 m³ de capacidad de almacenamiento y una capacidad de emisión de 150.000 m³(n)/h, que se consideran suficientes para atender inicialmente la demanda insular. La planta se emplazará en el polígono industrial de Arinaga, en el término municipal de Agüimes.

6.1.7. Sistemas extrapeninsulares

6.1.7.1 CANARIAS

Los planes de gasificación en la Comunidad Autónoma de Canarias prevén la construcción de dos plantas de regasificación, una en la isla de Gran Canaria y otra en la isla de Tenerife, con previsión de puesta en marcha, según la Planificación desarrollada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, en el año 2009 y 2010 respectivamente. Ambas plantas están clasificadas con categoría A en la Planificación y su dimensionamiento se ha hecho teniendo en cuenta la demanda eléctrica presente y futura, y la demanda convencional de gas natural prevista. Asociados a la construcción de ambas plantas se desarrollarán los gasoductos para el suministro de gas natural a los ciclos combinados previstos.

En relación con la terminal de regasificación de Tenerife, que será gemela a la anterior, se emplazará en el puerto de Granadilla.

No obstante, de acuerdo con las últimas previsiones facilitadas por el promotor de las plantas, las fechas de entrada en operación de las mismas serán, 2014 para la planta de Tenerife y 2015 en el caso de la de Gran Canaria.

En Gran Canaria, inicialmente el gas natural suministrado se destinará a cubrir la demanda de gas para generación eléctrica. Se espera, el desarrollo de gasoductos de transporte asociados a la construcción de la planta, con una longitud conjunta de aproximadamente 51 km, que conectarían la terminal de regasificación con Las

Palmas de Gran Canaria y con San Bartolomé de Tirajana, alimentando a las centrales térmicas de Tirajana y Jinámar, así como a clientes domésticos e industriales.

En Tenerife, además del suministro inicial para generación eléctrica, se pretende suministrar gas a la refinería existente en la isla. Para dichos suministros, así como para clientes domésticos e industriales, se desarrollará un gasoducto de transporte, con una longitud de aproximadamente 49 km, que conectarían la terminal de regasificación con Santa Cruz de Tenerife.

6.1.7.2 ISLAS BALEARES

A finales del mes de septiembre de 2009 se puso en marcha el gasoducto de interconexión entre la península y las islas de Ibiza y Mallorca, que permite la gasificación y el suministro de los ciclos combinados y centrales bicom bustibles situados en ellas.

El gasoducto de interconexión Peninsular-Insular presenta una longitud total de 332 km con un tramo peninsular de 65 km y 24" y otro submarino de 267 km y 20". La profundidad máxima del tramo submarino no supera los 1.000 m.

Este gasoducto se complementa con diferentes tramos insulares que atenderán la demanda de la zona. En 2012 está prevista la ampliación de la red de transporte de Mallorca a través del gasoducto Son Reus- Inca- Alcudia.

En Mallorca se distribuía gas propanado a cerca de 90.000 clientes, a los que se les está realizando el cambio a gas natural.

6.1.8 Cobertura de la demanda en territorio peninsular con las infraestructuras previstas

En las figuras 6.1.31 y 6.1.32 se recopila la información extraída a lo largo de las simulaciones incluidas en apartados anteriores, en relación con el grado de cobertura de la demanda en base a la capacidad de entrada disponible. En la primera de ellas, el grado de cobertura se ha calculado teniendo en cuenta la capacidad transportable del sistema gasista, mientras que en la segunda figura, el grado de cobertura se calcula sin tener en cuenta las restricciones que impone el sistema de transporte sobre la capacidad nominal/contractual de las infraestructuras de entrada. Para el cálculo de este índice se ha seguido el criterio de considerar las infraestructuras de entrada (plantas de regasificación, conexiones internacionales no reversibles de Tarifa y Medgaz) según su capacidad nominal, y las conexiones internacionales reversibles y de salida al 70% de su capacidad nominal de salida. Este criterio es bastante restrictivo al suponer que las conexiones bidireccionales no son usadas como entradas pero sí como salidas a un ratio elevado. La demanda diaria punta corresponde a la estimada en el capítulo 3 de este informe en el escenario de la CNE.

(GWh/día)	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda Escenario Central	1.977	2.002	2.062	2.125	2.194
Capacidad Transportable	2.357	2.361	3.044	3.076	3.076
70% utilización CI de salida	144	158	158	253	253
Grado de cobertura (E. Central)	112%	110%	140%	133%	129%

Figura 6.1.31. Índices de cobertura en el escenario de demanda punta central previsto, teniendo en cuenta la capacidad transportable simulada por el GTS. Fuente: Enagas y CNE.

(GWh/día)	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda Escenario Central	1.977	2.002	2.062	2.125	2.194
Capacidad Nominal de entrada	2.536	2.796	3.214	3.279	3.441
70% utilización CI de salida	144	158	158	253	253
Grado de cobertura (E. Central)	121%	132%	148%	142%	145%

Figura 6.1.32. Índices de cobertura en el escenario de demanda punta central previsto, teniendo en cuenta la capacidad nominal simulada por el GTS. Fuente: Enagas y CNE.

Teniendo en cuenta la capacidad transportable del sistema, se observa que el grado de cobertura de la demanda punta estimada en el escenario central se mantiene por encima del 10% considerado en los criterios de planificación. La posterior entrada en operación de infraestructuras que amplían la capacidad de vehiculación eleva este margen hasta un valor por encima del 30% en el resto de los años del periodo considerado.

Por otro lado, teniendo en cuenta la capacidad nominal del sistema, esto es, sin considerar las restricciones en el transporte sino únicamente las capacidades de entrada al sistema, el grado de cobertura de la demanda punta estimada en el escenario central se sitúa en un mínimo del 21%, llegando a alcanzar el 48% en el invierno 2012/2013.

Se incide, por tanto, en la necesidad de coordinar y acompañar el desarrollo de las infraestructuras de entrada al sistema, con el desarrollo de las infraestructuras de transporte, y ambas teniendo en cuenta

los márgenes y criterios relativos a la cobertura de la demanda y seguridad de suministro, establecidos en la Planificación. De lo contrario, se podría estar dotando al sistema de una capacidad de entrada excedentaria sin utilidad efectiva, al no verse respaldada por una capacidad de transporte suficiente y, por lo tanto, se podría incurrir en unos sobrecostes innecesarios para el sistema, que en última instancia, serían repercutidos a los consumidores, con el consiguiente perjuicio de éstos.

En el caso de fallo de la mayor entrada al sistema, que es la planta de Barcelona, en la siguiente figura se muestra el grado de cobertura de la demanda en función del escenario central de demanda punta, bajo dos hipótesis distintas: teniendo en cuenta la demanda punta total, y considerando únicamente la demanda firme. Todo ello, bajo la hipótesis de que no existiesen restricciones / congestiones en la capacidad de transporte, y computando las conexiones bidireccionales operando sólo como salida al 70% de su capacidad.

(GWh/día)	Sin Barcelona: Criterio N-1				
	2010	2011	2012	2013	2014
Escenario Central	92%	104%	119%	118%	117%
Escenario Central sin interrumpible	96%	108%	123%	123%	122%

Figura 6.1.33: Grado de cobertura en situación n-1. Fuente CNE

En la actualidad, la interrumpibilidad se puede aplicar desde dos vías: una regulada, a través del peaje interrumpible a consumidores que se encuentran en gasoductos saturados; la otra interrumpibilidad es de tipo comercial, y aplica en función de contratos libremente pactados entre comercializador y consumidor.

La interrumpibilidad regulada a través de peaje es la que se muestra en el capítulo 3.1, dedicado a la demanda. Se define de forma anual en función de las condiciones de saturación de los distintos gasoductos del sistema. Su estimación a medio-largo plazo depende de las posibilidades de ubicación de demanda, que son, en parte, externas a los agen-

tes que intervienen en la elaboración del presente informe. Asimismo, la interrumpibilidad comercial se instrumenta a través de contratos firmados entre el consumidor final y el comercializador en condiciones libremente pactadas.

Según se muestra en el capítulo 2 de este informe, en el año 2009 la demanda interrumpible fue de 32.510 GWh, esto es aproximadamente un 8% de la demanda total. De ésta, 22.337 GWh fueron suministrados a través de peaje interrumpible (que suponen el 5,5% de la demanda total), mientras que el resto tuvo carácter exclusivamente comercial. Para la simulación de los años siguientes se ha supuesto un escenario continuista en este sentido.

Se puede observar que en el escenario de punta central, bajo la hipótesis de demanda punta total, incluyendo firme e interrumpible, salvo en el invierno 2010/2011, el sistema estaría en condiciones de suministrar completamente esa demanda en situación de fallo de la planta de Barcelona, en el caso de no existir congestiones en la red de transporte.

6.1.9 Conclusiones sobre el funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2010 – 2014.

1. Considerando el sistema gasista en su conjunto, tras la entrada en funcionamiento de las ampliaciones de las plantas existentes, así como los proyectos en curso y planificados según las fechas de puesta en marcha previstas por los promotores, y el escenario central de implantación de ciclos combinados, el grado de cobertura de la demanda oscila entre el 121% y el 145% si se tiene en cuenta la capacidad nominal de las entradas (aplicando el criterio de índice de cobertura

comentado) y, por lo tanto, se cumple sobradamente el criterio de protección considerado en la planificación, al disponer el sistema de un mínimo del 10 % de capacidad excedentaria.

Si en lugar de la capacidad nominal se tiene en cuenta la capacidad transportable, esto es, la capacidad de vehiculación de gas que tiene la red de gasoductos y que condiciona las capacidades de emisión de los puntos de entrada, el grado de cobertura de la demanda punta del escenario central con el criterio de cálculo empleado oscila entre el 112 % y el 129%; en este caso también se cumple el criterio de cobertura mínimo del 10%.

Se incide, por tanto, en la necesidad de coordinar y acompasar el desarrollo de las infraestructuras de entrada al sistema, con el desarrollo de las infraestructuras de transporte, y ambas teniendo en cuenta los márgenes y criterios relativos a la cobertura de la demanda y seguridad de suministro, establecidos en la Planificación. De lo contrario, se podría estar dotando al sistema de una capacidad de entrada excedentaria sin utilidad efectiva, al no verse respaldada por una capacidad de transporte suficiente y, por lo tanto, se podría incurrir en unos sobrecostes innecesarios para el sistema, que en última instancia, serían repercutidos a los consumidores, con el consiguiente perjuicio de éstos.

El criterio de seguridad denominado N-1 (atender la demanda en caso de fallo de alguna de las entradas al sistema, en particular, de la mayor de ellas, la planta de Barcelona) se cumple en el escenario de punta central, cubriendo durante todo el periodo, la totalidad de la demanda punta, en el caso de no existir congestiones en la red de transporte.

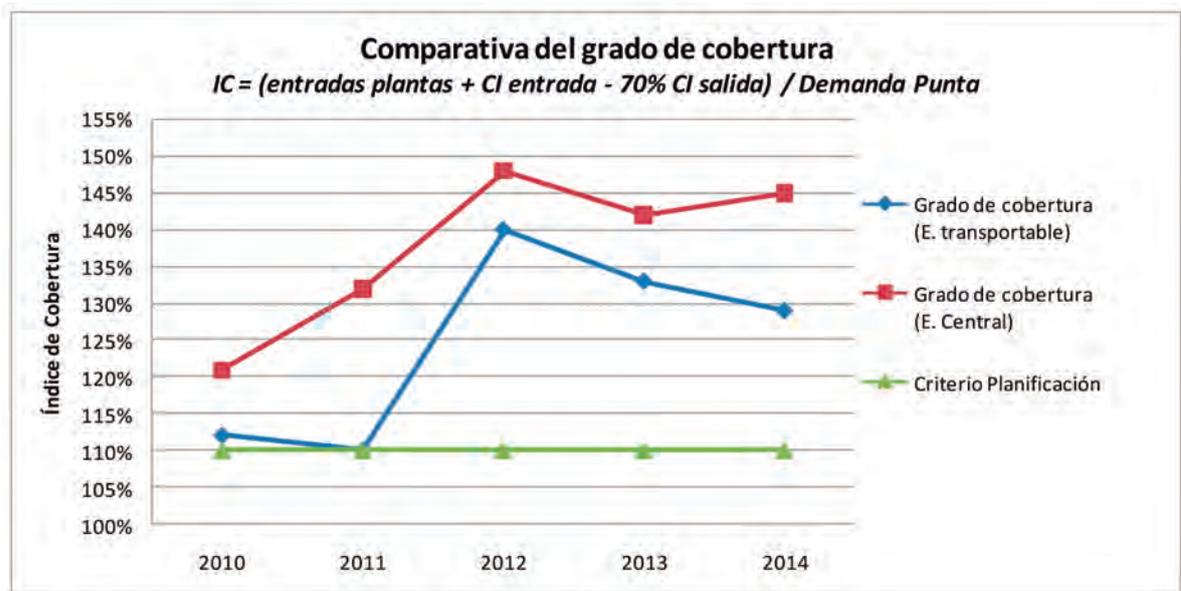


Figura 6.1.38. Grados de cobertura de la demanda punta en dos situaciones: teniendo en cuenta la totalidad de la capacidad nominal de entrada y considerando únicamente la capacidad disponible tras tener en cuenta las restricciones del sistema de transporte (capacidad transportable). Cálculo según criterio definido. Fuente: CNE.

2. A la vista del presente informe se consideran como infraestructuras más relevantes para los próximos años las siguientes:

- Refuerzo del Eje Levante y nudo Tivissa, con la duplicación del gasoducto Paterna – Tivissa. Contribuirá a eliminar la congestión del Eje del Levante y a suplir un hipotético fallo de la planta de Barcelona.
- Refuerzo del Eje Central, que consta de los gasoductos Zarza de Tajo – Yela, Yela - Villar de Arnedo y de la estación de compresión de Villar de

Arnedo, así como del propio almacenamiento de Yela y de la conexión de éste por gasoducto hasta Algete. Permitirán comunicar el almacenamiento de Yela con el sistema y conectar las zonas gasista Centro y Valle del Ebro, incrementando de forma notable la capacidad de vehiculación de gas dirección sur – norte y disminuyendo, por tanto, las probabilidad de que se produzcan situaciones de congestión por falta de capacidad de transporte. Además estas infraestructuras son necesarias de cara al aumento de la capacidad de vehiculación a través de la C.I. de Larrau en 2013.

6.2. Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema eléctrico en el periodo 2008 a 2016

La planificación de la red de transporte atiende a tres tipos de criterios: técnicos, económicos y estratégicos, que están relacionados entre sí.

Los criterios técnicos persiguen el cumplimiento de los requisitos de seguridad y fiabilidad para las futuras configuraciones de la red, requisitos que han de ser coherentes con los criterios técnicos establecidos en los procedimientos de operación del sistema.

Los criterios económicos permiten decidir entre las distintas opciones alternativas resultantes tras la aplicación de los criterios técnicos.

Se incorporan al plan de desarrollo las instalaciones que aporten beneficios económicos al sistema, evaluados por el ahorro de costes que significa su puesta en servicio. La función objetivo a minimizar es la siguiente:

Costes de instalaciones + Costes de operación

Cada nueva instalación de la red objeto del análisis producirá un determinado efecto en los componentes de la función objetivo.

- Los costes de instalaciones incluyen la valoración de la inversión asociada a las instalaciones que conforman cada actuación de los programas de desarrollo de la red de transporte, así como los costes de operar y mantener las mismas. Para la cuantificación de los costes de instalaciones se considera una amortización de duración igual a la vida estimada de las mismas.
- Los costes de operación evalúan los costes variables de explotación derivados de la expansión de la red de transporte. Estos costes están asociados a las pérdidas de transporte y a las restricciones técnicas que se producen en el sistema. La evaluación de los costes de operación se realiza utilizando un modelo de explotación anual en el que, considerando un perfil de precios, se simulan un

elevado número de estados del sistema empleando una perspectiva probabilística de acuerdo con las hipótesis consideradas en los escenarios.

Las instalaciones que forman el plan de desarrollo son aquellas que permiten minimizar la función objetivo, es decir, los costes del sistema para alcanzar el nivel de fiabilidad mínimo establecido para la red de transporte en el Real Decreto 1955/2000 expresado en un tiempo de interrupción equivalente a la punta del sistema de 15 minutos por año. El valor otorgado a la energía no suministrada es el que garantiza, mediante el desarrollo de la red de transporte, el nivel de fiabilidad requerido.

Los refuerzos necesarios para la evacuación de la nueva generación se determinan en base a los informes sobre las solicitudes de acceso, teniendo en cuenta que dicho acceso sólo se puede denegar cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir con los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema y, en este caso, se deben proponer alternativas de acceso en otro punto de conexión o de realización, si ello fuera posible, de los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso.

La incorporación de toda nueva instalación debe realizarse de forma que las operaciones de conexión y desconexión al sistema no provoquen una degradación de la topología de la red de transporte ni de su operación, para ello se establecen ciertos criterios como son:

- Limitación del número de nudos no mallados entre dos nudos mallados.
- Limitación en la concentración de generación en un nudo.
- Coordinación entre los planes de desarrollo de la red de transporte y de las redes de distribución para conseguir la máxima eficiencia desde el punto de vista económico y el medioambiental, evitando

en lo posible redundancias innecesarias tanto en la red de distribución como en sus apoyos desde la red de transporte.

- Las configuraciones preferentes para el diseño de los nuevos elementos de la red de transporte, establecidas en los Procedimientos de Operación del Sistema 13.1 y 13.3, son las siguientes:

- Línea de 400 kV de doble circuito con conductor Cóndor en triplex.
- Línea de 220 kV de doble circuito con conductor Gull en dúplex.
- Subestación de 400 kV en interruptor y medio o anillo evolucionable.
- Subestación de 220 kV en interruptor y medio, anillo evolucionable o doble barra con acoplamiento.

- Las subestaciones se construirán preferentemente con tecnología de aislamiento en aire salvo que, por condicionantes de espacio, medioambientales, o de otro tipo, sea necesario utilizar tecnología con aislamiento blindado o mixto.

- Las subestaciones existentes de simple barra o doble barra que se amplíen, y en su estado final alcancen cuatro o más posiciones sin contar el posible acoplamiento, deberán evolucionar a una configuración de las recogidas en el Procedimiento de Operación del Sistema 13.3.

- Debido a la incidencia en inversión, operación, mantenimiento, detección de fallos y reparación principalmente, los soterramientos de líneas serán objeto de estudios específicos, evitándose como criterio general los soterramientos parciales que den lugar a tramos discontinuos aéreo-subterráneo en la misma línea.

- En situaciones excepcionales para la definición de los nuevos refuerzos de la red de transporte se podrán considerar líneas con tres o más circuitos incluso de distinto nivel de tensión. Estas instalaciones atenderán la demanda de nuevos refuerzos en el caso de detectarse grandes dificultades para la construcción de nuevas líneas en simple y/o doble circuito convencionales. Sin embargo, el diseño de estas instalaciones multicircuito habrá de tener en cuenta la posibilidad de hacer descargos para trabajos de mantenimiento en uno cualquiera de

los circuitos permaneciendo el resto trabajando en tensión, así como la incidencia de su contingencia en el comportamiento del sistema.

6.2.1. Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica

De acuerdo con la información aportada por el gestor del sistema tanto en la planificación como en el programa anual de instalaciones de las redes de transporte, las actuaciones en la red de transporte de energía eléctrica necesarias a lo largo del horizonte de planificación 2008-2016 pueden ser clasificadas atendiendo a las siguientes motivaciones:

- MRdT: Mallado de la Red de Transporte: estas actuaciones se derivan de la necesidad de garantía de suministro general y local, constituyendo la motivación fundamental en el conjunto de las actuaciones.

- Clnt: Conexiones internacionales: son las actuaciones asociadas con el refuerzo de las líneas de conexión internacional, integradas en la necesidad de aumento de la capacidad de intercambio del sistema, en particular con los sistemas periféricos y especialmente con el sistema europeo.

- ATA: Alimentación del Tren Alta Velocidad: actuaciones asociadas a los requisitos de alimentación eléctrica a cargas singulares, especialmente exigibles por los nuevos trenes de alta velocidad previstos.

- EvRO: Evacuación de generación de régimen ordinario: son las actuaciones asociadas a la evacuación de los grupos de generación en régimen ordinario.

- EvRE: Evacuación de generación en régimen especial (eólica, tratamiento de purines, etc.). Actuaciones asociadas a las previsiones de instalación de nueva generación de régimen especial (eólica, solar, etc.) y que hacen necesario no sólo el refuerzo de líneas, sino la de actuaciones de evacuación directa a la RdT mediante nuevas subestaciones.

- ApD: Apoyo a la distribución y demanda de grandes consumidores, excepto ATA. Son las actuaciones asociadas a la necesidad de garantizar el suministro local.

Las instalaciones se han identificado según la función que cumplen en el sistema como:

- Instalaciones estructurales: solucionan los problemas que afectan al buen funcionamiento del sistema en su conjunto en el horizonte y escenarios estudiados.
- Instalaciones de conexión: facilitan el enlace con la red de transporte de centrales de generación, subestaciones de distribución y consumidores.

A continuación se exponen, para cada una de las seis zonas de explotación en que se divide el sistema eléctrico peninsular español y para el sistema insular, las actuaciones en la red de transporte necesarias para los próximos ejercicios, así como su justificación cualitativa.

Estas actuaciones se clasifican, dependiendo de sí su ejecución este o no condicionada al cumplimiento de alguna condición previa, en los siguientes tipos:

- Actuaciones tipo A: Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante
- Actuaciones tipo B1: Actuaciones de conexión condicionadas con incertidumbre moderada en cuanto a su ejecución
- Actuaciones tipo B2: Actuaciones de conexión condicionadas con incertidumbre media-alta en cuanto a su ejecución

ZONA NOROESTE: GALICIA

El desarrollo de la red en Galicia viene dado principalmente por la necesidad de:

- Interconexión con Portugal

Para incrementar la capacidad de interconexión y la seguridad de operación, se malla la red de 400 kV de los sistemas español y portugués en la zona del río Miño. Inicialmente estaba previsto realizar dicho refuerzo mediante un nuevo eje de 400 kV entre Pazos de Borbén y Vila do Conde, en el que el tramo español

sería construido para doble circuito pero instalándose inicialmente sólo uno. Dicha interconexión implicaba el desarrollo de la red de 400 kV de la zona suroeste de Galicia mediante el doble circuito (D/C) Cartelle-Pazos de Borbén 400 kV y una nueva unidad de transformación 400/220 kV en la subestación de Pazos de Borbén. Desarrollo que contempla:

- Instalación de nuevos grupos térmicos de ciclo combinado a gas natural.
- Refuerzo de la red de apoyo a distribución en la zona de A Coruña, a través de dos nuevas subestaciones, Ventorrillo 220 kV y S.Marcos 220 kV, así como mallados adicionales de estas subestaciones con la red existente.

Sin embargo, las instalaciones, recogidas en la planificación 2008-2016, relacionadas con la nueva interconexión Norte con Portugal resultan inviables en su configuración original, en concreto el D/C Cartelle-Pazos de Borbén 400 kV que necesitaría de dos posiciones nuevas en Cartelle 400 kV, resulta inviable por no ser admisible la entrada con un nuevo doble circuito a la subestación ya que un nuevo circuito en aéreo a 400 kV desde Pazos a la frontera con Portugal de forma directa resulta imposible debido a la elevada presencia de construcciones dispuestas de forma atomizada y al aeropuerto de Vigo con la servidumbre física y radiométrica asociada. De esta manera la alternativa que se contempla a las actuaciones originales es construir dos nuevas subestaciones de 400 kV: Boboras como entrada/salida de Mesón-Cartelle conectada con O Covelo con transformación 400/220 kV y añadir un circuito de 220 kV entre O Covelo y Pazos para reforzar la alimentación a Vigo.

De esta forma la interconexión con Portugal se formaría mediante el circuito O Covelo-Frontera de 400 kV.

Adicionalmente, se han planificado las siguientes subestaciones:

- Nueva subestación en Puentes García Rodríguez 400 kV: para resolver los problemas de máxima concentración de generación en la subestación existente.

- Aluminio 400 kV: para mallado y refuerzo de la red de transporte, apoyo adicional a la red de distribución del norte de Lugo y refuerzo de la actual alimentación de la demanda industrial de la zona.
- Cornido 400 kV y Lugo 400 kV: para apoyo a la red de distribución en las zonas de El Ferrol y Lugo respectivamente.
- Balaídos 220 kV, N.Vigo 220 kV, Villagarcía 220 kV y Nueva Dumbria 220 kV: representan refuerzos de alimentación a distintos mercados locales.

Las actuaciones específicas en Galicia para la alimentación de las demandas singulares, en concreto para trenes de alta velocidad (TAV), se plasman en las nuevas subestaciones de 220 kV de Piñor y Tomeza y en la nueva subestación de Masgalán 400 kV.

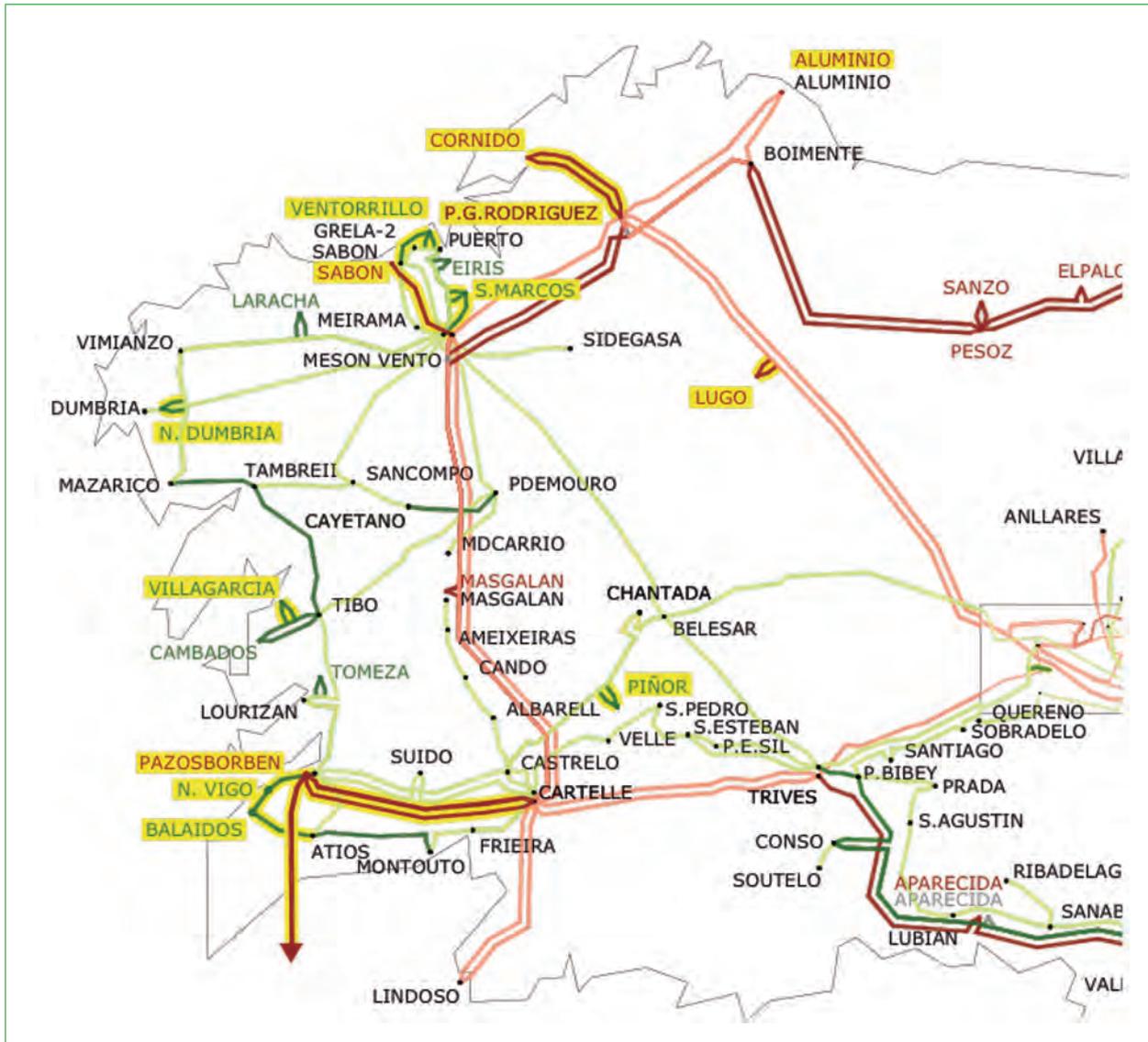


Figura 6.2.1. Actuaciones planificadas en la zona noroeste: Galicia. Periodo 2008-2016

ZONA NORTE: ASTURIAS, CANTABRIA Y PAÍS VASCO

El desarrollo de la red de transporte en estas CCAA viene dado principalmente por la necesidad de apoyar el mercado local y facilitar la evacuación de la generación localizada (Asturias). Entre dichas actuaciones cabe destacar:

- Mejorar la garantía de suministro en Irún mediante un segundo nuevo circuito de 220 kV.
- Incrementar la capacidad de exportación de España a Francia con el aumento de la capacidad de la línea Arkale-Hernani 220 kV mediante el cambio del conductor.
- Dar una alternativa de suministro a Castro-Urdiales desde La Jara 220 kV, puesto que los estudios de implantación han puesto de manifiesto la inviabilidad de realizar los apoyos que estaban previstos desde Abanto y desde Cicero.
- Nuevo eje de D/C de 400 kV Tabiella-Carrió-Costa Verde-Valle del Nalón-Sama, que permitirá cerrar un anillo de 400 kV en la zona central de Asturias. Con objeto de minimizar el impacto de este nuevo eje, se considera la posibilidad de aprovechamiento de trazas existentes: líneas Tabiella-Carrió 220 kV, Carrió-Uninsa 132 kV y Tanes-Pumarín 132 kV. Ello proporciona asimismo la posibilidad de apoyo desde la red de 400 kV a la red de distribución de 132 kV.
- Nueva subestación de Tamón 400 kV motivada por evacuación de generación, con transformación a una nueva subestación de Tamón 220 kV que permitirá dar apoyo a la demanda en la zona de Avilés, para lo cual es necesario también la repotenciación de la línea Soto-Trasona 220 kV, que actualmente está fuera de servicio en condiciones normales.
- Nueva subestación de Sama y modificación de la línea D/C Lada Velilla:
 1. Se incorpora una nueva subestación próxima a la actual Lada, denominada Sama, que recoge todas las instalaciones de

transporte planificadas en Lada, sin perjuicio de la funcionalidad actual y futura de las instalaciones de generación y distribución existentes y proyectadas en el emplazamiento de Lada.

2. Con respecto a la línea Lada-Velilla las siguientes modificaciones topológicas: un doble circuito Sama-Velilla 400 kV y una entrada/salida del segundo circuito de la línea Lada-Velilla 400 kV, en la nueva subestación de Valle del Nalón 400 kV.
3. Eliminar la T1 La Jara y T2 La Jara, y hacer una nueva conexión de la subestación de La Jara 220 kV, así como ampliar la subestación.

Adicionalmente, se han planificado las siguientes subestaciones:

- Mataporquera 400 kV: como refuerzo estructural que apoya a la red de 220 kV.
- Una nueva subestación en Villallana 220 kV, conectada en doble circuito con La Pereda y Soto, para compatibilizar los accesos de demanda en Villallana y Ujo, y de generación en La Pereda.
- Piélagos 220 kV, S. Claudio 220 kV, Labarces 220 kV, Silvota 220 kV y El Abra 220 kV : representan refuerzos de alimentación a distintos mercados locales.

Las actuaciones específicas en la zona para la alimentación de las demandas singulares, en concreto para trenes de alta velocidad (TAV), corresponden a ampliaciones en las subestaciones de Telleo 220 y Sama 400 kV en Asturias, y en las subestaciones de 400 kV de Amorebieta, Hernani y Vitoria en el País Vasco.

La figura 6.2.2 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.

ZONA NORDESTE: NAVARRA, LA RIOJA, ARAGON Y CATALUÑA

El desarrollo de la red de transporte incluye las actuaciones necesarias que cumplen las siguientes funciones:

■ Interconexión con Francia

Se considera un nuevo mallado de la red de 400 kV entre los sistemas español y francés a través de Navarra, desde la subestación de Muruarte 400 kV en el territorio español. Esta nueva interconexión complementará a la ya planificada interconexión este, a través de Cataluña, y permitirá alcanzar el objetivo de 4.000 MW de intercambio entre España y Francia a medio-largo plazo.

■ Mallado de la red de transporte

- Incrementar el mallado estructural de la red de 220 kV y el apoyo a distintos mercados locales en las comunidades de Navarra y La Rioja. Para lo cual se proyecta un eje en 220 kV desde Muruarte hasta La Guardia (Muruarte-Aberin-Las Llanas-La Guardia), el cual permite también conformar el mallado interno de la red de transporte en Navarra, y otro eje desde Haro hasta Alcocero de Mola.
- Con objeto de mejorar la evacuación de la generación prevista en Aragón, tanto de ciclo combinado como de régimen especial, así como de reforzar la alimentación de Valencia, se debe realizar el eje Mezquita-Platea desde su inicio en 400 kV, eliminándose por tanto el transitorio de funcionamiento en 220 kV. Asimismo, se sustituye el eje Platea-La Plana 400 kV (con funcionamiento inicialmente en 220 kV) por un nuevo doble circuito Platea-Turís 400 kV.
- Con objeto de optimizar la necesidad de nuevos desarrollos de red de transporte en un área de difícil implantación, se sustituye el doble circuito Mezquita-Escucha 220 kV por un doble circuito Mezquita-Valdeconejos 220 kV y simple circuito Valdeconejos-Escucha 220 kV, lo que permite aprovechar la red existente para evacuación de generación de régimen especial.

- Realizar el By-Pass operable de las subestaciones de 400 kV Aragón y Ascó e instalar una reactancia serie en la línea Ascó-Vandellós 400 kV para aliviar los problemas de estabilidad transitoria asociados a la excesiva concentración de producción en el eje Aragón-Ascó-Vandellós, así como instalar una nueva unidad de transformación en Escatrón 400/220 kV necesaria como resultado de los desmallados propuestos.

- Entrada/salida en Palau 220 kV de la línea S.Celoni-Sentmenat 220 kV.

- Mejorar la garantía de suministro en Cinca 220 kV mediante un segundo nuevo circuito de 220 kV y en el eje La Pobla-Cercs-Sentmenat 220 kV mediante un nuevo eje entre Cercs y Vic preparado para doble circuito.

- Nueva línea Ramis-Juiá 3 220 kV por cambio de tensión de una línea de 132 kV.

- Como refuerzo estructural en la zona metropolitana de Barcelona se proyecta Viladecans 400 kV desde donde se da apoyo a la red de 220 kV.

- Realizar las actuaciones encaminadas a la reducción de la corriente de cortocircuito en la zona de Barcelona.

- Repotenciar las líneas de 220 kV Moralets-Pont de Suert, Mequinenza-Ribarroja, Sentmenat-Riera de Caldes, Canyet-Sentmenat y el eje Constantí-Perafort-Montblanc 220 kV

- Nueva unidad de transformación monofásica de reserva en Vic 400/220 kV.

- Nuevo desarrollo de red en 400 kV y 220 kV en la zona de Els Aubals y La Secuita aprovechando el trazado del actual eje Escatrón-Tarragona 220 kV hasta La Selva, condicionado a su viabilidad por estabilidad transitoria.

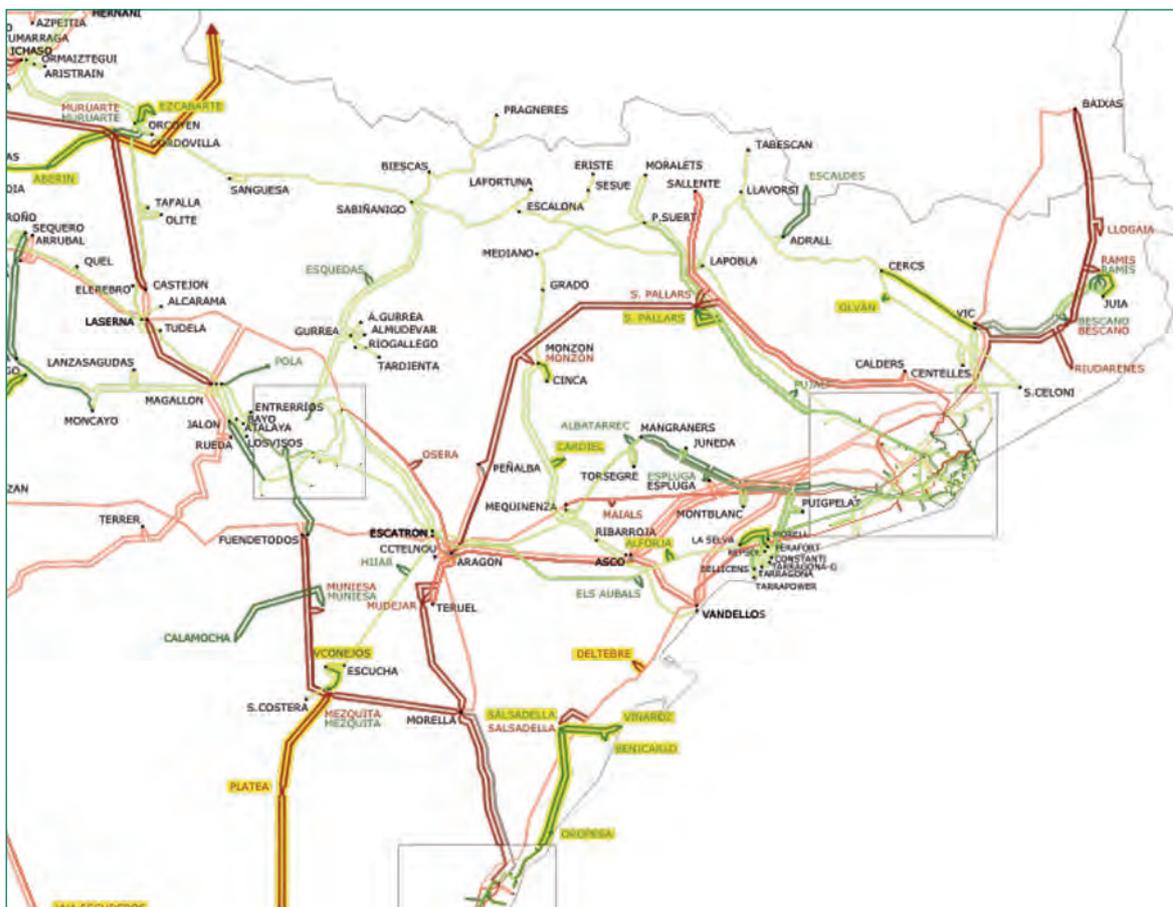
- Nueva subestación Salas de Pallars 220 kV, con transformación Salas de Pallars 400/220 kV y reactancia 150 Mvar en Salas de Pallars 400 kV.

- Cambio de topología de los DC de 220 kV C.Jardí-Cervelló/Castell Bisball y Rubí-Abbrera/Riera de Martorell.

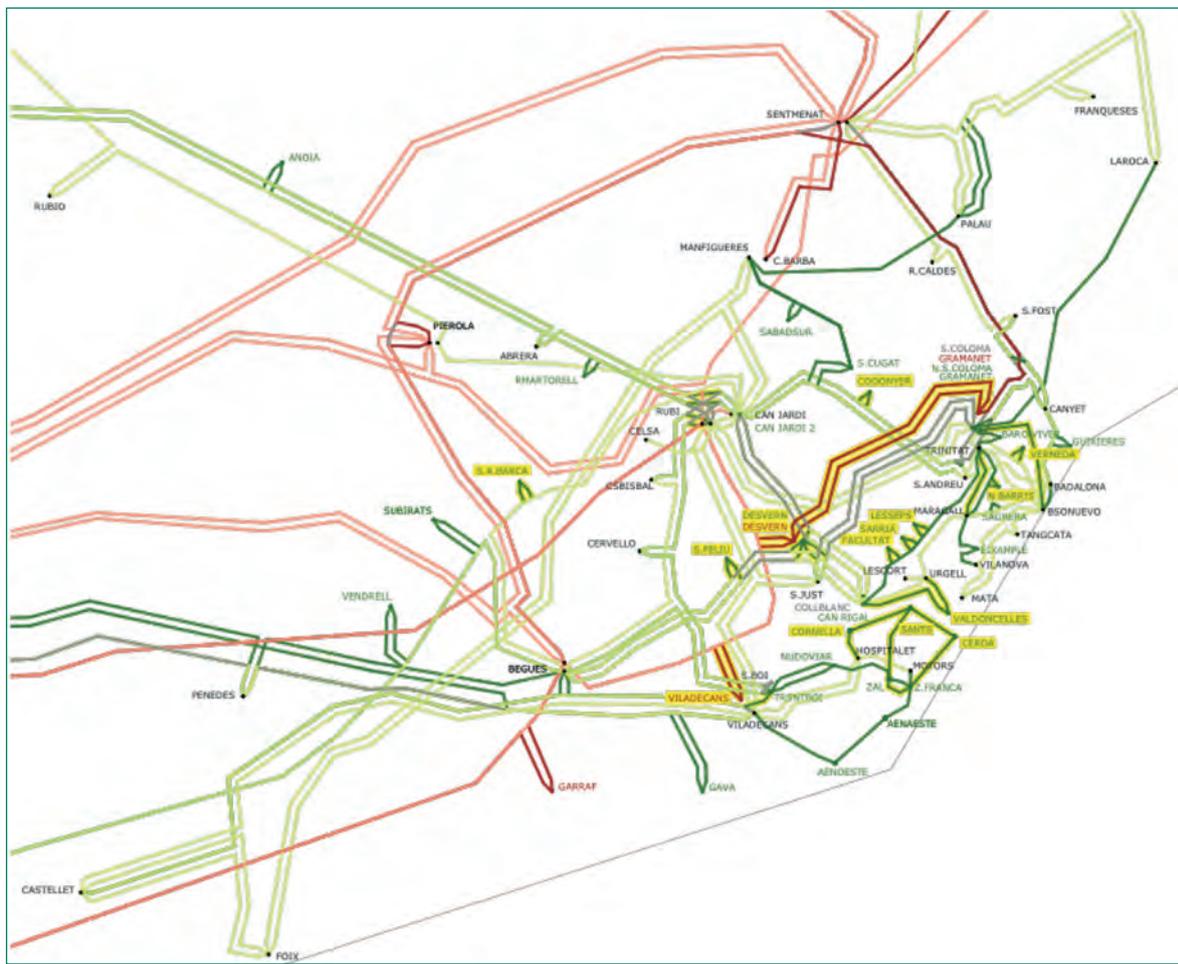
■ Alimentación a mercados locales:

- Nuevas subestaciones de 220 kV Híjar, Esquedas, Cardiel, Oliván, Ezcabarte, Aberin, Haro y Lardero.

- Delta del Ebro 400 kV: como apoyo a la red de distribución en la zona costera de Tarragona.
- En el área de Barcelona aparecen nuevos mallas y puntos de apoyo al mercado local.
- Con objeto de facilitar la evacuación de generación de régimen especial en el eje Escatrón-Tarragona 220 kV, se incluye el mallado en 220 kV de la subestación La Selva 220 kV, así como una nueva subestación Alforja 220 kV.



La figura 6.2.3 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.



PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2016			
Fecha: 10 / 2007			
Subestaciones H2016:	● 400 kV	● 220 kV	● 200 kV
Líneas H2016:	— 400 kV	— 220 kV	— 200 kV
Subestaciones H2011:	● 400 kV	● 220 kV	● 200 kV
Líneas H2011:	— 400 kV	— 220 kV	— 200 kV
Subestaciones existentes:	● Subestación		
Líneas existentes:	— 400 kV	— 220 kV	— 200 kV
Instalaciones dadas de BAJA:	● Subestación	— Línea	

Figura 6.2.3. Actuaciones planificadas en la zona nordeste: Navarra-La Rioja-Aragón-Cataluña y detalle de Barcelona. Periodo 2008-2016

ZONA CENTRO: CASTILLA Y LEÓN, CASTILLA-LA MANCHA Y EXTREMADURA

El desarrollo de red en estas Comunidades Autónomas viene determinado por las siguientes necesidades:

■ Mallado de la red de transporte

- Nuevo eje en 220 kV desde Ciudad Rodrigo hasta Béjar para apoyar a la red de 132 kV que va desde Salamanca a Extremadura.
- Eliminación de la T Renedo 220 kV y T2 Palencia 220 kV, y nueva conexión de la subestaciones de Renedo 220 kV y Palencia 220 kV.
- El segundo circuito Mudarra-Tordesillas 400 kV y el nuevo eje Almazán-Medinaceli 400 kV, que quedan condicionados a la instalación de nueva generación en las zonas correspondientes.
- Se completa el eje estratégico de 400 kV Brazatortas-Manzanares-Romica (trasmanchega) con el nuevo D/C Manzanares-Romica. Esta actuación está asociada a la evacuación de generación de origen renovable.
- Nuevo eje en 220 kV entre Aceca, Torrijos y Valmojado.
- Nuevo eje en 220 kV entre Valmojado, Illescas y Pradillos.
- Instalación del segundo circuito de 400 kV en el eje Almaraz-S. Serván-Brocales-Guillena.
- Segunda unidad de transformación Almaraz C.N. 400/220 kV de 500 MVA y nuevo D/C Almaraz C.N.-Almaraz E.T. 220 kV.
- Nuevo eje de D/C Alburquerque-Campomayor-Vaguadas 220 kV.
- Nueva unidad de transformación Balboa 400/220 kV de 500 MVA.

■ Apoyo a zonas de mercado local:

- Nueva subestación Soria 220 kV, para apoyo a las redes de distribución
- Nuevas subestaciones de 220 kV: Ponferrada, Las Arroyadas, Corcos, Laguna, Villatoro, Bejar, Ebor,

Valmojado, Illescas, Sta Teresa, Valdepeñas, Maimona y nueva subestación Cantalejo 400 kV.

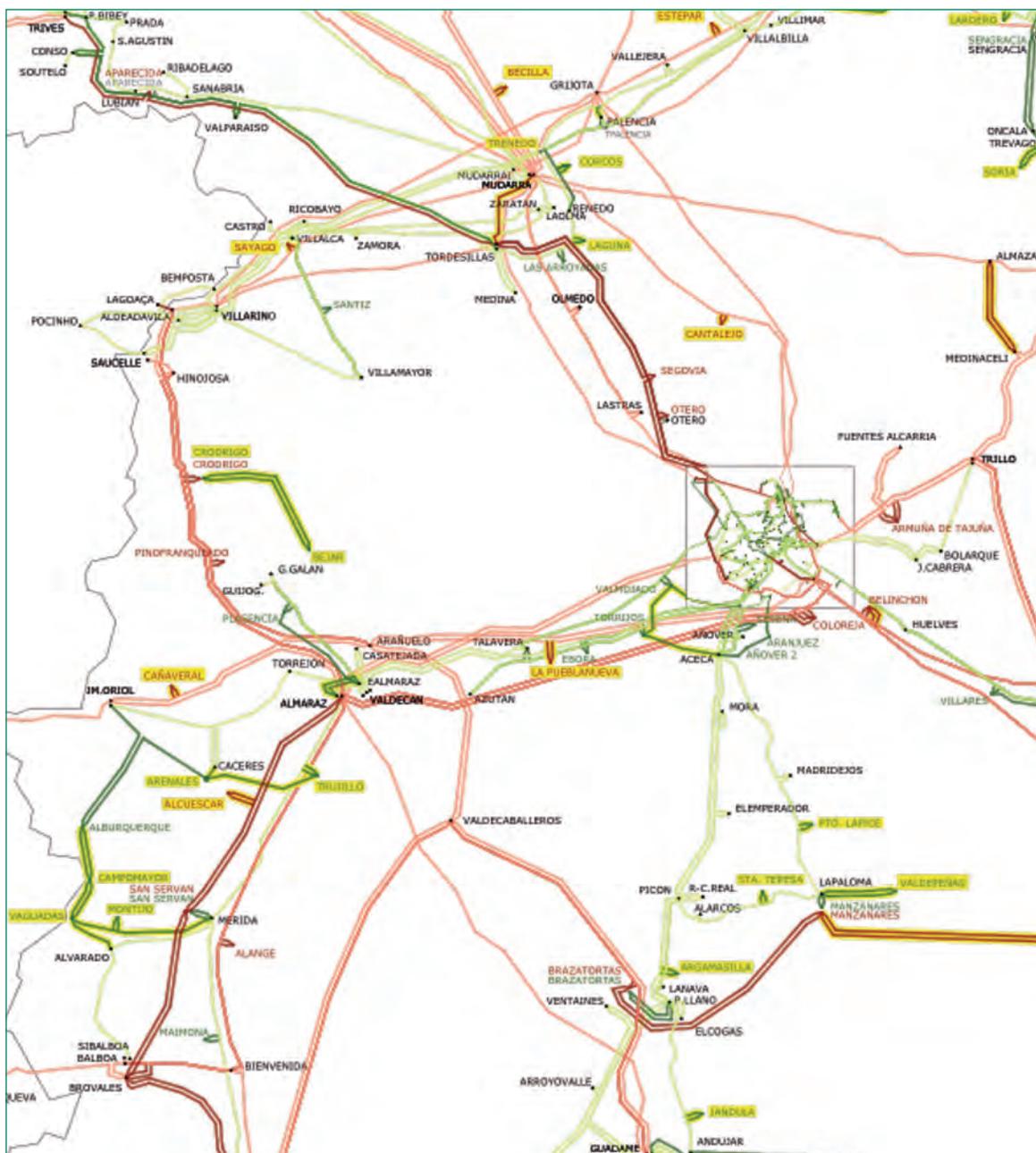
- Para mejorar la calidad de suministro en las capitales de Cáceres y Badajoz están previstas las siguientes nuevas subestaciones de 220 kV Los Arenales, Trujillo, Vaguadas, Campomayor y Montijo; y también el cambio de tensión de 132 kV a 220 kV de las líneas Cáceres-Trujillo que se convierte en Los Arenales-Trujillo, Vaguadas-Alvarado y Vaguadas-Mérida que se convierte en Vaguadas-Montijo-Mérida.

■ Facilitar la evacuación de la nueva generación de ciclo combinado: Armuña de Tajuña 400 kV y Sayago 400 kV y de régimen especial en Puerto Lápice.

■ Las actuaciones específicas, en la zona centro, para la alimentación de las demandas singulares debido a los nuevos ejes ferroviarios para trenes de alta velocidad (TAV), son las siguientes:

- Tramo ferroviario Valladolid-Burgos-Vitoria: nuevas subestaciones de 400 kV Estepar y Briviesca.
- Tramo ferroviario Venta de Baños-León-Asturias: nuevas subestaciones de 400 kV Becilla y Villamanín.
- Tramo ferroviario Madrid-Levante: nuevas subestaciones de 400 kV Villanueva de los Escuderos y Campanario.
- Tramo ferroviario Madrid-Badajoz: nuevas subestaciones de 400 kV La Pueblanueva, Mirabel, Cañaveral y Acuescar.

La figura 6.2.4 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.



PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2016		
Fecha: 10 / 2007		
Subestaciones H2016:	● 400 kV	● 220 kV
Líneas H2016:	— 400 kV	— 220 kV
Subestaciones H2011:	● 400 kV	● 220 kV
Líneas H2011:	— 400 kV	— 220 kV
Subestaciones existentes:	● Subestación	
Líneas existentes:	— 400 kV	— 220 kV
Instalaciones dadas de BAJA:	● Subestación	— Línea

Figura 6.2.4. Actuaciones planificadas en la zona centro: Castilla y León, Castilla-La Mancha y Extremadura. Periodo 2008-2016

ZONA DE MADRID

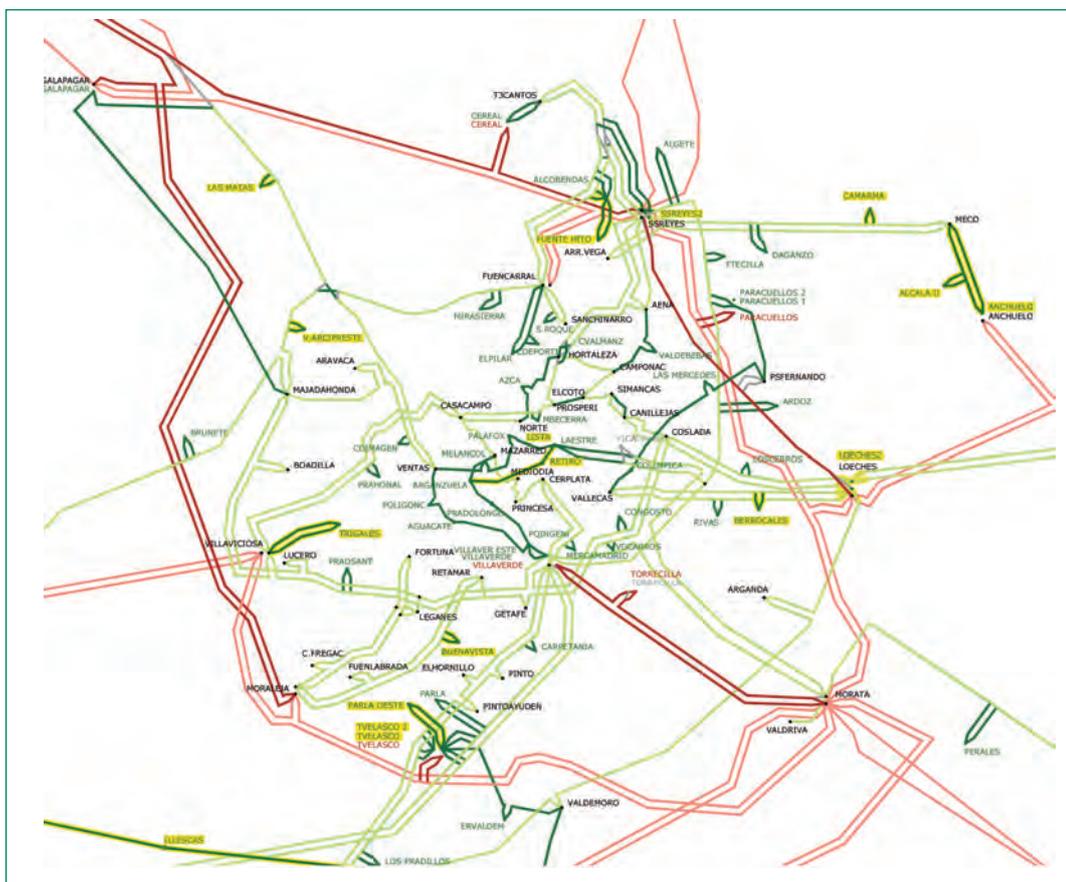
El desarrollo de red en esta región viene determinado por las siguientes necesidades:

- Asegurar el correcto funcionamiento de la red de transporte y garantizar el suministro de las nuevas demandas solicitadas en la zona de Madrid. Para ello es necesario el mallado en 220 kV entre las subestaciones de Anchuelo y Meco y entre las subestaciones de Arganzuela y La Estrella

- Garantizar el suministro a nuevos desarrollos urbano-industrial e industriales. Por ello surgen las siguientes nuevas subestaciones de 220 kV:

- Las Matas, Valle del Arcipreste, Trigales, Parla Oeste, Buenavista, Lista, Retiro, F. Hito, Berrocales, Camarma y Alcalá II.

La figura 6.2.5 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.



PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2016	
Fecha: 10 / 2007	
Subestaciones H2016:	● 400 kV ● 220 kV
Líneas H2016:	— 400 kV — 220 kV
Subestaciones H2011:	● 400 kV ● 220 kV
Líneas H2011:	— 400 kV — 220 kV
Subestaciones existentes:	● Subestación
Líneas existentes:	— 400 kV — 220 kV
Instalaciones dadas de BAJA:	■ Subestación — Línea

Figura 6.2.5. Actuaciones planificadas en la zona de Madrid. Periodo 2008-2016

ZONA LEVANTE: COMUNIDAD VALENCIANA Y MURCIA

El desarrollo de red en estas Comunidades Autónomas viene determinado por las siguientes necesidades:

■ Mallado de la red de transporte

- Realizar la separación de Nueva Escombreras 400 kV en dos subestaciones para aliviar los problemas de estabilidad transitoria asociados a la excesiva concentración de producción en la zona, y nueva unidad de transformación en El Palmar 400/220 kV.
- Refuerzo del eje de 220 kV entre La Plana y Sagunto mediante el paso de una línea de 132 kV a 220 kV y nuevo doble circuito de 220 kV Vergel-Montebello.
- Refuerzo del eje de 220 kV entre Fausita y Jijona mediante nuevos ejes de 220 kV que permiten la alimentación de nuevas subestaciones.
- Con objeto de mejorar la evacuación de la generación prevista en Aragón, así como de reforzar la alimentación de Valencia, se debe realizar el eje Mezquita-Platea desde su inicio en 400 kV, eliminándose por tanto el transitorio de funcionamiento en 220 kV. Asimismo, se sustituye el eje Platea-La Plana 400 kV (con funcionamiento inicialmente en 220 kV) por un nuevo doble circuito Platea-Turís 400 kV. La nueva SE Turís 400/220 kV permite obtener un nuevo punto de apoyo desde la red de 400 kV a la red de 220 kV que alimenta Valencia capital.
- Repotenciación de la línea de 400 kV Turís-Catadau 400 kV.

- Nueva SE Jijona 400 kV, con transformación 400/220 kV, conectada a Benejama y Catadau mediante ejes de 400 kV que aprovechan trazas de líneas existentes de 220 kV.

■ Apoyo a la demanda desde la red de transporte:

- Para asegurar el suministro en la comunidad murciana son necesarios dos nuevos apoyos a la red de 132 kV desde dos nuevas subestaciones de 400 kV denominadas Carril y Ulea respectivamente. Además, surgen nuevos emplazamientos en 220 kV para garantizar el suministro de mercados locales.
- En Valencia capital y sus alrededores se proyectan nuevos ejes y subestaciones de 220 kV que incrementan la fiabilidad y garantía del suministro de esta área.
- En Castellón aparece un nuevo eje costero de 220 kV entre Salsadella y el área de La Plana para poder dar suministro a las nuevas demandas surgidas por los nuevos desarrollos turísticos de la zona costera. Esta actuación se complementa con el refuerzo del apoyo a mercados locales mediante la creación de nuevas subestaciones de 220 kV.
- Las actuaciones específicas en el Levante para la alimentación de las demandas singulares debido al nuevo eje ferroviario Madrid-Levante-Murcia-Almería para trenes de alta velocidad (TAV) son las nuevas subestaciones de 400 kV de Montesa y Sax.

La figura 6.2.6 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.

ZONA SUR: ANDALUCÍA

El desarrollo de red en esta Comunidad Autónoma atiende a las siguientes necesidades:

■ Refuerzos estructurales.

- Debido al elevado crecimiento de la demanda previsto en la zona de Sevilla capital es necesario el cierre por el oeste de la red de 400 kV mediante un eje que conecte las subestaciones de D. Rodrigo y Guillena y la aparición en este eje de una nueva subestación de 400 kV en Guadaira desde la que se dará apoyo a la red de 220 kV.
- Instalación del segundo circuito de 400 kV en el eje Almaraz-S. Serván-Brovaes-Guillena
- Mallado en la zona de Cádiz con un nuevo D/C Facinas-Parralejo 220 kV
- Cierre del anillo de 220 kV de Córdoba mediante una nueva subestación de 220 kV Azahara conectada por el norte de Córdoba a las subestaciones de Lancha y Casillas
- Refuerzo del eje costero de Granada y Málaga mediante los siguientes ejes de 220 kV: Órgiva-Los Montes, segundo circuito Benahavis-Jordana y Órgiva-Benahadux y Alhaurín-Polígono

■ Apoyo en zonas de mercado de Andalucía.

- Las nuevas subestaciones de 220 kV se concentran principalmente en Sevilla y su área de influencia y en las zonas costeras de Cádiz, Granada, Málaga y Almería. En el resto del territorio también aparecen algunos puntos de apoyo a

mercados locales desde la red de 220 kV, destacando el refuerzo de la alimentación a Granada Capital mediante la nueva subestación de Padul 220 kV.

- Nuevo eje de 220 kV Acerinox-Marismas-Pinar del Rey y nueva subestación Marismas 220 kV
- Nueva subestación de 400 kV La Ribina como apoyo a la red de 132 kV de la zona de Almería

■ Interconexión con Portugal

- Para incrementar la capacidad de interconexión, y dotarla de mayor seguridad de operación, se malla la red de 400 kV de los sistemas español y portugués mediante un nuevo eje de 400 kV entre Guillena (España) y Sotavento (Portugal).
- Esta interconexión implica el desarrollo de la red de 400 kV en las zonas de Huelva y Sevilla: D/C Guillena-Puebla de Guzmán. El tramo de Puebla de Guzmán a la frontera portuguesa será construido para doble circuito pero inicialmente sólo se instalará uno.

■ Actuaciones específicas para la alimentación de las demandas singulares del tramo ferroviario Córdoba-Málaga

- Nueva subestación Padul 220 kV, sustituyendo la ampliación de la subestación existente Caparaceña 400 kV

La figura 6.2.7 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016

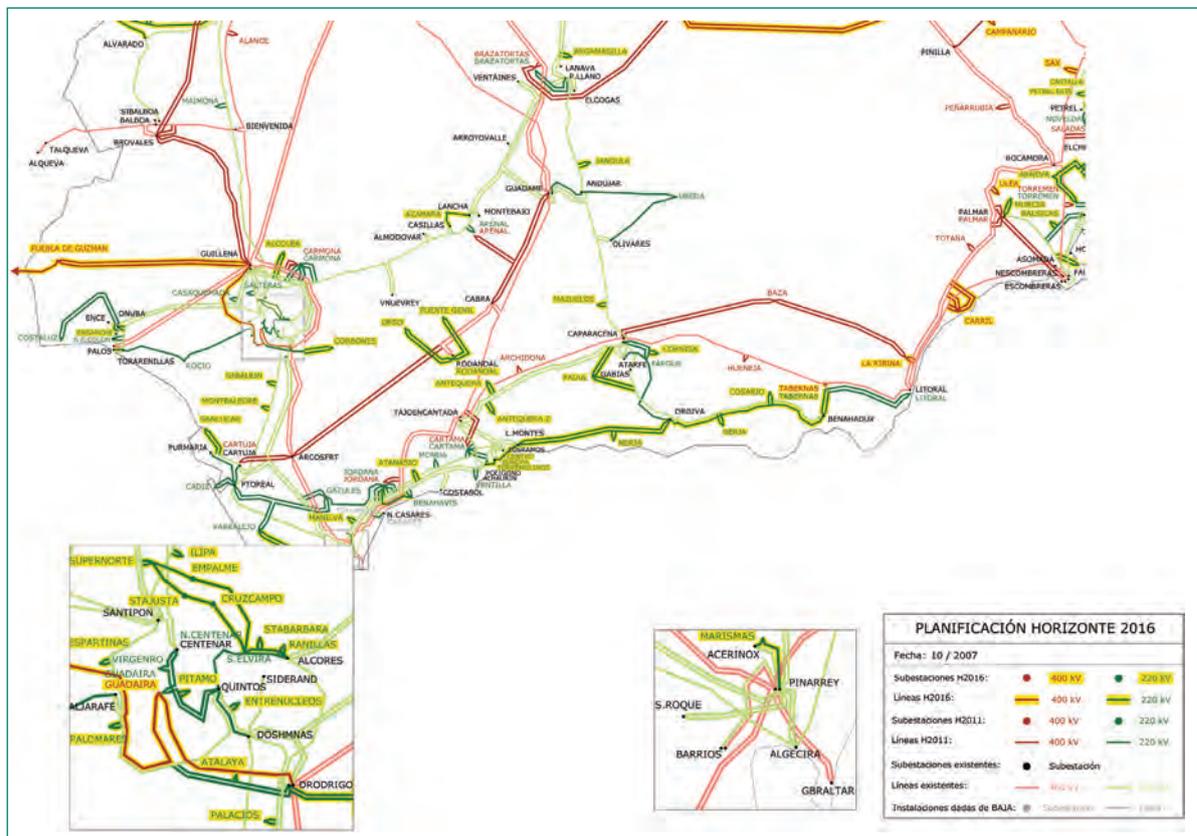


Figura 6.2.7. Actuaciones planificadas en la zona Sur: Andalucía. Periodo 2008-2016

BALEARES

Tras la puesta en servicio del enlace Mallorca-Ibiza, prevista inicialmente para 2010, todas las islas del sistema balear estarán interconectadas. Por ello, teniendo en cuenta las indicaciones de los procedimientos de operación aprobados para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, se ha considerado el sistema balear como un único sistema eléctrico en el análisis de la planificación con horizonte 2016. Se ha realizado un despacho económico conjunto con toda la generación disponible sin tener en cuenta restricciones de intercambio entre islas, identificando los nuevos elementos de red que serían necesarios para poder utilizar este despacho de generación.

En lo referente a generación eólica, se han considerado las potencias máximas que resultan en los estudios de integración eólica en Baleares realizados por Red Eléctrica (solicitados por la administración balear). Se ha supuesto una instalación de 130 MW en Mallorca y 80 MW en Menorca.

Entre las actuaciones más destacadas cabe señalar la necesidad de duplicar los enlaces Mallorca-Menorca y Mallorca-Ibiza con objeto de obtener un sistema conjunto mallado y fiable. Con independencia de la duplicación de los enlaces entre islas son necesarias actuaciones de refuerzo de la red de transporte en cada isla, especialmente en Ibiza.

A continuación se detallan las principales actuaciones necesarias en Mallorca.

- El proyecto del segundo enlace entre Mallorca-Menorca en 132 kV, se ha planteado inicialmente entre Artá y Ciudadela y va asociado al fortalecimiento de la red del este de la isla mediante su paso a 132 kV (ejes Artá-Bessons 66 kV, Artá-Capdepera 66 kV, Artá-Millor 66 kV y Millor-Porto Cristo-Bessons 66 kV). Todo ello supondrá un aumento de la capacidad de transformación 220/132 kV en Bessons. A pesar de la disminución de la capacidad de transformación 220/66 kV que se

produciría en paralelo, la subestación de Bessons conserva una elevada capacidad total de transformación que puede convertirla en crítica. Por ello, con el animo de trasladar parte de la transformación a Artá, se propone la transformación del tramo aéreo Bessons-Artá 132 kV (del enlace Mallorca-Menorca existente) en un doble circuito de 220 kV. Las topologías requeridas en las subestaciones de Bessons 220/132 kV (posibilidad de separación de barras), Artá 132 kV y Ciudadela 132 kV quedan condicionadas a los resultados del estudio de estabilidad dinámica.

- Ante la inviabilidad medioambiental de la realización de la línea Alcudia-Son Reus 220 kV, tercera vía de evacuación de la generación de Alcudia, se propone como alternativa el refuerzo de la evacuación desde Murterar hacia el noroeste de la isla. Inicialmente, se propone el paso a doble circuito de las líneas Alcudia2-San Martín 220 kV y Alcudia1-

San Martín 66 kV. Está pendiente de determinar junto con el transportista la opción más viable, técnica y medioambientalmente, para el refuerzo del resto de la red de 66 kV de dicha zona.

- Para mejorar la alimentación de la demanda de las zonas sur y este de la isla de Mallorca, se amplía la red de 220 kV hacia estas zonas con el aumento de tensión de los ejes Son Orlandis-Llucmajor y Llucmajor-Bessons de 66 kV a 220 kV.
- Finalmente, debido a las altas corrientes de cortocircuito que se obtienen en la zona de la capital, se debe reestructurar la red de Palma. Dicha reestructuración incluye la separación de la subestación de Polígono en dos nudos eléctricos.

La figura 6.2.8 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la isla en el periodo 2008-2016.

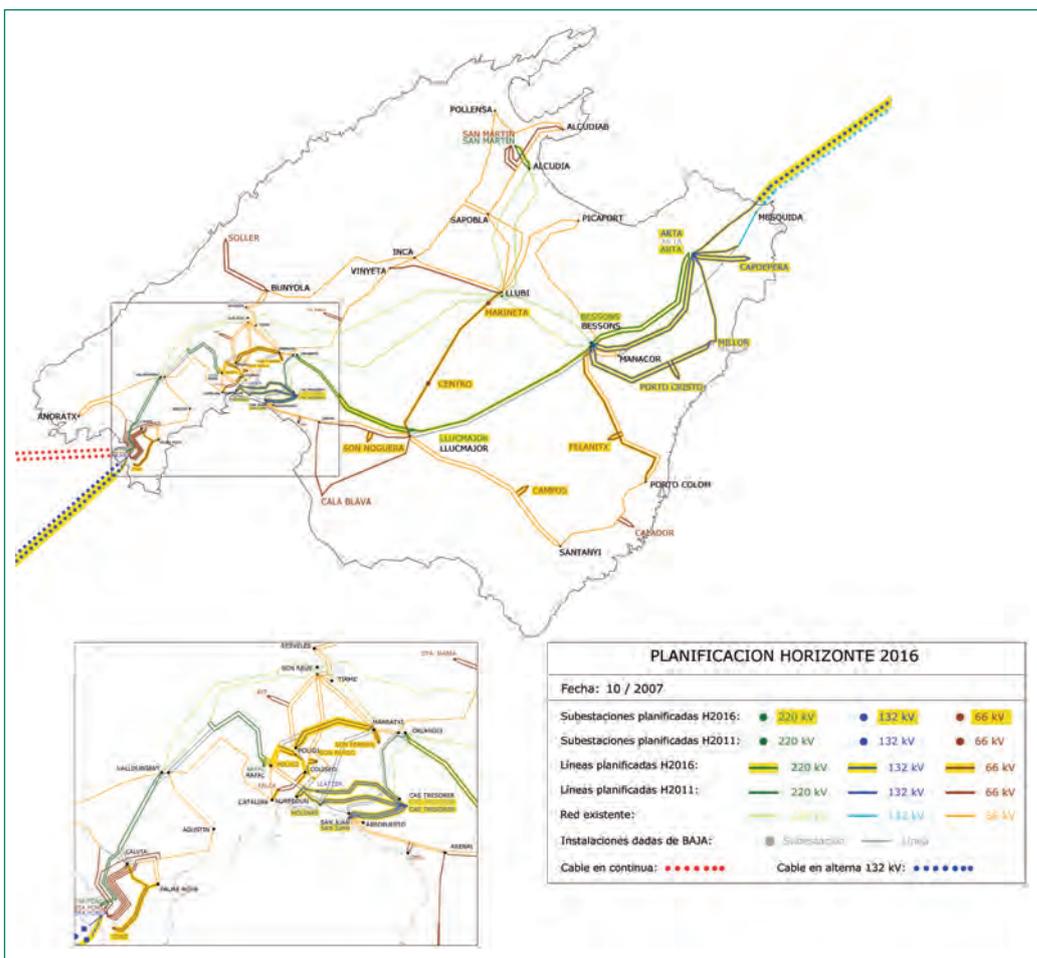


Figura 6.2.8. Actuaciones planificadas en la isla de Palma. Periodo 2008-2016

En Ibiza, debido al aumento de la demanda y a la debilidad de la red, se plantea una reestructuración importante, con las siguientes actuaciones:

- Paso a doble cirto de la línea Torrente-Santa Eulalia 66 kV, que queda preparada para su paso a 132 kV.
- Segundo enlace Mallorca-Ibiza en 132 kV entre Sta Ponsa y Torrente de características similares al primero.
- Paso a 132 kV de toda la red de transporte de Ibiza. Esto supone la transformación de 71 km de líneas (aéreas y subterráneas), algunas de las cuales son futuras, y la adecuación a 132 kV de 5 subestacio-

nes de 66 kV junto con la adecuación de los transformadores de distribución, dado que el nivel de 66 kV desaparecería en estas subestaciones.

Finalmente, en Menorca no se necesitan actuaciones adicionales siempre y cuando se construya un segundo enlace con Mallorca. Sin embargo, si éste no se concreta se necesitaría reforzar la evacuación de la generación en Menorca mediante la creación de una tercera vía de evacuación de Mahón, hacia Mercadal o hacia Poima

La figura 6.2.9 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en las islas en el periodo 2008-20126.

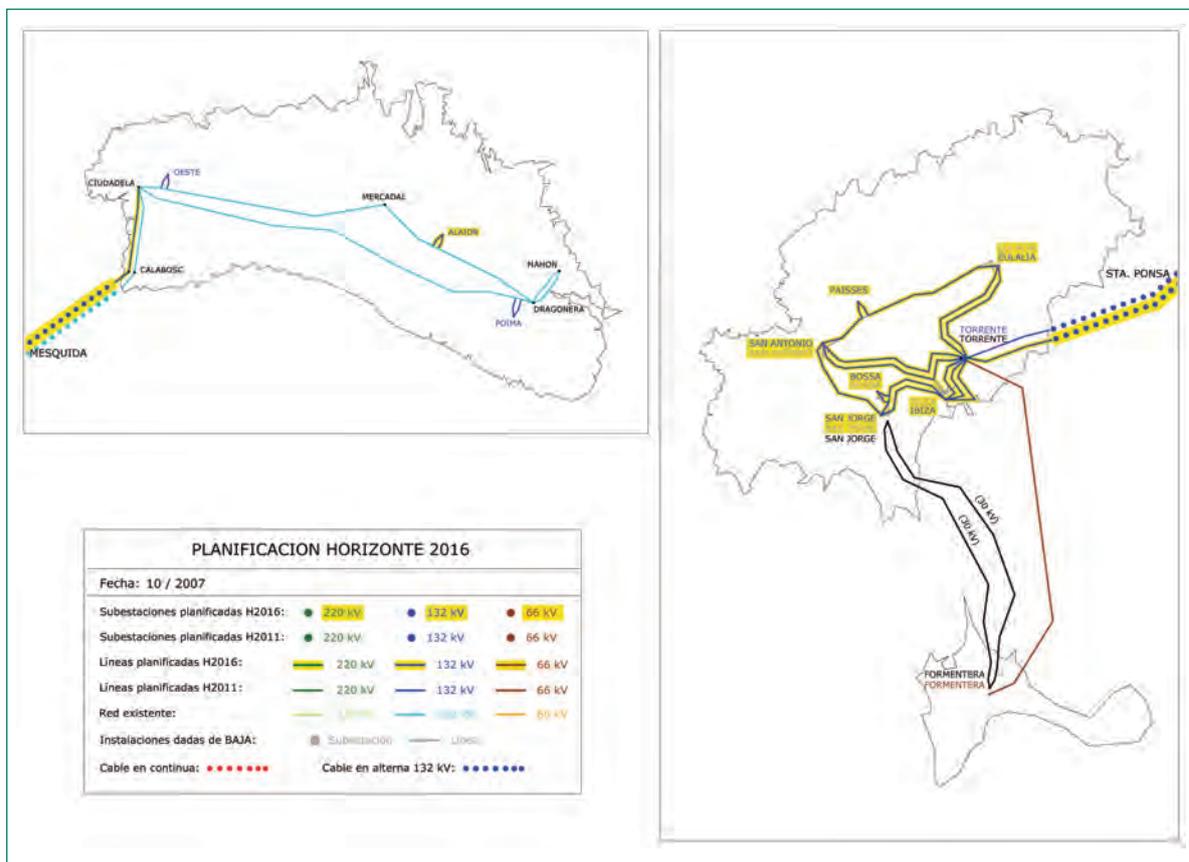


Figura 6.2.9. Actuaciones planificadas en Menorca-Ibiza-Formentera. Periodo 2008-2016

CANARIAS

Con el objeto de poder satisfacer la demanda prevista en 2016, en los sistemas canarios se han propuesto tanto nuevas instalaciones como aumentos de capacidad de transporte de líneas existentes (con cambio de tensión o sin él) y transformación de simples circuitos en dobles circuitos.

También se han analizado las necesidades de red derivadas de la integración de generación eólica. A este respecto, se han considerado los 1025 MW eólicos que el PECAN (Plan Energético de Canarias), publicado en junio de 2006, prevé que sean instalados en Canarias hasta 2015. Cabe destacar, sin embargo, que no existe certidumbre sobre la ubicación de los parques eólicos futuros.

Los criterios utilizados para dimensionar la red necesaria en los distintos sistemas eléctricos canarios son los que figuran en los procedimientos de operación vigentes. No obstante, estos criterios podrán verse complementados y/o matizados por las recomendaciones que, a modo de conclusión, se obtengan de los estudios que actualmente se están desarrollando en el seno del grupo de trabajo "Vulnerabilidad en Sistemas Eléctricos Aislados", constituido por acuerdo del grupo de trabajo de Planificación, siempre que las referidas recomendaciones sean asumidas por el MITYC.

Gran Canaria

En el sistema eléctrico de Gran Canaria las mayores necesidades de red se concentran, para el horizonte 2016, en la zona de la capital. Por ello, se propone la creación de un nuevo eje (doble circuito) de 220 kV Jinamar-Las Palmas Oeste (subestación futura), que permite reforzar la alimentación de la capital así como facilitar el transporte desde la generación de Jinamar y Barranco de Tirajana hacia el norte de la isla. En lo referente a la red de 66 kV, en el sur es necesario aumentar la capacidad de transporte entre Arguineguín 66 kV y Santa Águeda 66 kV con una nueva línea y la repotenciación de otra y remodelar el co-

nexionado de las líneas de la zona de Matorral-Aldea Blanca, mientras que en la zona capitalina se incluye una nueva línea entre Guanarteme y Buenavista con E/S en la futura subestación de Cebadal. Finalmente, es necesario prever la adecuada evacuación de un tercer ciclo combinado cuya conexión podría realizarse en Barranco de Tirajana y la creación de nuevos puntos de evacuación de generación que reduzcan la vulnerabilidad del sistema eléctrico de Gran Canaria.

A continuación se detallan las actuaciones necesarias para poder suministrar la demanda prevista en 2016, cumpliendo los Procedimientos de Operación vigentes:

- Refuerzo del eje Arguineguín-Santa Águeda 66 kV con la instalación de un tercer circuito de 66 kV y 80 MVA.
- Desaparece la necesidad de que los dos ejes planificados de 66 kV Santa Águeda-Lomo Maspalomas hagan entrada/salida en Meloneras. Queda por tanto Meloneras conectada a la red mediante una línea a Santa Águeda y otra a Lomo Maspalomas.
- Nueva línea Guanarteme-Buenavista 66 kV con entrada/salida en la futura subestación de Cebadal.
- Alimentación de la capital desde Las Palmas Oeste 220 kV que conlleva un nuevo doble circuito de 220 kV Jinamar-Las Palmas Oeste (aprovechando un doble circuito de 66 kV existente), la nueva subestación de 220 kV de Las Palmas Oeste y dos transformadores 220/66 kV de 125 MVA en Las Palmas Oeste. En Las Palmas Oeste 66 kV se mantienen las dos líneas planificadas a Guanarteme 66 kV y se refuerza la conexión con Arucas y Barranco Seco mediante una segunda entrada/salida sobre Arucas-Barranco Seco 66 kV.
- Separación de Jinamar 66 kV en dos subestaciones para evitar las elevadas corrientes de cortocircuito previstas.
- Remodelación del conexionado de las líneas de 66 kV en la zona de Aldea Blanca-Matorral-B. Tirajana.

- Sobre la línea Barranco de Tirajana-San Agustín se hace una entrada/salida en Aldea Blanca.
 - Sobre la línea Lomo Maspalomas-Matorral se hace una entrada/salida en Aldea Blanca.
 - Desaparece la T de Aldea Blanca-Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas y queda la línea Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas.
 - Sobre la línea Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas se hace una entrada/salida en Matorral.
 - Desaparece la entrada/salida de Aldea Blanca en la línea Barranco de Tirajana-Carrizal.
- Se sustituye la línea planificada Lomo Apolinario-Plaza la Feria 66 kV por la línea La Paterna (Lomo del Cardo)-Plaza la Feria 66 kV.
 - Nueva subestación de 66 kV Parque Marítimo de Jinamar conectada a Jinamar mediante D/C y a Marzagán mediante D/C.
 - Nuevo D/C 220 kV Barranco de Tirajana-Jinamar, conectando un circuito en Barranco de Tirajana I y el otro en Barranco de Tirajana II. Dicho nuevo D/C podría resultar innecesario si se construye una nueva central que evacue en la red de 220 kV del norte de la isla.
 - Con objeto de reducir la criticidad del parque de 220 kV de Jinamar se plantea que una de las líneas de 220 kV que vienen desde La Paterna (Lomo del Cardo) y una de las líneas de 220 kV que vienen desde Las Palmas Oeste no entren en esta subestación y sigan hasta Barranco de Tirajana I y II.
 - Nueva subestación de 220 kV, conectada en el eje Barranco de Tirajana-Santa Águeda, para evacuación de generación.
 - Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje Arucas-Guía, para evacuación de generación.
- También se han analizado las necesidades de red necesarias derivadas de la integración de generación eólica. A este respecto, se han considerado los 410 MW eólicos que el PECAN (Plan Energético de Canarias), publicado en junio de 2006, prevé que se instalen en Gran Canaria hasta 2015. No existe certeza sobre la ubicación concreta de la instalación de dicha generación, aunque se prevé que la mayor parte se instale en torno al eje Barranco de Tirajana-Carrizal y una pequeña parte cerca de la subestación de Guía. Por este motivo, en los estudios se han considerado 82 MW instalados en cada una de las siguientes subestaciones: Guía, Carrizal, Arinaga, Aldea Blanca y Matorral. Con el escenario de generación eólica planteado las actuaciones propuestas (para cubrir las contingencias de nivel 1) son suficientes, siempre que los parques eólicos cumplan los requisitos técnicos correspondientes. Una distribución de la generación muy distinta de la planteada requeriría de un estudio adicional.
- La figura 6.2.10 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la isla en el periodo 2008-2016.

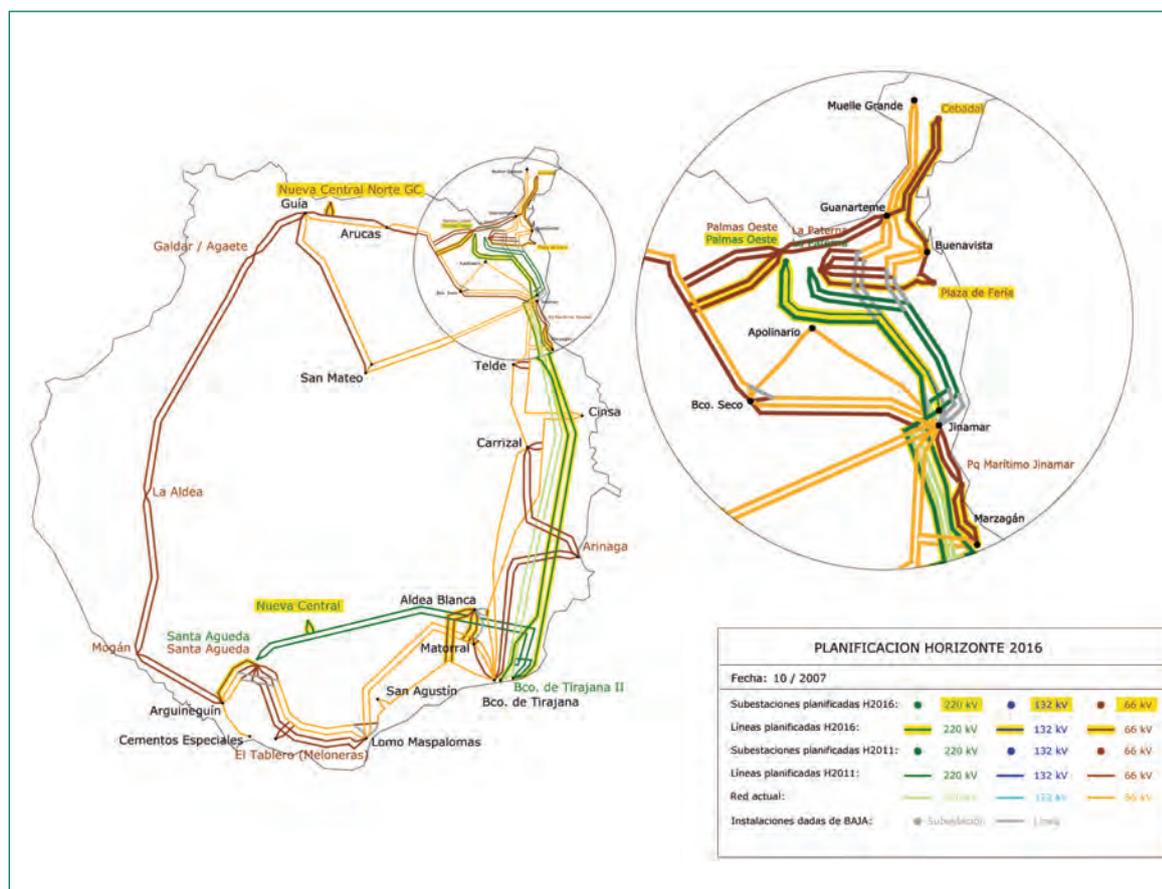


Figura 6.2.10. Actuaciones planificadas en Gran Canaria. Periodo 2008-2016

Tenerife

En cuanto al sistema eléctrico de Tenerife, a raíz del impacto de la tormenta tropical Delta sobre la red de 66 kV de Tenerife, se planificó la reconstrucción de los ejes dañados de 66 kV (Candelaria-Granadilla y Candelaria-Geneto) preparados para funcionar a 220 kV, previéndose el cambio efectivo de tensión para 2010 y 2012 respectivamente. Este refuerzo, junto con el resto de las actuaciones incluidas en la revisión de la planificación de infraestructuras 2005-2011 de marzo de 2006, hace que sólo sea necesario planificar un pequeño número de actuaciones adicionales para cubrir la demanda prevista en 2016.

A continuación se detallan las actuaciones necesarias para poder suministrar la demanda prevista en 2016, cumpliendo los Procedimientos de Operación vigentes:

- Tercer transformador 220/66 kV en Los Vallitos.

- Tercer transformador 220/66 kV en Geneto.
- Tercer transformador 220/66 kV en Buenos Aires.
- Doble circuito de 66 kV San Isidro-Polígono de Granadilla de 2 x 80 MVA.
- Tercer transformador 220/66 kV en Candelaria dependiendo de si se produce la baja de los grupos que evacuan en Candelaria 66 kV.
- Remodelación de la red de 66 kV de la zona norte metropolitana de Sta. Cruz y La Laguna. Entre las dos nuevas inyecciones de 220 kV de esta zona, Buenos Aires y Geneto, se crea una malla de doble circuito de 66 kV: Buenos Aires-San Telmo, San Telmo-Dique del Este, Dique del Este-Geneto (con una E/S en Manuel Cruz y otra en Ballester), Geneto-Guajara (con E/S en La Laguna Oeste) y Guajara-Buenos Aires.

- Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje San Telmo-Dique del Este, para evacuación de generación.
- Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje Farrobillo-Icod, para evacuación de generación.
- Nuevo doble circuito Los Vallitos-Los Olivos 220 kV. En el paso de la línea Guía de Isora-Los Olivos 66 kV a doble circuito se deja preparada para 220 kV.

Con las actuaciones más arriba mencionadas se hace innecesaria la instalación del cuarto circuito Los Vallitos-Los Olivos 66 kV hasta el año 2016.

También se han analizado las necesidades de red derivadas de la integración de generación eólica. A este respecto, se han considerado los 402 MW eólicos que el PECAN (Plan Energético de Canarias), publicado en junio de 2006, prevé que se instalen

en Tenerife hasta 2015. No existe certidumbre sobre la ubicación concreta de la instalación de dicha generación, aunque se prevé que la mayor parte de las instalaciones se sitúen en la zona comprendida entre Polígono de Granadilla y Polígono de Güimar. Por este motivo, los nudos de evacuación podrían ser Polígono Granadilla, Polígono Güimar y Arico 66 kV. Sin embargo, dada la magnitud de generación eólica y fotovoltaica prevista, se ha propuesto un nudo evacuación en 220 kV creado mediante E/S sobre la línea Candelaria-Granadilla 220 kV. De ésta forma, si se evacúa la generación eólica entre estos cuatro nudos, no se prevé la necesidad de actuaciones adicionales en la red de transporte. Una distribución de la generación muy distinta de la planteada requeriría de un estudio adicional.

La figura 6.2.11 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la isla en el periodo 2008-2016.

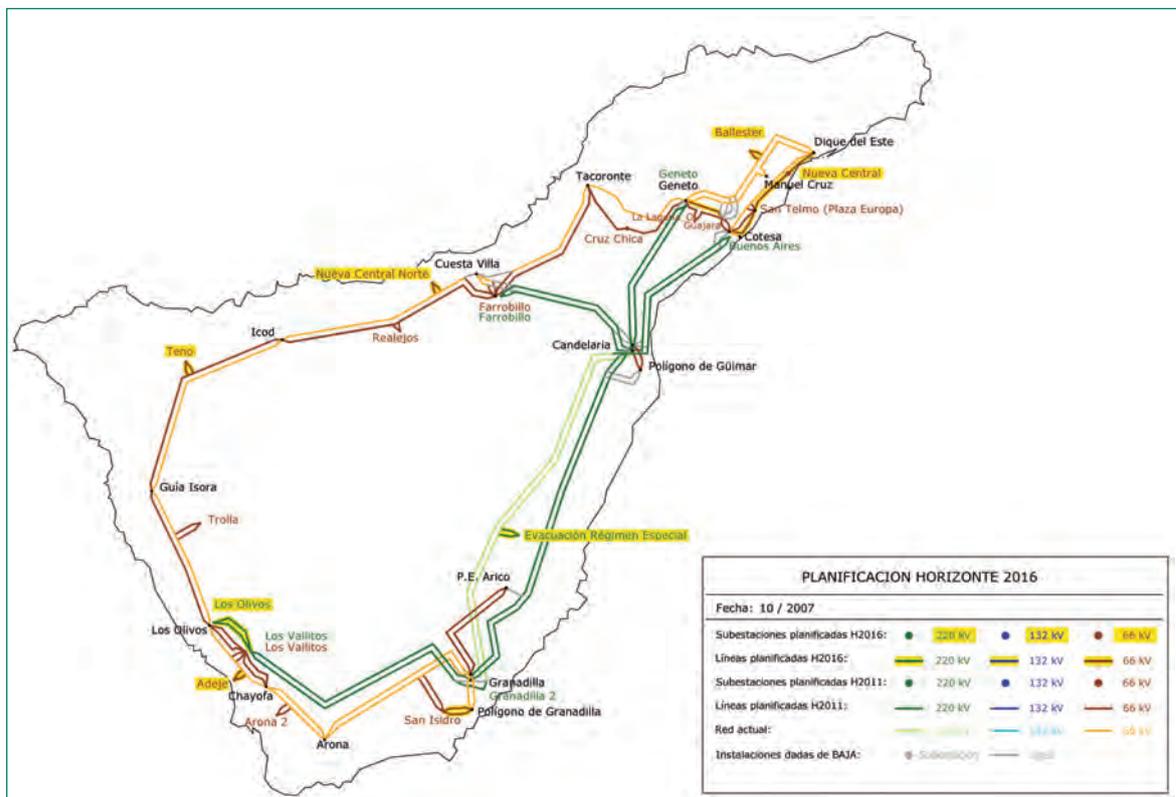


Figura 6.2.11. Actuaciones planificadas en Tenerife. Periodo 2008-2016

La figura 6.2.12 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la isla en el periodo 2008-2016.

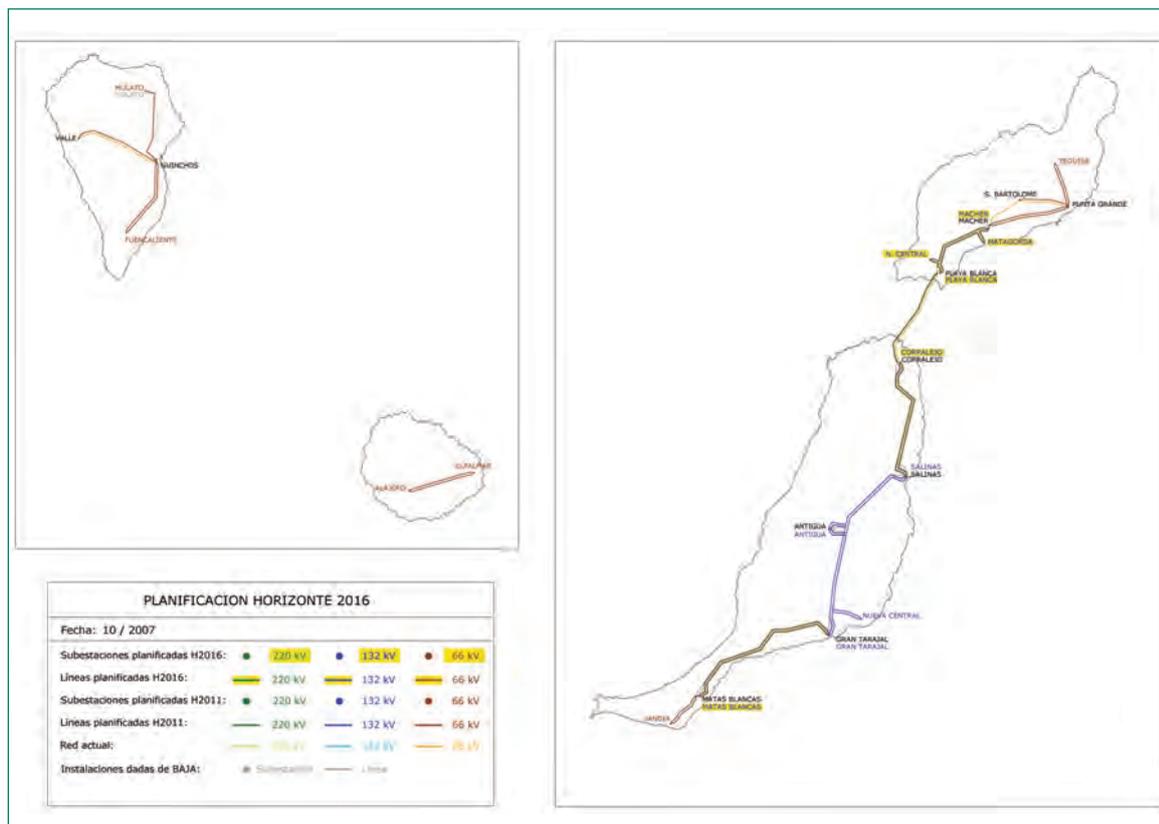


Figura 6.2.12. Actuaciones planificadas y red existente en las islas de Fuerteventura, Lanzarote, La Palma y La Gomera.

Lanzarote-Fuerteventura

Con objeto de poder suministrar adecuadamente la demanda prevista en 2016, en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura, es necesario que todas las nuevas actuaciones queden preparadas para el paso a 132 kV, siendo el paso efectivo en el momento en que crecimiento de la demanda lo haga necesario.

En Lanzarote esto implica el paso a 132 kV del doble eje de 66 kV Playa Blanca-Macher. También sería necesario el paso a 132 kV del doble eje de 66 kV Macher-Punta Grande, pero dado que dicho eje se ha construido mediante cable aislado subterráneo y, por tanto, no es posible su paso a 132 kV, se hace más necesario (aún) un emplazamiento de generación en el sur de la isla de Lanzarote. Para conectar a la red de 132 kV los nudos de 66 kV existentes son

necesarios 2 transformadores de 70 MVA en Playa Blanca, 2 transformadores de 70 MVA en Macher y 2 transformadores de 70 MVA en la futura subestación de Matagorda. También se plantea la instalación del segundo cable Corralejo-Playa Blanca preparado para funcionar a 132 kV, haciendo efectivo el cambio de tensión al final del periodo.

En la red de Fuerteventura es necesario ampliar la red de 132 kV pasando los dobles circuitos de 66 kV de Gran Tarajal - Matas Blancas y Corralejo - Las Salinas a 132 kV. Para conectar a la red de 132 kV los nudos de 66 kV existentes son necesarios 2 transformadores de 70 MVA en Matas Blancas, 1 transformador de 125 MVA en Las Salinas (el tercero en esta subestación) y 2 transformadores de 70 MVA en Corralejo además de los ya incluidos en la planificación 2005-2011.

En el PECAN de junio de 2006 se prevén 162 MW eólicos en el sistema Lanzarote-Fuerteventura. Dado que se desconoce la ubicación de los parques futuros se ha evaluado la evacuación de los 162 MW previstos en el PECAN instalando la mitad en Punta Grande 66 kV y la otra mitad en Matas Blancas. Si se instalan 81 MW eólicos en Matas Blancas puede ser necesaria transformación 66/132 kV adicional o su evacuación directamente en 132 kV. Una distribución de la generación muy distinta de la planteada requeriría de un estudio adicional.

La Palma

En La Palma no se ha detectado la necesidad de actuaciones adicionales para cubrir la demanda prevista en 2016. Es suficiente con las actuaciones incluidas en la planificación 2005-2011.

La Gomera

En La Gomera no se ha detectado la necesidad de actuaciones adicionales para cubrir la demanda prevista en 2016. Es suficiente con las actuaciones incluidas en la planificación 2005-2011.

6.2.2. Refuerzos que se consideran prioritarios y deben ser ejecutados de forma inmediata

A continuación se detallan las actuaciones en la red de transporte peninsular española que dados los escenarios futuros a corto plazo considerados, se consideran prioritarios e inaplazables para solventar los problemas de seguridad de suministro más importantes detectados.

- Nuevo eje DC-400 kV SENTMENAT-VIC-RIUDARENES-RAMIS-BESCANÓ-STA. LLOGAIA-FRANCIA. Mejora en la alimentación de la provincia de Gerona y aumento de la capacidad de interconexión con Francia.
- **Nuevas reactancias en la zona centro.** Reducción de las tensiones en valle. Especialmente críticas en

el nivel de 220 kV de Madrid para compensar la reactiva que generan los cables de 220 kV como consecuencia del rápido proceso de soterramiento de líneas aéreas en el entorno urbano y periurbano de Madrid.

- **Nuevas reactancias en la zona aragonesa.** Reducción de las tensiones en valle.
- L-220 kV GALAPAGAR-MAJADAHONDA. Mejora en la alimentación de la zona noroeste de la provincia de Madrid evitando posibles sobrecargas en la línea L-220 kV VILLAVICIOSA-MAJADAHONDA.
- Repotenciación DC-220 kV COSLADA-LOECHES. Disminución de las posibles sobrecargas en estas líneas.
- Nueva SE 220 kV CUEVAS DE ALMANZORA (que supone repotenciación de las L/ 220 kV SS REYES-HORTALEZA y AENA-HORTALEZA) y nueva L-220 kV AENA-CAMPO NACIONES. Estas dos actuaciones supondrán una disminución importante de la carga transportada por el DC 220 kV COSLADA-LOECHES.
- Nuevo eje 220 kV VENTAS DEL BATÁN-VILLAVERDE (VENTAS DEL BATÁN-MELANCÓLICOS-ARGANZUELA-ANTONIO LEYVA-VILLAVERDE) con entrada/salida en la actual L-220 kV PALAFOX-MAZARREDO en SE 220 kV MELANCÓLICOS. Mejora de la distribución de carga en los ejes SUR y NORTE de la RdT de 220 kV de Madrid, así como, de las posibilidades de realizar mantenimiento en los cables de esta misma zona. Supone además eliminar la antigua SE 220 kV Ventas de Alcorcón.
- SE 400/220 kV TABERNAS, E/S en la L-400 kV HUÉNEJA-LITORAL y DC-220 kV BENAHADUX-TABERNAS. Mejora en la alimentación de la zona de Granada y Almería. Actualmente la alimentación desde la Red de Transporte es una antena desde Caparacena.
- Nuevo DC-220 kV PTO. REAL-CARTUJA y PTO. REAL-PTO. STA. MARÍA. Mallado de las subestacio-

- nes de Cartuja –Jerez de la Frontera- y Pto. de Sta. María. El día 26-12-2009 se produjo un incidente con amplia afectación en esta zona que se hubiera evitado con este refuerzo.
- Nueva L-220 kV ATIOS-MONTOUTO. Mejora de la alimentación de la zona de Vigo. Reducción de posibles sobrecargas en las líneas L-220 kV PAZOS-SUIDO y L-220 kV PAZOS-MONTOUTO.
 - Repotenciación L-220 kV ESCATRÓN-MEQUINENZA. Disminución de las posibles sobrecargas en esta línea.
 - Repotenciación L-220 kV LA POBLA – T SESUÉ. Disminución de las posibles sobrecargas en esta línea
 - Nueva L-220 kV SAN CAYETANO-PORTODEMOUROS. Mejora de la alimentación de la zona de Santiago y de las tensiones en el eje MESÓN-PAZOS.
 - Eje 400 kV BOIMENTE-PESÓZ-SALAS-NARCEAGRADO-SOTO. Mallado de la zona asturiana y mejora en la evacuación de la generación de Galicia y Asturias, particularmente eólica del norte de la provincia de Lugo y Asturias Occidental.
 - Nuevo DC-400 kV SAMA-VELILLA. Mallado de la zona asturiana y mejora en la evacuación de la generación de Asturias.
 - Nueva L-400 kV AGUAYO-PENAGOS y L-400 kV PENAGOS-SOTO. Mejora en la alimentación de la zona cántabra.
 - SE 400/220 kV TORREMENDO, E/S en la L-220 kV CAMPOAMOR-ROJALES y desfasador de SAN MIGUEL de SALINAS. Mejora en la alimentación de la zona murciana y mallado de la red de 220 kV.
 - Nueva SE 220 kV CÁRTAMA, AT 400/220 kV CÁRTAMA y E/S en L-220 kV ALHAURÍN-TAJO ENCANTADA, ALHAURÍN-LOS MONTES y L-220 kV JORDANA-LOS RAMOS. Mejora en la alimentación de la provincia de Málaga y mallado de la red de 220 kV de la zona.
 - Repotenciación nuevos ejes 220 kV ALHAURÍN-CÁRTAMA-TAJO ENCANTADA, ALHAURÍN-CÁRTAMA-LOS MONTES y JORDANA-CÁRTAMA-LOS RAMOS. Disminución de las posibles sobrecargas en estos ejes.
 - Nueva L-220 kV N. CASARES-JORDANA. Eliminación de la T en L-220 kV LOS RAMOS-ALGECIRAS-CASARES.
 - Nuevo DC-220 kV JALÓN-LOS VIENTOS. Mallado de la red 220 Kv, realizando un paralelo al actual eje de 220 kV ENTRERIOS-MONTETORRERO con problemas de sobrecargar ante fallo del eje paralelo de 400 kV. Facilita la evacuación eólica en la zona aragonesa y navarra.
 - Repotenciación de los ejes 220 kV LA ELIANA-F. DE MUESTRAS-TORRENTE y LA ELIANA-QUARTTORRENTE. Disminución de las posibles sobrecargas en estos ejes.
 - Nueva SE 400 kV TORRENTE y AT 400/220 kV. Reducirá la carga de la transformación de Catadau y La Eliana.
 - Nuevo eje 400 kV COFRENTES-AYORA-PINILLA. Reducirá los problemas de evacuación de la generación térmica de Murcia y de la eólica que vierte al eje Olmedilla-Romica-Pinilla.
 - Repotenciación de las L-220 kV ICHASO-ORCOYEN 1 y 2. Mejora la evacuación de generación eólica de Navarra. Actualización de refuerzos prioritarios e inaplazables.
 - Nueva 220 kV STA. ENGRACIA, AT 400/220 kV STA. ENGRACIA y DC-220 kV EL SEQUERO-STA. ENGRACIA. Mallado del eje 220 kV de La Rioja y mejora en la evacuación eólica de Navarra y La Rioja.
 - Repotenciones de los circuitos de 220 kV ALJARAFE-DON RODRIGO y DON RODRIGO-QUINTOS. Elimina las posibles sobrecargas que se pueden producir en estas líneas.

- Repotenciaciones de los circuitos de 220 kV CA-SAQUEMADA-GUILLENA y CASAQUEMADA-ONUBA.
- Nueva L-220 kV GAZULES-PUERTO REAL. Eliminación de la T en L-220 kV GAZULES-PINAR DEL REY-PUERTO REAL.
- Nueva L-220 kV ROCÍO-ALJARAFE y repotenciación de las líneas de 220 kV SANTIPONCE-TORREARENILLAS y TORREARENILLAS-ROCÍO. Aumenta el mallado de la red. Elimina la antena de Rocío.

6.2.3. Funcionamiento del sistema en el horizonte 2008-2016

En el esquema normativo vigente, todos los consumidores tienen derecho al suministro de energía eléctrica, en el territorio nacional, en las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan.

Con este objetivo y para la red de transporte de energía eléctrica, se realiza la planificación eléctrica por parte del Estado y de las Comunidades Autónomas, considerando un horizonte temporal lo suficiente amplio como para que pueda ser satisfecho.

El criterio básico bajo el que ha de funcionar la red de transporte de energía eléctrica, es el garantizar el suministro, al menor coste posible, sin olvidar la protección del medioambiente, siendo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, explícitos en la normativa, los que han de ser utilizados por el Gestor de la Red de Transporte, a la hora de decidir entre las distintas alternativas que vayan surgiendo en la realización de su actividad.

Las infraestructuras lineales de gran impacto en el territorio, como las autopistas, autovías, trenes de alta velocidad, etc., tienen baremos de compensación económica, para expropiaciones, proporcionales al valor del terreno que ocupan. Las infraestructuras eléctricas, que tienen menor ocupación territorial y son compatibles con los usos agrícolas del territorio,

disponen de unos baremos poco significativos para los propietarios. El desarrollo de la energía eólica y de la telefonía móvil ha generalizado un nuevo concepto de compensación en forma de canon anual, que llega a ser muy atractivo para los propietarios del terreno y para las instituciones locales, y que no es comparable con los que las líneas eléctricas han podido ofrecer. Sin embargo, mientras que para el usuario final es evidente la utilidad de las grandes infraestructuras lineales civiles no ocurre lo mismo con las redes de alta tensión, cuyo carácter de activo imprescindible para garantizar el suministro eléctrico no es percibida por la sociedad. De hecho, en una sociedad es cada vez más electrodependiente en la que se contextualiza cierta preocupación por la ubicación territorial de infraestructuras eléctricas, que pueden entenderse en el conjunto de la sociedad pero que en última instancia resultan rechazadas por las poblaciones vecinas a las zonas donde han de instalarse.

Así pues, desde las administraciones se encuentran dificultades para incluir, en su planificación territorial, la reserva necesaria de espacio para el desarrollo de nuevas infraestructuras.

Los puntos críticos de contestación pueden desglosarse en los siguientes:

- Conflicto ambiental: Los grupos ecologista locales son los que con mayor agilidad se posicionan contrarios al desarrollo de estas infraestructuras.
- Contestación social: La permeabilidad social a los planteamientos ambientales, los propios intereses económicos de los posibles afectados, los temores a las servidumbres futuras y el miedo a los impactos difusos motivan que la ciudadanía no entienda la necesidad de abordar este tipo de proyectos.
- Contestación institucional, política y administrativa: existe una gran desconfianza institucional a las nuevas instalaciones eléctricas, que aumenta conforme las instituciones son más próximas al ciudadano, ya que temen su presión para forzar posicionamientos prematuros de difícil gestión posterior.

Asimismo es preciso señalar, que el proceso de tramitación de instalaciones está condicionando, no solamente el ritmo inversor, sino poniendo en cuestión el cumplimiento de la planificación de las infraestructuras de transporte. Esta influencia queda plasmada en el aumento considerable, y en muchos casos inaceptable, de los plazos de tramitación.

El plazo medio que transcurre desde el inicio de la tramitación ambiental de una instalación de transporte hasta su puesta en servicio es de unos 6 años. Teniendo en cuenta que el plazo medio de construcción es de 18 a 24 meses, resulta que la tramitación ambiental y administrativa desde la presentación del Documento Inicial hasta el inicio de la construcción tras ocupar las parcelas afectadas supone un periodo medio de 4 años.

Para instalaciones no sometidas a tramitación ambiental, el plazo total de tramitación se reduce significativamente, pero la exclusivamente administrativa supone un plazo de 18 a 24 meses.

Una diagnosis sobre las causas que producen los efectos anteriores puede resumirse en los puntos siguientes:

- Indefinición, en algunos casos, en la identificación de “la autoridad competente” para tramitar y resolver.
- Normativa no homogénea de las distintas administraciones.
- El nuevo marco normativo, que atribuye competencias resolutorias a las comunidades autónomas para la autorización de las instalaciones de transporte secundario, supone una dificultad añadida a la hora de tramitar los expedientes, debido a la múltiple y diversa legislación autonómica.
- Escasez de recursos aplicados por las administraciones a los procesos de tramitación con respuestas heterogéneas que impiden cumplir los plazos establecidos por la propia legislación.

Aunque algunos de estos aspectos son de tratamiento y solución muy complejos por colisión entre legislación sectorial estatal y legislación general de las comunidades autónomas, debe señalarse que la solución del último de ellos, esto es el estricto cumplimiento por las administraciones de los plazos establecidos en la normativa, redundaría en una reducción muy significativa de los plazos habituales de tramitación.

Cabe señalar, por último, que para la efectiva ocupación de las fincas, se está radicalizando, en algunos casos, la posición de los particulares afectados y determinados Ayuntamientos, mediante acuerdos plenarios, lo que dificulta la efectiva ocupación de las mismas y, por consiguiente, la construcción de las instalaciones.

Adicionalmente, resulta oportuno indicar que la red de transporte de energía eléctrica debe ser diseñada y planificada de modo que, en la operación del sistema eléctrico, se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida.

Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son fundamentalmente: la frecuencia, las tensiones de los nudos y los niveles de carga de los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparamenta asociada).

En estado normal de funcionamiento del sistema, los niveles de carga no deben superar la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas definidas para las diferentes épocas del año.

En el análisis estático de la red de transporte, las contingencias analizadas son todas las incidencias individuales de líneas y transformadores de la red de transporte (niveles 220 y 400 kV) y grupos de generación; los fallos de doble circuito con apoyos compartidos en más de 30 km; la pérdida de circuitos múltiples compactados; y la pérdida de nudos de elevada concentración de transformación (>1.500 MVA), de elevada concentración de generación (>1.000 MW) y

de nudos considerados como críticos desde el punto de vista de seguridad del sistema ante despeje de falta (el tiempo crítico es el máximo tiempo que el sistema soporta una falta trifásica permanente cumpliendo los criterios de seguridad).

La evaluación del comportamiento dinámico corresponde básicamente al concepto de estabilidad del sistema eléctrico y analiza la capacidad de éste para soportar perturbaciones sin que sus parámetros básicos (frecuencia, tensión y corrientes) excedan sus límites transitorios aceptables y evolucionen a valores dentro de los límites de régimen permanente en unos tiempos admisibles.

Uno de los objetivos es la validación del análisis estático desde el punto de vista de la estabilidad dinámica. Como principio general de admisibilidad en estos casos, se considerará que las simulaciones realizadas deberán garantizar que se alcanza el régimen permanente indicado por los estudios estáticos. Por consiguiente, durante el régimen perturbado se tendrá en cuenta que:

- a) No debe perderse más generación y/o mercado de lo postulado en cada contingencia por propia selectividad, por consiguiente se vigilarán que no se produzcan pérdidas de sincronismo en generadores y que durante el hueco de tensión no se den condiciones de disparo de relés de mínima tensión que afecten a la generación y/o mercado.
- b) No debe perderse ningún elemento de transporte adicional al postulado en la contingencia, por tanto se vigilará que en las oscilaciones de potencia no se alcancen condiciones de disparo por protecciones mientras no se alcance el régimen permanente.

Otro de los objetivos es la evaluación de la “máxima capacidad de producción” por razones de estabilidad dinámica, en nudos de la red de transporte. Para lo cual, se sigue un método que consiste en restringir a 250 ms (mínimo tiempo de despeje de falta para las protecciones de fallo de interruptor) los tiempos críticos establecidos en los “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español”.

Noviembre 1995. No obstante, se otorga un nuevo grado de libertad al poder variarse las condiciones de generación del escenario de estudio:

- Si la simulación del defecto de 250 ms no cumple con los criterios de admisibilidad dinámica, independientemente de la generación desconectada, debe determinarse la “máxima capacidad de producción” admisible en el nudo o zona de estudio (conjunto de nudos eléctricamente próximos). Para ello se sigue un proceso complementario al de determinación de tiempos críticos: se fija el tiempo de permanencia de la falta en 250 ms y se reduce el contingente de producción en el nudo (o la zona) hasta que resulte admisible para el sistema.
- Forman parte de una zona de nudos eléctricamente próximos, respecto de la falta postulada todos aquellos nudos en los que evacuen generadores que desconecten ante dicha falta postulada. En tal caso, independientemente de la limitación nodal por máxima capacidad de producción se establecerá otra limitación global a la zona correspondiente. En el caso de que sobre una misma zona existieran limitaciones respecto de más de una falta postulada, prevalece como límite global el menor de ellos.

6.2.4. Otras cuestiones que pueden mejorar la seguridad del suministro

Se entiende conveniente incidir, de cara a mejorar la seguridad del suministro, en las siguientes cuestiones:

- Dilación y retrasos en la autorización de nuevas instalaciones de transporte. Para evitar esto cabría la posibilidad de establecer mecanismos para la agilización y/o simplificación de los procedimientos administrativos de autorización de instalaciones de transporte
- Ordenación del territorio y urbanismo.
 - Reformas Legislativas y Reglamentarias que agilicen dichos trámites, con posibilidad de ejecución de obra mientras de adecua el planeamiento.

- Inclusión de las infraestructuras eléctricas de transporte en la futura ley de infraestructuras promovidas por el Ministerio de Fomento para su tratamiento como infraestructuras lineales equiparables a autovías, líneas de ferrocarril, etc.

■ Medioambiental.

- Realización de la Evaluación de Impacto Ambiental con las consultas previas únicamente preceptivas.
- Mayor agilidad en el Ministerio de Medio Ambiente para la emisión de Resoluciones de Dictamen de Impacto Ambiental.

■ Administración encargada de la tramitación.

- Directrices claras sobre competencias de tramitación por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio respecto a la validez de Decretos de transferencias y actuales Convenios.
- Promoción de nuevos Convenios para la tramitación por las CCAA.
- Mejora en la dotación de medios a las áreas de Industria y Energía de las Subdelegaciones del Gobierno.

■ Emisión de Resoluciones.

- Mejora en la dotación de medios a la Subdirección de Energía Eléctrica de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

6.2.5. Compensación de reactiva en el ejercicio de planificación de la red de transporte 2008-2016.

Bajo las condiciones actuales, se expone desde el Operador del Sistema que la red de transporte carece de elementos de control suficientes para mantener el nivel de tensión de la red de transporte en niveles compatibles con lo establecido en los Procedimientos de Operación y, en cualquier caso, en valores que aseguren, con suficiente margen de seguridad, la integridad del aislamiento de la aparamenta. En los tiempos que corren, resulta habitual, cada vez con

mayor frecuencia, valores de tensión entre 420 y 430 kV durante los periodos de valle, pese a que sistemáticamente se utilizan todos los medios de control de tensión de los que dispone el sistema eléctrico español en la red de transporte. En particular, para el año 2009 se pueden dar las siguientes cifras:

- Más de la mitad de las reactancias existentes del sistema estuvieron acopladas más de 7.000 horas al año (80% del periodo). Más de la tercera parte han estado acopladas más de 8.000 horas (91% del periodo).

- Puesto que el recurso ofrecido por las reactancias existentes está prácticamente agotado en situación base, durante la mayor parte de los valles del año, el número de líneas (valor medio) de la red de transporte desacopladas como último recurso para controlar la tensión ha sido de 33. El número máximo ha llegado a ser en algún caso de 67, con la ineficiencia y riesgo asociado a largo plazo que esto puede suponer.

Además, se tiene que en determinadas zonas del sistema, dependiendo principalmente del perfil de generación peninsular, se hace necesario mantener algunas líneas desacopladas de manera permanente para controlar la tensión. Durante 2009, 8 líneas de 400 kV han estado abiertas por control de tensión más de 4.000 horas, alcanzando una de ellas las 5.900 horas. Este tipo de prácticas no son deseables pues reducen el margen de seguridad del sistema.

El riesgo en el que se incurrirá, en caso de no tomar medidas urgentes para el control de tensiones –red de 220 kV urbana o periurbana-, es que en un futuro cercano se produzcan fallos en la aparamenta relacionados con un envejecimiento prematuro del aislamiento, el aumento de averías y una disminución de la fiabilidad del servicio. Es evidente que daños por este motivo en cables o subestaciones que alimentan a las grandes urbes (en particular Madrid) suponen un impacto cierto sobre el suministro, con períodos de reposición elevados y con una gran repercusión social.

Son varios los factores que influyen en el aumento de tensión del sistema eléctrico, cuyo peso es variable, y en cualquier caso, dependiente de cada situación concreta:

- *Incumplimiento por parte de los agentes del P.O. 7.4 (servicio complementario de control de tensión de la red de transporte)*. En dicho procedimiento de operación se establecen unos determinados requisitos obligatorios de absorción de reactiva para los generadores y de no entrega de reactiva a la red en la frontera transporte/distribución para los distribuidores, que al incumplirse motivan que la red de transporte haya de dotarse de nuevas reactancias que absorban los excedentes de reactiva. La penalización establecida por el incumplimiento de los requisitos obligatorios está ligada a unos precios de la energía reactiva que todavía siguen pendientes de aprobación de forma que hasta ahora no han sido aplicadas penalizaciones por incumplimiento de los agentes de sus obligaciones.

- *El desarrollo del régimen especial como un agente principal en la cobertura de la demanda desplaza al régimen ordinario*. Desde el 1 de abril de 2009, con el fin de reducir los problemas generados por el régimen especial, y al amparo del art. 29 del RD. 661/2007, el operador del sistema ha dado una instrucción generalizada a todo el régimen especial para que mantenga un factor de potencia entre 0,99 y 0,98 tomando reactiva de la red. Esta medida supone retirar entre 500 y 3.500 MVar del sistema, dependiendo del nivel de producción y el factor de potencia considerado. Aunque la medida es positiva, no es en absoluto suficiente, y a corto medio plazo debería evolucionar a un control de tensión a consigna de tensión como realiza la generación convencional en lugar de un control de factor de potencia.

- La gran implantación de tecnología eólica, produce la aparición de escenarios de transporte de energía muy variables y cambiantes en cortos periodos de tiempo. Como consecuencia se precisa disponer de una red de transporte más extensa, si se desea no limitar la producción eólica y mantener las condiciones de seguridad del sistema nacional. Esto im-

plica una red con un factor de carga medio cada vez menor. Esta situación se muestra de forma cuantitativa analizando la longitud de la red frente a energía servida en los países de nuestro entorno.

En los estudios asociados a la propuesta de desarrollo de la red de transporte, realizados en 2006 y principio del 2008, el operador del sistema determinó los elementos necesarios de compensación de potencia reactiva en la red de transporte, siguiendo lo establecido en el P.O. 13.1 Criterios de planificación de la red. En dicho PO en su punto 3.1.2 se indica que “Para determinar la necesidad de elementos de compensación de reactiva deberán tenerse en cuenta, en lo posible, los siguientes elementos:” apartados a) al d), en particular en el apartado d) se indica que “Para construir los escenarios de estudio se considera el cumplimiento, por parte de todos los agentes, de los requisitos obligatorios establecidos en el P.O. 7.4. En los casos que se conozcan las características técnicas de los grupos se utilizarán éstas.”

Los estudios de planificación consideraron la mejor estimación de nueva generación (magnitud y localización), tanto de Régimen Ordinario como de Régimen Especial. También se consideraron las estimaciones de desarrollo de la red tanto de líneas aéreas como de cables, éstos en zonas urbanas.

Teniendo en cuenta las diferencias de ubicación de la generación, de lo previsto con la realidad, y muy especialmente el incumplimiento del P.O. 7.4, los resultados de los estudios de planificación identificaron un determinado grupo de elementos de control de tensión cuyo montante ha sido necesario modificar vista la evolución real del sistema eléctrico. A la vista de los resultados indicados en 2008 el operador del sistema ha identificado las necesidades adicionales de compensación de reactiva urgentes que sí está experimentando la operación del sistema, exponiendo la prioridad de las actuaciones propuestas en la zona de Madrid.

Con un horizonte temporal del año 2011, en el programa anual de instalaciones aprobado mediante la Orden

ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, se considera necesario y viable instalar en la red de 220 kV de Madrid ocho reactancias de 100 Mvar cada una, con un coste estimado de 15 M€ incluidas las posiciones asociadas (con referencia de costes del R.D. 2819/1998 actualizados a diciembre de 2006). El resto de reactancias del sistema, que se considerarán para su inclusión en el próximo ejercicio de planificación con horizonte 2020, siendo muy importantes, no tienen la extrema criticidad de Madrid ya que existen posibilidades de abrir más líneas por control de tensión, aunque en algún caso particular ello pudiera llevar a limitaciones a la generación eólica. En este sentido conviene también recordar que ya se han registrado pérdidas de hasta 600 MW de producción eólica como consecuencia de sobretensiones, con el riesgo que ello conlleva para el sistema en su conjunto.

6.2.6 Problemas detectados por el operador del sistema en la red de distribución

Problemas de tensiones inducidos desde la red de distribución y los consumidores directamente alimentados desde la red de transporte.

SITUACIÓN DE PUNTA

Al objeto de evaluar de forma continua la evolución de los factores de potencia de la Red de Distribución, vistos desde la Red de Transporte, se presentan a continuación los correspondientes al año 2009, tomado como referencia los registrados por CC.AA. durante la hora punta (13:04 horas) del día 01-09-2009:

CC.AA	Activa	Reactiva	cos j	cos j 2008 ²	cos j 2007 ³	cos j 2006 ⁴	cos j 2005 ⁵	cos j 2004 ⁶	cos j 2003 ⁷	cos j 2002 ⁸	cos j 2001 ⁹
Navarra	382	99	0.968	0.981	0.976	0.997	0.967	0.903	0.887	0.916	0.782
Castilla y León	1305	236	0.984	0.981	0.945	0.958	0.953	0.922	0.933	0.937	0.919
Andalucía	4942	858	0.985	0.982	0.986	0.974	0.964	0.938	0.945	0.934	0.929
Galicia	1653	460	0.963	0.964	0.962	0.940	0.949	0.951	0.920	0.875	0.817
Madrid	5138	1026	0.981	0.983	0.980	0.959	0.960	0.959	0.938	0.915	0.917
Comunidad Valenciana	4433	679	0.988	0.987	0.986	0.977	0.979	0.962	0.958	0.958	0.944
Asturias	1073	186	0.985	0.964	0.966	0.967	0.954	0.963	0.955	0.936	0.948
Cataluña	6750	1477	0.977	0.988	0.988	0.973	0.974	0.963	0.947	0.942	0.942
La Rioja	222	42	0.983	0.975	0.992	0.964	0.996	0.975	0.911	0.885	0.861
Aragón	887	79	0.996	0.998	0.989	0.976	0.989	0.978	0.966	0.949	0.927
Castilla - La Mancha	604	126	0.979	0.989	0.978	0.980	0.964	0.983	0.948	0.908	0.919
Extremadura	563	96	0.986	0.975	0.988	0.946	0.965	0.987	0.983	0.951	0.933
País Vasco	2088	209	0.995	0.992	0.977	0.996	0.998	0.989	0.999	0.996	1
Murcia	697	186	0.966	0.972	0.964	0.945	0.968	0.993	0.884	0.980	0.923
Cantabria	414	19	0.999	0.999	0.979	0.969	0.983	1	0.926	0.975	0.932

A la vista de la tabla anterior conviene realizar algunas reflexiones:

- Durante el año 2009 en ninguna comunidad autónoma se registraron factores de potencia inferiores a 0.95, umbral marcado por el PO 7.4. Respecto al año anterior en 8 de las 15 CC.AA. peninsulares reducen ligeramente el factor de potencia, aunque sin bajar de 0.95.
- Es destacable que el factor de potencia alcance en la mayoría de las CC.AA. valores por encima de 0.98.

- En el caso de las 4 CC. AA. más afectadas históricamente por problemas de subtensiones, es decir, Andalucía, Madrid, Valencia y Cataluña, siguen manteniéndose por tercer año consecutivo en valores por encima de 0.98 o próximos a él (Cataluña con 0.977).
- Como conclusión general del análisis, el factor de potencia global del sistema sigue con 0.983 en valores similares al máximo alcanzado el año anterior con 0.985, superándose en las quince CC. AA. peninsulares el mínimo de 0.95 marcado en el PO 7.4. Este dato vuelve a corroborar la mejora progresiva

que se viene observando desde 2003, cuando sólo cinco CC.AA. superaban dicho umbral. Por lo tanto, tal y como se confirmaba en el anterior informe, en el momento actual, y salvo alguna situación muy puntual que se pueda presentar en algún nudo de la red de transporte, no existe un problema de elevados consumos de reactiva en el sistema peninsular por parte de la distribución sino todo lo contrario.

SITUACIÓN DE VALLE

Desde el punto de vista contrario, se ha analizado también en qué medida esta progresiva compensa-

ción de reactiva en la red de distribución (RdD), podría estar contribuyendo a los cada vez más graves problemas por sobretensiones que presentan los valles.

En la tabla siguiente se muestran los factores de potencia por comunidad autónoma que se registraron el pasado día 4-4-2010 a las 5:20h, cuando llegaron a abrirse por control de tensión más de 50 líneas de la Red de Transporte (RdT), frente a escenarios similares de años anteriores. En rojo se marcan las Comunidades Autónomas donde se observa que el factor de potencia es capacitivo.

CC.AA	cos ϕ	cos ϕ 2009 ²	cos ϕ 2008 ³	cos ϕ 2007 ⁴
Navarra	0.986	0.969	0.997	1.000
Castilla y León	0.995	0.990	0.993	0.912
Andalucía	0.998	0.981	0.994	0.996
Galicia	0.997	0.932	0.972	0.992
Madrid	0.968	0.967	0.992	0.987
Comunidad Valenciana	0.992	0.995	1.000	0.995
Asturias	0.999	0.993	0.968	0.972
Cataluña	1.000	1.000	0.997	0.999
La Rioja	0.996	0.999	0.927	0.992
Aragón	0.990	0.994	0.997	0.968
Castilla - La Mancha	0.995	0.977	1.000	0.969
Extremadura	0.999	0.996	0.994	0.999
País Vasco	0.981	0.968	0.999	0.882
Murcia	0.975	0.961	0.946	0.974
Cantabria	0.986	0.992	0.999	1.000

A la vista de los datos de esta tabla caben las siguientes observaciones:

- El factor global del sistema es prácticamente la unidad en los cuatro escenarios.
- En 5 CC. AA. (3 menos que en 2009) se siguen registrando factores de potencia capacitivos (Madrid, Comunidad Valenciana, Aragón, País Vasco y Cantabria¹⁴), lo cual contraviene las especificaciones recogidas en el PO 7.4 para periodos valle y contribuye al incremento de las tensiones de la RdT.
- Es probable que una de las causas que explique estos factores de potencia sea el hecho de no desconectar de la RdD parte de aquellos elementos de

compensación de reactiva, instalados para mejorar el coseno de ϕ en punta, una vez superado este periodo. Otro factor que sin duda condiciona estos factores de potencia puede ser el progresivo soterramiento de redes de tensiones elevadas en entornos urbanos. Este factor puede ser especialmente importante en ciudades grandes como Madrid.

- Como conclusión general se puede afirmar que el sistema peninsular ha dejado atrás los gravísimos problemas de tensiones bajas en punta que manifestaba a principios de la década como consecuencia, entre otros motivos, de la mejora de la compensación capacitiva en distribución. Sin embargo, esta recuperación producida se ha convertido en un problema en algunas zonas donde, en periodos valle, se alcanzan factores

de potencia capacitivos, siendo este factor junto con el gran número de kilómetros de líneas de transporte que han tenido que ser soterradas en entornos urbanos en los últimos años, los dos elementos que más están influyendo en llevar al sistema a situaciones extremas durante estos periodos, llegando a abrir unos 6400 km de circuitos de 400 kV para poder controlar el nivel de tensión de la red. Es urgente tomar medidas para poder solucionar este problema.

Problemas de tensiones en la red de distribución.

Los problemas detectados por el Operador del Sistema de forma cualitativa son:

- Tensiones bajas en Asturias Occidental con elevada demanda y baja hidraulicidad. Puede ocasionar la programación de generación para resolver restricciones técnicas.

Problemas de sobrecargas en la red de distribución.

Los problemas detectados por el Operador del Sistema de forma cualitativa son:

- Elevadas cargas en la transformación a 132 kV en Majadahonda, Fuencarral, Villaviciosa, Villaverde y Vicálvaro en situaciones de alta demanda.
- Elevadas cargas en las transformaciones 400/132 kV en la zona de Valencia y Alicante, donde, en años anteriores, se han incrementado éstas sobrecargas en beneficio de las que afectaban a las transformaciones de 220/132. De igual modo se ha incrementado la transformación 220/132 de Murcia. A este aumento, tanto en esta última zona como en las anteriores, ha contribuido también la reciente incorporación de nuevos grupos generadores en Castellón, Sagunto y Cartagena —durante 2007 se agregaron una nueva unidad en Castellón y otras tres en Morvedre—, si bien se han dado de baja el grupo 2 de fuel de Castellón (2008), así como, el 4 y 5 de Escombreras (2009-10).
- Elevadas cargas en algunos ejes de 132 kV de Valencia y Alicante, que en ocasiones, superan su capacidad nominal con fuertes demandas. No es posible solucionar este problema con generación.

- Elevadas cargas en la transformación de 220/132 kV Córdoba y Jaén. Se alivian con generación en Puentenuevo. Las indisponibilidades de esta central no pueden ser cubiertas por otro generador completamente equivalente de la zona. También se presenta este problema en Málaga (transformación 220/132 Los Ramos) donde se puede aliviar parcialmente con la generación hidráulica de la central de Iznájar, siempre que tenga reserva disponible. No obstante, también ha contribuido a ello el refuerzo de la reciente conexión de Jordana sobre el antiguo DC Alhaurín-Pinar / Costasol-Pinar y más recientemente la incorporación del un nuevo grupo de ciclo combinado (CTCC Málaga G^o1) en Los Ramos.

- Elevadas cargas en la transformación de 220/132 kV de Santiponce (Sevilla) y en el eje de 132 kV Santiponce-Lancha (Córdoba) en situaciones de fuerte demanda.

- Aunque con la incorporación de la tercera unidad de transformación en Litoral se han eliminado los problemas en estos bancos de 400/132 kV, persisten en la transformación 220/132 y la red de 132 kV que dependen de la antena de 220 kV Caparacena-Benahadux, en parte aliviados por la reciente instalación del nuevo AT 220/132 kV Caparacena y por el nuevo eje de 132 kV que conecta Baza con Vera, donde evacuan los parques eólicos de Serón. También se ha reforzado la estructura del anillo de 132 kV entre Benahadux y Litoral.

- Elevadas cargas en la transformación 220/132 kV de Gerona (Juiá) y Barcelona (La Roca y S. Coloma). También se observan problemas en la zona de influencia del AT 400/110 kV Garraf (Tarragona), incorporado en 2009 entre Begues y Vandellós.

Problemas de falta de mallado en la red de distribución

La red de distribución de la energía eléctrica es un escalón del sistema de suministro eléctrico, que es responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad. La distribución de la energía eléctrica

desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza normalmente en dos etapas.

La primera está constituida por la que podría entenderse red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 45 y 132 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya

que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 ó 220/380 V).

Cada vez en un mayor número de zonas del sistema se está observando una carencia cada vez más acusada de redes de distribución en su nivel de reparto a tensiones inferiores al 220 kV y la falta de desarrollo de redes de distribución a tensiones de 3 a 30 kV que permitan la alimentación de la demanda, en caso de fallo de una subestación de transporte, desde otras subestaciones de transporte alternativas. Este hecho se ha demostrado como una situación no deseable por los cortes prolongados y de elevadas demandas no suministradas que pudieran producirse.

Evolución de las demandas y factores de potencia inducidos desde la Red de Distribución y los consumidores directamente alimentados desde la red de transporte.

En la siguiente tabla se representa la evolución de la demanda por C.C.A.A, excluyendo autoprodutores y pérdidas.

CC.AA	Activa		Reactiva		cos j	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Navarra	382	390	99	78	0.968	0.981
Castilla y León	1305	1399	236	275	0.984	0.981
Andalucía	4942	5611	858	1093	0.985	0.982
Galicia	1653	1619	460	446	0.963	0.964
Madrid	5138	5396	1026	995	0.981	0.983
Comunidad Valenciana	4433	4718	679	763	0.988	0.987
Asturias	1073	1118	186	310	0.985	0.964
Cataluña	6750	6891	1477	1058	0.977	0.988
La Rioja	222	256	42	58	0.983	0.975
Aragón	887	838	79	-47	0.996	0.998
Castilla - La Mancha	604	849	126	128	0.979	0.989
Extremadura	563	775	96	176	0.986	0.975
País Vasco	2088	2293	209	299	0.995	0.992
Murcia	697	757	186	181	0.966	0.972
Cantabria	414	315	19	13	0.999	0.999
España peninsular	31149	33225	5777	5826	0.983	0.985

■ CC.AA. que han empeorado su factor de potencia en el 2009 siendo menor de 0.95.

■ CC.AA que tienen un factor de potencia mayor de 0.95 en 2009.

Instalación de condensadores en la Red de transporte

CC.AA	Nudo Eléctrico	Potencia instalada (MV Ar)	Empresa	Fecha PES
Madrid	SS Reyes 220	100	REE	10 dic. 2002
Valencia	Catadau 220	100	REE	19 dic. 2002
Madrid	Moraleja 400	100	REE	20 dic. 2002
Madrid	Galapagar 400	100	REE	30 ene. 2003
Andalucía	Guillena 220	200	REE	3 y 5 nov. 2004
Murcia	Hoya Morena 220	100	REE	12 dic. 2004
Valencia	Jijona 220	100	REE	19 dic. 2004
Cataluña	San Celoni 220	200	REE	27 ago. 2006 y 5 nov 2006
Valencia	Saladas 220	100	REE	21 sep. 2006
Valencia	Benejama 220	100	REE	16 dic. 2006
Cataluña	Juiá	100	REE	30 jun. 2007

Estimación de la compensación capacitiva adicional que hubiera sido necesaria para alcanzar el $\cos \phi$ 0,95 en todas las CC. AA. durante la punta del verano 2009.

Esta estimación se realiza a partir del día de máxima demanda de verano (1-9-2009), considerando bloques mínimos de 50 MVar por CC. AA, analizando algunas CC. AA. –Galicia, Castilla-La Mancha y Andalucía– dividiéndolas en dos sub-zonas. En ninguna de las CC.AA ni zonas consideradas se observaron factores de potencia inferiores a 0.95, por lo que no sería necesaria ningún tipo de compensación adicional.

Sin embargo, si se tienen en cuenta los incumplimientos de carácter local del requisito del PO 7.4.,

existen nudos que presentan en condiciones extremas de demanda valores inferiores a 0.95. En estos casos se debería realizar la compensación de reactiva necesaria para corregir el factor de potencia a valores superiores a 0.95.

Estimación del exceso de compensación capacitiva que genera $\cos \phi$ capacitivos durante el valle de primavera de 2010.

Esta estimación se ha realizado a partir de uno de los días de menor demanda de la primavera (4-4-2010), considerando bloques mínimos de -50 MVar por CC. AA.

CC.AA	Compensación necesaria (MVar)
Navarra	0
Castilla y León	0
Andalucía Occidental	0
Andalucía Oriental	0
Galicia Norte	0
Galicia Sur	0
Madrid	-550
Comunidad Valenciana	-200
Asturias	0
Cataluña	0
La Rioja	0
Aragón	-50
Castilla-La Mancha Occidental	0
Castilla-La Manca Oriental	0
Extremadura	0
País Vasco	-200
Murcia	0
Cantabria	-50
Total	-1100

Cabe destacar que la mitad del exceso de compensación capacitiva de todo el sistema se encuentra en Madrid como consecuencia, entre otros, del incremento de red de distribución soterrada en entornos urbanos. Si a estos 550 MVar se le suma la generación de reactiva de la red de 220 kV, con cada vez más elementos soterrados, se explican los flujos de hasta 1100 MVar que han de evacuarse en valle hacia la red de 400 kV. Es urgente la instalación de reactan-

cias en el nivel de 220 kV de las grandes ciudades, muy especialmente en Madrid.

Al igual que se indicaba en el apartado anterior, en esta tabla no se muestran los incumplimientos de carácter local del requisito del PO 7.4, existiendo nudos que presentan factores de potencia capacitivos que propician la aparición de sobretensiones en periodos valle.

Evolución de los problemas de tensiones y sobrecargas en la Red de Distribución

Problema	2008	2009
Tensiones bajas en Asturias Occidental con elevada demanda y baja hidráulicidad.	X	X
Elevadas cargas en la transformación a 132 de Majadahonda, Fuencarral, Villaviciosa, Villaverde y Vicálvaro con fuertes demandas.	X	X
Elevadas cargas en la transformación hacia el nivel de 132 en la zona de Valencia, Alicante y Murcia.	X	X
Elevadas cargas en algunos ejes de 132 kV de Valencia y Alicante.	X	X
Elevadas cargas en la transformación de 220/132 de Granada, Córdoba y Jaén y Málaga (Los Ramos).	X	X
Elevadas cargas en la transformación 400/132 de Litoral y el eje 220 kV Caparacena-Benahadux con fuertes demandas.	X	X
Elevadas cargas en la transformación de 220/132 de Santiponce (Sevilla) y eje de 132 kV Santiponce-Lancha (Córdoba) en situaciones de fuerte demanda.	X	X
Elevadas cargas en la transformación de 220/132 de Juiá (Gerona), La Roca y S. Coloma (Barcelona) y ante contingencia en la zona de influencia del AT 400/110 kV Garraf (Tarragona).	X	
Sobrecargas en la zona de PONFERRADA 132 kV ante contingencias.	X	X
Sobrecargas en la red de 132 kV de Asturias ante falta de generación térmica en la red de 220 o 132 kV de la zona y fallo del AT 400/220 kV SE Soto de Ribera.	X	X
Sobrecargas en la red de 132 kV del norte de LUGO y del occidente de ASTURIAS con alta generación en la zona de SE 132 kV BOIMENTE.	X	X
Problemas de alimentación a León ante el fallo en la transformación 400/132 kV de La Robla o Vilecha.	X	X
Problemas de sobrecargas en la red de 132 kV de Lugo y Orense, especialmente con baja hidráulicidad.	X	X
Problemas de sobrecargas en el eje 132 kV TESOURO-SABON en horas de alta demanda y baja generación en el eje.	X	X
Problemas de sobrecargas en el AT 220/132 kV FRIEIRA en horas de alta demanda y baja generación hidráulica en la zona.	X	X

7. Consideraciones económicas en los planes de desarrollo de las infraestructuras de las actividades reguladas

7.1 Consideraciones económicas de los Planes de Desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector gasista

En el capítulo 6 de este Informe Marco se refleja el avance de la puesta en marcha de las infraestructuras recogidas en la Planificación y su Revisión Anual más reciente, esto es la Orden ITC/2906/2010, con el fin de analizar la cobertura de la demanda. Por tanto, hasta este punto los proyectos de inversión del plan de infraestructuras propuesto han sido evaluados desde el punto de vista técnico de la cobertura. Así, se mostraba el calendario estimado de entrada en funcionamiento de las infraestructuras previstas para el periodo 2010-2014, de acuerdo a las fechas proporcionadas por los promotores.

Adicionalmente ha de ser valorada la repercusión económica de los proyectos, ya que las inversiones en infraestructuras suponen un elevado coste económico, cuya retribución, en el marco de la regulación actual, se garantiza vía peajes. Por ello, a continuación se evalúan y analizan, las repercusiones económicas que conllevarían las inversiones necesarias para acometer el Plan de infraestructuras de gas establecido en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado en mayo de 2008, y a su vez se contrastan con las reducciones que conlleva la aplicación de la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, que revisa el programa anual de instalaciones. Se presentan los costes de todo el período que abarca la Planificación 2008-2016, y no tan sólo en el horizonte 2010-2014, a fin de tener una visión más completa de los costes de las inversiones, independientemente de las fechas inicialmente previstas por los promotores.

Para estimar los costes de inversión que se reconocen a las infraestructuras, contempladas en la Planificación y la Revisión Anual, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- La valoración de la inversión asociada a los activos se ha realizado de acuerdo con los costes unitarios y costes de operación y mantenimiento recogidos en la Resolución de 31 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publican la retribución de actividades reguladas, los derechos de acometida y las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2010. Las fórmulas de actualización utilizadas son las contempladas en las Órdenes ITC/3993/2006, ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006.
- Se ha considerado un escenario macroeconómico donde el tipo de interés previsto en los próximos años del bono a 10 años sea de 4,2% y el incremento del IPC, el IPRI y el ICE sea del 2%.
- Para los almacenamientos subterráneos, inicialmente y salvo información adicional aportada por el promotor, se ha considerado que los denominados “on shore” tienen un coste de inversión y de operación y mantenimiento equivalente al almacenamiento de Serrablo, y los almacenamientos “off shore”, equivalentes al de Gaviota, todos ellos actualizados a moneda corriente.
- Se han tenido en cuenta los ramales de conexión a los ciclos combinados, pero no los activos cuyas características técnicas no han sido definidas.
- Aquellos gasoductos que muestran dos valores para su diámetro pero de los que se desconoce la asignación de longitudes a cada uno de ellos, se han valorado al valor del mayor diámetro. Cuando se fija un intervalo de longitudes se ha tomado el valor medio.

El coste total de las inversiones contempladas inicialmente en la Planificación 2008-2016 en las categorías “A” y “B” ascendería a 9.095 Millones de Euros, de los cuales la gran mayoría, 8.373 Millones de Eu-

ros, corresponderían a activos con categoría “A” o “A Urgente” y los 722 Millones restantes, a activos con categoría B (ver figura 7.1.1).

Inversión asociada a Activos previstos en la Planificación para incorporar en el año

(En millones de Euros)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Periodo 2008-2016
Total Inversiones Previstas	854	1.182	1.614	1.533	2.168	628	332	456	328	9.095
A y A Urgente	799	1.142	1.588	1.485	2.000	619	257	433	70	8.373
B	56	40	26	68	168	9	75	23	258	722
Actividad de Transporte	555	1.154	475	380	731	425	257	156	70	4.204
Gasoductos de Transporte Primario	358	852	392	298	664	363	206	109	70	3.312
Gasoductos de Transporte Secundario	144	157	27	82	6	9	28			453
Estaciones de Compresión	53	145	56		62	53	22	47		438
Actividad de Regasificación	232	28	236	1.143	497	203	75	300	258	2.981
Actividad de Almacenamiento Subterráneo	67	0	903		939					1.910
Total Inversiones Previstas	854	1.182	1.614	1.533	2.168	628	332	456	328	9.095

Figura 7.1.1. Costes de Inversión estimada para instalaciones clasificadas como tipo A, A Urgente y B en el documento de Planificación 2008-2016, clasificadas por tipo. Fuente: CNE y documento de Planificación

Cabe apuntar, a modo informativo, que el grueso (en torno al 80%) de la inversión contemplada en el informe de planificación 2008-2016 se concentraba precisamente en la primera mitad del periodo, esto es, entre 2008 y 2012.

A partir de este planteamiento inicial de desarrollo de infraestructuras, y fechas de incorporación, planteado en la Planificación, se han producido variaciones, bien motivadas por la evolución técnica de los propios proyectos o bien por las condiciones de demanda y del propio sistema gasista. De este modo, ciertos proyectos contemplados en el horizonte de la Planifica-

ción han sido ya puestos en marcha, integrándose en el sistema de retribuciones, otros se encuentran en fase de desarrollo dentro de los plazos inicialmente previstos, otros se hallan retrasados con respecto a sus fechas iniciales y por último otros proyectos han sido desestimados. Como se ha citado previamente, la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, revisó el programa de instalaciones que habrían de construirse en el período 2008-2016. Esta revisión se enumera en detalle en el capítulo 8 de este Informe. La entrada de esta Orden ha conllevado una importante reducción, del 25,5%, de las inversiones inicialmente previstas en la Planificación 2008-2016 en las categorías A y B.

Infraestructuras	TOTAL (M€)
REGASIFICACIÓN	789,4
Vaporización	565,7
Almacenamiento GNL	223,7
TRANSPORTE	1.135,0
Gasoductos transporte primario	864,0
Estaciones de Compresión	143,0
Gasoductos regionales primarios	128,0
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS*	399,0
TOTAL	2.323,4

Figura 7.1.2. Instalaciones inicialmente clasificadas como tipo A, A Urgente y B en el documento de Planificación 2008-2016, que se aplazan según la Orden ITC/2906/2010. Fuente: CNE y documento de Planificación

* El coste considerado para el AASS de Gaviota ha sido evaluado sobre estimaciones previas (232 M€ Las últimas estimaciones (2008) sitúan el coste de dicho almacenamiento en 847M€

Cabe destacar que los aplazamientos se producen principalmente en activos de transporte (49%) y de regasificación (34%). En relación a los almacenamientos subterráneos se han reclasificado también varios proyectos, como se detallaba en el capítulo 8 de este Informe, si bien algunos de estos no pertenecían inicialmente a las categorías A ó B. Las cantidades correspondientes a los AASS indicadas en la tabla resultarían mayores al aplicar las últimas actualizaciones de precios planteadas por los promotores de los mismos. En cualquier caso sí continúan en fase de desarrollo, y como se ha citado a lo largo de este Informe, se espera la puesta en marcha en 2012 de los almacenamientos de Castor y Yela.

Respecto a los costes de inversión en que incurran las empresas distribuidoras en el periodo 2008-2016, debe recordarse que la retribución anual de la actividad de distribución no depende de forma directa de las nuevas instalaciones que se construyan, sino que varía en función del incremento de las ventas de gas natural y del número clientes conectados a la red. Por ello, a diferencia de las infraestructuras de transporte, las nuevas inversiones en infraestructuras de distribución no se traducen de forma individualizada y directa en un incremento de la retribución de los

distribuidores y, por consiguiente, en un incremento automático de los peajes para poder retribuir dichas instalaciones, sino que dependerá de los factores señalados, esto es, de las ventas de gas y del número de clientes conectados. No obstante, el desarrollo de la red de gasoductos de distribución tiene por objeto atender el incremento de demanda y/o conectar a nuevos clientes.

Como se ha comentado, la aproximación a los costes de inversión que tendrán las nuevas infraestructuras se plantea para el conjunto del periodo 2008-2016. Tan pronto las nuevas inversiones entran en operación se incorporan al régimen de retribución de activos del sistema gasista. En este sentido la figura 7.1.3 recoge una previsión inicial de la evolución de la retribución, a lo largo del horizonte temporal 2010-2014, empleando las fechas de entrada en operación proporcionadas en 2010 por los promotores. Según los cálculos realizados en base a los datos aportados por los promotores, la retribución registrará un crecimiento sostenido durante todo el periodo, que supondría entre 2010 y 2014 un incremento interanual medio del 4,6%, tomando como referencia la retribución de 2009. La retribución variable computa en torno al 6% de la retribución total.

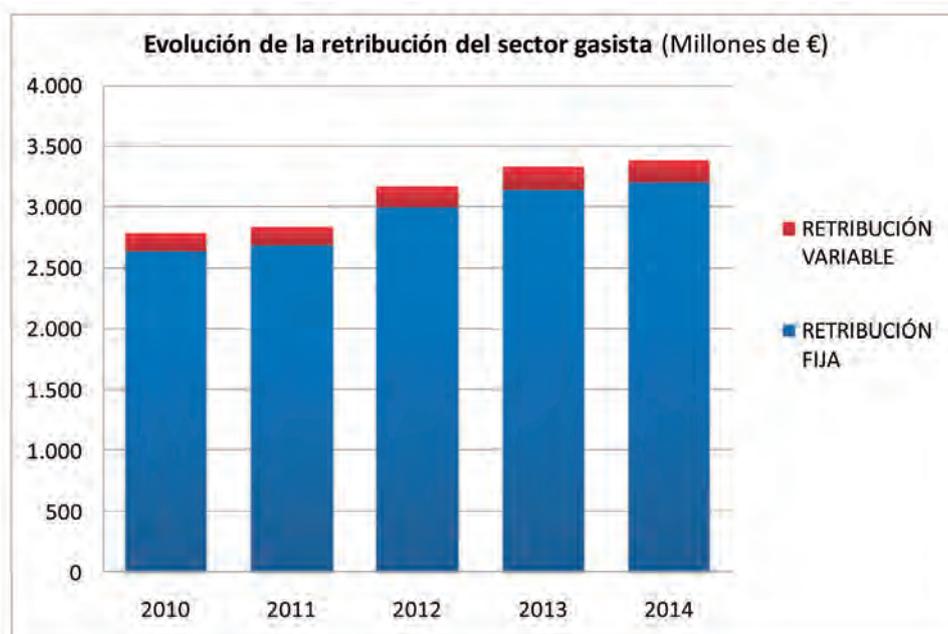


Figura 7.1.3. Representación gráfica de la retribución económica del sector gasista en el periodo 2010-2014. Fuente: CNE.

Desagregando la retribución fija en los diferentes tipos de activos, la distribución supone la mayor parte de ésta, si bien muestra una tendencia decreciente a lo largo del horizonte 2010-2014, pasando de suponer el 50% de la retribución fija en 2010, a un 45% en 2014. La partida que más se incrementa corresponde

a los almacenamientos subterráneos, que con la entrada de Castor y Yela incrementan su cuota hasta el 14% al final del periodo. La regasificación y el transporte tienen cierta disminución en sus cuotas pero en general se mantienen, en términos relativos, más o menos constantes.

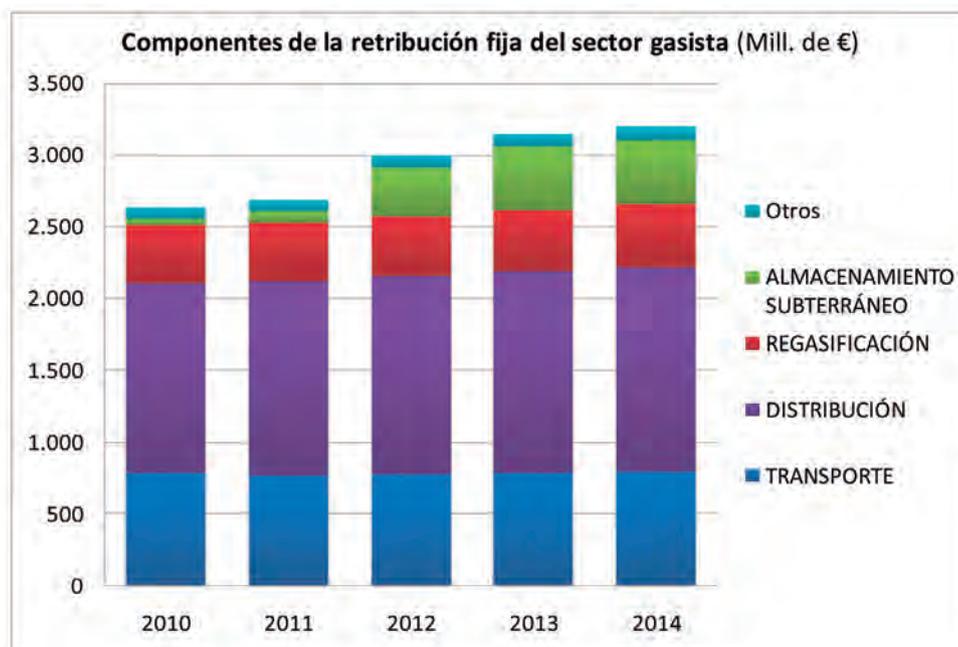


Figura 7.1.4. Evolución de la retribución fija durante el periodo 2010-2014, desagregada por tipo de infraestructuras. Fuente: CNE.

La retribución de las infraestructuras y actividades del sistema gasista tiene lugar a partir de los ingresos procedentes, mayoritariamente, del cobro de los peajes por el uso de las distintas instalaciones. Éstos son pagados por los agentes con derecho de acceso, que reservan las capacidades de regasificación, transporte y/o almacenamiento y hacen uso de ellas para abastecer a sus clientes.

La construcción de nuevas infraestructuras puede responder a varios criterios, entre los que cabe destacar dos de ellos: el abastecimiento de una demanda creciente y la seguridad de suministro. Es preciso tener en cuenta ambos de una forma equilibrada a la hora de dimensionar el sistema, dado que el diseño de un sistema eficiente, que maximice el uso de las infraestructuras sin tener en cuenta la seguridad de suministro puede dar lugar a unos peajes reducidos, pero a un sistema vulnerable, incapaz de hacer frente a imprevistos, como el fallo de una infraestructura, incremento inesperado de la demanda, u otros. Y por

el contrario, un sistema sobredimensionado podría incrementar la seguridad de suministro, pero a un coste excesivo para los consumidores.

Si bien de acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, se ha aplazado el desarrollo de ciertas infraestructuras contenidas en la Planificación 2008-2016 que no están plenamente justificadas en el escenario de demanda actual, y que serán reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación 2012, las nuevas inversiones programadas para el periodo 2010-2014, dan lugar a un incremento de la retribución del sector superior al incremento previsto de la demanda. Esto se traduce en un aumento de la tarifa media de referencia en ese periodo, calculada ésta como el cociente entre las cantidades anuales a retribuir y la demanda esperada. Por lo tanto, las tarifas de acceso se verían incrementadas de forma análoga, en distinta medida según las metodologías de reparto final de costes entre las diferentes categorías de peaje.

7.2. Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas

Conforme a la información recogida en el Documento de “Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, Desarrollo de las Redes de Transporte”, publicado en mayo de 2008, relativa a los costes de inversión correspondientes a los diferentes planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas de transporte, relacionados en apartados anteriores, en este apartado se presenta un resumen de la valoración económica de las actuaciones establecidas en el periodo 2008-2016. Se incluyen los conceptos fundamentales de líneas y subestaciones (que a su vez incluyen los conceptos retributivos de posiciones, transformadores y elementos de compensación).

La valoración adjunta no contempla los costes de inversión de aquellas instalaciones que, aún siendo integrantes de la Red de Transporte, el R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, asigna sus costes a los agentes que realizan la conexión al sistema eléctrico.

En la valoración económica se refleja el coste estimado total por tipo de actuación, de manera que la ponderación relativa a cada tipo de actuación viene a ser: 74,31% tipo A, 10,41% tipo B1, 15,28% tipo B2. De acuerdo con el Documento de “Planificación 2008-2016”, los costes globales del periodo íntegro 2008-2016, son los que se recogen en la siguiente figura:

COSTES LÍNEAS (M€)				COSTES SUBESTACIONES (M€)				Coste Total (M€)
Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Total líneas	Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Total subestaciones	
3.154,3	146,0	233,1	3.533,4	3.697,2	813,4	1.176,2	5.686,8	9.220,2

Figura 7.2.1. Inversión por tipo de actuación (M€, Año 2008. Fuente: MITyC)

A continuación se recogen, para el periodo 2007 a 2016, el volumen total de inversión desagregado en inversión por tipo, en millones de € de 2008.

TIPO ACTUACIÓN: A					Total Horizonte
2007	2008	2009-10	2011-12	2013-16	
649,4	786	1.839,7	2.106,5	1.469,9	6.851,5

Figura 7.2.2. Inversión Tipo A (M€, Año 2008. Fuente: MITyC)

TIPO ACTUACIÓN: B1					Total Horizonte
2007	2008	2009-10	2011-12	2013-16	
9,5	87,8	209,1	464,3	188,7	959,4

Figura 7.2.3. Inversión Tipo B1 (M€, Año 2008. Fuente: MITyC)

TIPO ACTUACIÓN: B2					Total Horizonte
2007	2008	2009-10	2011-12	2013-16	
0	1,0	47,6	338,8	1.021,9	1.409,3

Figura 7.2.4. Inversión Tipo B2 (M€, Año 2008. Fuente: MITyC)

Esta senda de inversión se ha visto corregida con motivo de la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural. De manera que se ha establecido un incremento de 238 Millones de Euros con motivo de actuaciones excepcionales no contempladas en la Planificación 2008-2016 y un decremento de 1.401 Millones de Euros correspondientes a los costes de las instalaciones que se aplazan al final del periodo y que en el siguiente ejercicio de planificación se podrían considerar. Las cantidades económicas referidas se han imputado a la senda de inversiones de manera que los sobrecostes se han recogido en el periodo contemplado entre el 2011 y 2012, de forma proporcional, debido a que se trata de instalaciones añadidas con carácter de urgencia para atender diversas necesidades y requerimientos en el sistema de transporte; sin embargo, los descuentos se han aplicado de for-

ma proporcional al periodo completo de planificación que va desde 2011 a 2016.

Considerando la anterior senda de inversiones, teniendo en cuenta lo establecido en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, estimando que los costes de Operación y Mantenimiento anuales suponen aproximadamente un 2,5% del total de la inversión y considerando unos valores para IPC e IPRI de tipo interanual con valor de octubre, idénticos a los de 2010, esto es, 2,10% y 0,5%, respectivamente; en la tabla siguiente se recoge el incremento que experimentaría, por este único concepto, la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica a nivel peninsular teniendo en cuenta que el índice de actualización para todo el periodo contemplado en base a los anteriores valores de IPC e IPRI, tiene una cuantificación del 1,0066; dando lugar a los valores reflejados en la tabla siguiente que deberán ser trasladados a los peajes de cada ejercicio:

RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE EN M€ DE 2010						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total	1266	1388	1643	1877	1969	2062

Figura 7.2.5. Retribución del Transporte (M€, Año 2010. Fuente: MITyC)

Teniendo en cuenta que la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para el año 2010 a nivel peninsular se eleva, de acuerdo con la Orden ITC 3519/2009 de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2010, y en la que se establece la tarifa eléctrica de retribución de la actividad desempeñada por REE,

S.A. y del resto de empresas peninsulares sometidas a liquidación para el 2010 por una cuantía de 1265,875 M€ de forma que los diferentes planes de desarrollo de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica vienen a representar, para el periodo considerado, un incremento de la retribución de dicha actividad de:

RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE EN M€ DE 2010						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total	4,87%	9,66%	18,33%	14,27%	4,92%	4,72%

Figura 7.2.6. Incremento Retribución del Transporte (%).

Es imprescindible señalar que la fórmula retributiva de dicha actividad, establecida en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, hace evolucionar la retribución estándar de las inversiones de manera anual a partir del siguiente Índice de Actualización (IA):

$$IA = 0,4 \cdot (IPRI - x) + 0,6 \cdot (IPC - y)$$

fijándose las constantes x e y como: 0,5% y 1% respectivamente, mientras que a la parte referida a los costes de operación y mantenimiento la evolución anual que se le ha de aplicar viene referida en función del siguiente Índice de Actualización (IA):

$$IA = 0,15 \cdot (IPRI - x) + 0,85 \cdot (IPC - y)$$

siendo los valores estipulados para las constantes los mismos que en el caso del índice de los estándares de inversión. Además, también se establece que los valores a contemplar para el IPC y el IPRI respectivamente, vendrán a ser los valores interanuales del mes de octubre del año a partir del que se hace la actualización.

En cuanto a las inversiones en infraestructuras eléctricas que, durante el periodo considerado, tengan que abordar las empresas distribuidoras en aras a garantizar el suministro, las mismas no tienen por qué representar, en principio, un incre-

mento significativo de la retribución de la actividad de distribución y, por ende, de las tarifas y peajes, ya que en la fórmula retributiva de dicha actividad, establecida en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica bajo un esquema regulatorio de “RevenueCap” del inmovilizado, y que hace evolucionar la retribución de dicha actividad teniendo en cuenta con un Índice de Actualización (IA) en función del IPC y del IPRI interanuales. Por tanto, la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica no depende, de manera directa, de las inversiones en las redes de distribución aunque, lógicamente, mayores incrementos de la demanda conllevarán mayores necesidades de inversión, y viceversa. Deberá vigilarse, en este punto, que las empresas distribuidoras acompañen sus inversiones en las redes de distribución a la evolución de la demanda de los próximos ejercicios, y ello supuesto que, ya desde el inicio del periodo considerado, la calidad de servicio sea al menos la reglamentaria, ya que, en aquellas zonas donde se observen valores actuales de la calidad de servicio peores que los reglamentados, será necesario un sobre-esfuerzo inversor por parte de las empresas distribuidoras, sin que quepan reivindicaciones de una mayor retribución por parte de dichas empresas distribuidoras, puesto que la actual retribución de la actividad de distribución viene a permitir alcanzar los umbrales de calidad de servicio reglamentados.

8. Consideraciones sobre la seguridad de suministro

Los artículos 4 y 5 respectivamente de las Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE sobre el mercado interior de la electricidad y el gas natural establecen la obligación de los Estados miembros de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro de cada mercado, pudiendo desarrollar esta labor las autoridades reguladoras.

Así, el artículo 4 de la Directiva 2003/54/CE dispone, para el mercado interior eléctrico:

“Artículo 4

Supervisión de la seguridad del suministro

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

A su vez, en relación con el mercado interior del gas natural, el artículo 5 de la Directiva 2003/55/CE indica:

“Artículo 5

Supervisión de la seguridad del suministro

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

Los aspectos relacionados con la oferta, la demanda, sus previsiones y el balance de estas dos variables ya han sido tratados en capítulos anteriores del presente Informe. En el capítulo ocho se pretende resumir el resto de puntos considerados en los artículos 4 y 5 de las Directivas citados, comenzando inicialmente con los relativos al sector del gas natural, para continuar después con el sector eléctrico.

8.1. Seguridad de suministro del sistema gasista español

A continuación se describen los aspectos relativos a la seguridad del suministro de gas natural relacionados con las capacidades adicionales, en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores, de acuerdo con el artículo 5 de la Directiva 2003/55/CE.

8.1.1 Capacidades adicionales en proyecto o en construcción

El capítulo 6 refleja las infraestructuras, bien en fase de construcción o en proyecto, que los promotores indican entrarán en operación en el periodo 2010-

2014, y analiza además su adecuación para atender la demanda prevista. En algunos casos se han producido modificaciones significativas entre las fechas de entrada en operación indicadas por los promotores con respecto a las inicialmente planteadas en la Planificación 2008-2016.

En relación a las plantas de regasificación, según los datos de los promotores, la capacidad de emisión experimentará un incremento del 14% respecto a la capacidad disponible en 2010, en el periodo 2010-2014. Lo mismo ocurre con la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, que aumentará en 820.000 m³ de GNL. La figura 8.1.1 muestra el incremento de la capacidad de vaporización y de almacenamiento de GNL en el periodo 2010-2014.

(Capacidad)	2010	2012	2014	Incremento 2010-2012	Incremento 2010-2014
Nueva capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)					
	6.862.800	7.662.800	7.812.800	12%	14%
Nueva capacidad de almacenamiento en m ³ de GNL					
	2.857.000	3.527.000	3.677.000	23%	28%

Figura 8.1.1: Incremento de la capacidad de vaporización y de almacenamiento de GNL en el periodo 2010-2014 según las últimas previsiones del Informe de Seguimiento de Infraestructuras y el Plan anual de Infraestructuras.

Este desarrollo se debe a la construcción y puesta en marcha en este periodo de dos nuevas plantas de regasificación, situadas en Asturias (Musel), y Tenerife, que añaden una nueva capacidad de emisión de 950.000 m³(n)/h. La entrada en operación de estas plantas está prevista para 2012, en el caso de la planta de Asturias, y 2014 en el caso de Tenerife.

La capacidad de regasificación en las plantas del sistema gasista a finales de 2009 era de 6.612.800 m³(n)/h, y la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL de 2.487.000 m³. La entrada en operación de todas las infraestructuras incluidas en la Planificación 2008-2016, tanto peninsulares como

insulares, hubiera supuesto en el año 2016, un incremento en la capacidad de entrada de 3.112.800 m³N/h y de 2.248.000 m³ de GNL de almacenamiento en tanques. Sin embargo, de acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, la entrada en operación de algunas infraestructuras de regasificación contenidas en la Planificación 2008-2016 no está plenamente justificada en el escenario de demanda actual, y por tanto, se ha aplazado su desarrollo y serán reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación 2012-2020. Entre estas infraestructuras de plantas de regasificación, que han sido incorporadas a la nueva categoría R⁴⁵, se encuentran los siguientes proyectos:

45. Según lo citado en la orden Orden ITC/2906/2010, los compromisos internacionales derivados del resultado de la Open Season 2015, que tuvo lugar en julio de 2010, hacen necesario disponer en 2015 de una capacidad mínima de emisión de 1.000.000 m³(n)/h en ►

Planta	Proyecto	P.E.M.	M ³ GNL	M ³ (N)/H	Categoría Planificación
Planta de Bilbao...	Ampliación emisión a 1.200.000Nm ³ /h.	2012		200.000	R ²
	4º Tanque GNL (150.000M ³)	n.d.			R
Planta de Huelva...	Ampliación emisión a 1.650.000Nm ³ /h.	2015		150.000 - 300.000	R
	6ºA Tanque GNL	2015			R
Planta de Musel...	Ampliación emisión a 1.000.000Nm ³ /h.	2013		200.000	R
	3º Tanque GNL	2013			R
	4º Tanque GNL	2015			R
Planta de Reganosa...	Ampliación emisión a 825.000Nm ³ /h.	2013		412.800	R
Planta de Sagunto...	Ampliación emisión a 1.200.000Nm ³ /h.	2009		200.000	R
	Ampliación emisión a 1.400.000Nm ³ /h.	2012		200.000	R
	5º Tanque GNL	2012			R

Figura 8.1.2: Infraestructuras de regasificación incluidas en la Planificación 2008-2016 que se han aplazado y que serán revisada en el próximo ejercicio de Planificación según lo establecido en la Orden ITC/2906/2010.

Los promotores de nuevas capacidades de regasificación y almacenamiento de GNL, no revisadas, no esperan retrasos significativos en la puesta en marcha de las mismas, respecto a la fecha de revisión de la Planificación 2008-2016. En las plantas de Barcelona, Bilbao y Sagunto están actualmente en construcción dentro de los plazos previstos, tanques de 150.000 m³ de GNL. Cabe citar como excepción el retraso de las nuevas plantas en las Islas Canarias, dos años sobre la fecha de la Planificación, en el caso de la planta de Tenerife, y tres años la de Gran Canaria. La planta de Musel también se retrasa un año con respecto a la fecha inicial de Planificación.

Cabe destacar a su vez el desarrollo de varios proyectos de conexión internacional en el periodo considerado:

- El gasoducto de interconexión con Argelia, Medgaz, prevista su entrada en operación para finales de 2010 o primer trimestre de 2011. Su capacidad inicial será de unos 300 GWh/día (8 bcm/año).

- Como resultado de la primera fase del proceso Open Season de asignación de capacidad España-Francia, la interconexión de Larrau se ampliará hasta un valor de 165 GWh/día en ambos sentidos de flujo en 2013.

- La capacidad de interconexión por Irún se ampliará en 2015, en sentido España-Francia, hasta los 60 GWh/día, como resultado de los compromisos adquiridos en la segunda fase del proceso Open Season para el desarrollo de capacidades entre Francia y España. Ha concluido en 2010 la duplicación del gasoducto Vergara-Irún, que permite ya aumentar la capacidad de interconexión en el lado español por Irún.

A su vez se prevé la ampliación y construcción de nuevos gasoductos en distintas zonas del sistema:

- En el Eje del Ebro se ha finalizado el tramo Castelnou-Tivissa. Junto con la duplicación posterior del gasoducto Paterna – Tivissa aumentarán la capacidad de vehiculación a través del Valle del Ebro,

► la Planta de Bilbao. Por todo ello, se retrasa a 2015 la fecha de necesidad de la ampliación de capacidad a 1.000.000 Nm³/h de la planta de regasificación de Bilbao. En lo referente a la ampliación de la capacidad de emisión hasta 1.200.000 m³(n)/h en Bilbao, y la ampliación de las capacidades de emisión por un valor, de 200.000 m³(n)/h en la de Sagunto y de 412.800 m³(n)/h en Mugaridos estos proyectos serán reconsiderados. Cabe destacar que en la planta de Huelva se realizará también una ampliación, cuya magnitud dependerá de la puesta en marcha o no de los almacenamientos subterráneos de Poseidón y Marismas.

contribuirán a eliminar la congestión del Eje del Levante y respaldarán al sistema ante el fallo total de planta de Barcelona. Además estas infraestructuras son necesarias para aumentar la capacidad de transporte de la conexión internacional de Larrau.

- A su vez la conclusión, prevista en 2012, de los gasoductos Zarza de Tajo – Yela, y Yela - Villar de Arnedo permitirá comunicar el almacenamiento de Yela con el sistema y conectar las zonas gasista Centro y Valle del Ebro, incrementando de forma notable la capacidad de vehiculación de gas dirección sur – norte y disminuyendo, por tanto, las probabilidad de que se produzcan situaciones de congestión por

falta de capacidad de transporte.

Durante el horizonte temporal de este estudio se prevé la entrada en funcionamiento de los nuevos almacenamientos de Castor y Yela. Cabe indicar que la mayoría del resto de los proyectos de almacenamientos subterráneos contemplados en el documento de Planificación 2002-2011, y en su posterior Revisión, han ido acumulando retrasos, de modo que, según las previsiones de la nueva versión de la Planificación, la primeras capacidades adicionales de almacenamiento no estarían disponibles hasta la entrada en operación de los almacenamientos de Yela y Castor en 2012, si bien la utilización de estos hasta su capacidad nominal será progresiva.

Instalación	Inyección Mm ³ (n)/día	Extracción Mm ³ (n)/día	Volumen Operativo Mm ³ (n)
Marismas (Fase I)	1	2	300
Marismas (Fase II)	3,5	4,4	600
Poseidón	1	2	250
Yela	10	15	1.050
Gaviota	10	14	1.558
Castor	8	25	1.300
Reus		En Estudio	

Figura 8.1.3: Previsión de capacidades de los almacenamientos subterráneos incluidos inicialmente en la revisión 2008-2016
Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 - Secretaría General de Energía

Cabe destacar que de nuevo la Orden ITC/2906/2010 ha incluido también en la categoría R, como infraestructuras no plenamente justificadas en el escenario de demanda actual y que serán reconsideradas de cara a la Planificación 2012-2020, a los almacenamientos de Poseidón, la ampliación de Gaviota, Las Barreras y El Ruedo.

En cuanto al desarrollo de la red de gasoductos de transporte, las últimas informaciones de los promotores muestran retrasos sensibles en varios proyectos con respecto a las fechas inicialmente contempladas en la Planificación 2008-2016. De nuevo es necesario resaltar que el plan anual de infraestructuras, aprobado en la Orden ITC/2906/2010, ha señalado una serie de gasoductos y de estaciones de compresión como sujetos a revisión ante el actual escenario de demanda. Los gasoductos sujetos a revisión contabilizan un total

de 1.721 km en todo el horizonte de la Planificación, y la revisión de potencia instalada en nuevas estaciones de compresión 165.588 kW. Si bien estas revisiones se encuadran a los proyectos incluidos en la Planificación hasta 2016, dos años más allá del horizonte de este estudio, es sensible la reducción de infraestructuras sobre la Planificación inicial.

No se esperan problemas de cobertura, de acuerdo con lo señalado en el capítulo 6 del presente informe.

8.1.2 Calidad y nivel de mantenimiento de las redes

Se entiende por mantenimiento el conjunto de todas aquellas actividades de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las ins-

talaciones gasistas en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas.

Todas las acciones adoptadas con carácter previo a la aparición de una anomalía en el sistema constituyen lo que se denomina mantenimiento preventivo, mientras que el conjunto de actuaciones destinadas a corregir una deficiencia manifiesta constituye el mantenimiento correctivo. A su vez, el mantenimiento correctivo puede ser planificado o no planificado (por ejemplo, las emergencias pueden dar lugar a un mantenimiento correctivo no planificado).

La Norma NGTS-08 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, aprobadas por la Orden Ministerial ITC/3126/2005, recoge las condiciones generales respecto al plan de mantenimiento e intervenciones en las instalaciones gasistas.

De esta forma, se obliga a los operadores de transporte y distribución a disponer de sus correspondientes planes de mantenimiento para el año de gas, así como, en el caso de los operadores de la red básica y de transporte secundario, a comunicar al Gestor Técnico del Sistema y a los sujetos afectados la programación de actividades que requieran o puedan ocasionar restricciones operativas en sus instalaciones.

Salvo imposibilidad técnica manifiesta, toda planificación de mantenimiento se realizará teniendo en cuenta el requisito de mantener la continuidad del servicio y la programación anual de descarga de buques. Los distribuidores y transportistas deberán mantener el suministro de forma permanente a los consumidores conectados a su red, si bien para efectuar tareas de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones podrán realizar cortes temporales de suministro, de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.

En las plantas de regasificación, el área de mantenimiento desarrolla y supervisa la ejecución de los distintos procesos de mantenimiento de las instalaciones y equipos de la planta, incluidos los equipos relacionados con la detección y actuación contra in-

cendios. Se suelen distinguir tres tipos de mantenimiento en estas instalaciones:

- Mantenimiento mecánico, que normalmente se encarga también del aislamiento, obra civil, pintura y el sistema contra incendios.
- Mantenimiento eléctrico.
- Mantenimiento de la instrumentación.

El mantenimiento de la red de transporte y distribución del sistema gasista español se ocupa de las siguientes instalaciones:

- Las canalizaciones que constituyen las diferentes redes.
- Los accesorios de red (instrumentos de telemedida, telemando, protección catódica, válvulas, etc.).
- Las estaciones de compresión.
- Las estaciones de regulación y medida.
- Las acometidas.

El mantenimiento tanto preventivo como correctivo, de la red de transporte y distribución se realiza desde los llamados centros de mantenimiento, interviniendo en la operación cuando es necesario. Estos centros normalmente están situados en las proximidades de los núcleos urbanos y suele coincidir con una posición de gasoducto (punto de la red donde se emplazan equipos y elementos de control) de importancia.

El centro de control recibe los valores de los parámetros que interviene en el transporte del gas natural (presión, temperatura, caudal, etc.) y los corrige cuando se desvían de los valores correctos de funcionamiento, bien directamente mediante telemando o bien a través del personal de intervención de los centros de mantenimiento.

La red de transporte precisa ser vigilada permanentemente para realizar una explotación en condiciones de seguridad. Dado su carácter lineal, las posiciones y los centros de mantenimiento están diseminados a lo largo de la traza del gasoducto, por lo que la única posibilidad de realizar esta vigilancia, de forma económica y segura, es mediante el sistema de telecontrol.

El sistema de telecontrol no es más que un control a distancia que emplea las más modernas técnicas de telecomunicación. Precisa de una red de comunicaciones, con acceso a todas las posiciones y centros de mantenimiento del gasoducto, de forma que se pueda recibir y transmitir, de manera continua, todos los datos y órdenes requeridos. Estos medios de comunicación también deben dar soporte a una red telefónica automática de comunicaciones de servicio, mantenimiento y operación, de empleo exclusivo del personal de la empresa gasista.

El mantenimiento preventivo de la red conlleva actuaciones como:

- Detección y clasificación de fugas.

Las fugas pueden producirse en la unión entre dos tubos, entre tubería y accesorio o en el cuerpo de la tubería, debido a materiales obsoletos, roturas accidentales causada por un tercero, aparición de grietas o corrosión.

La detección y localización de fugas se realiza por reseguimiento de la red, mediante el empleo de equipos de detección y cuantificación (equipos de ionización de llamas, ultrasonidos, combustión catalítica, etc.).

- Vigilancia.

La vigilancia de las instalaciones permite detectar anomalías en las instalaciones, pudiendo realizarse a pie (medio más preciso) o en automóvil.

Durante las vigilancias se revisan las partes aéreas de las canalizaciones (pintura, revestimientos y dispositivos de aislamiento eléctrico), el deslizamiento de los terrenos, las instalaciones de protección catódica, las condiciones de flujo del gas (presión, estado de filtros, etc.), las posibles válvulas y, en su caso, el contenido de odorizante.

Asimismo, el mantenimiento preventivo contempla la sustitución sistemática de aquellos tramos de conducciones que, por sus características determinadas, en base a la experiencia o estudios realizados, se prevea que puedan generar incidencias en el futuro.

Por otro lado, el mantenimiento correctivo incluye la corrección de las fugas detectadas, la sustitución de canalizaciones, accesorios y equipos, la anulación de tramos de red y las distintas operaciones destinadas a mantener el servicio durante la reparación de averías.

Respecto a la calidad de la red de transporte-distribución, las empresas gasistas emplean diversos indicadores que definen el nivel de calidad de sus instalaciones, los cuales a su vez sirven de orientación para el establecimiento de futuras actuaciones y la definición de los planes de mantenimiento preventivo. Algunos de estos parámetros son:

- Continuidad de suministro (Tiempo de Corte de Red no Programado). Sólo se consideran las interrupciones de suministro no programadas (roturas o fallos de ERM):

$$TCRT = \frac{N^{\circ} \text{ Clientes afectados} \times \text{Tiempo de corte}}{N^{\circ} \text{ Clientes totales}}$$

- Continuidad de suministro (Tiempo de Corte de Red Programado). Sólo se consideran interrupciones de suministro programadas:

$$TCRT = \frac{N^{\circ} \text{ Clientes afectados} \times \text{Tiempo de corte}}{N^{\circ} \text{ Clientes totales}}$$

- Índice de roturas de red o número de roturas por km de red:

$$R = \frac{N^{\circ} \text{ de fugas localizadas} (*)}{\text{Total km de red de transporte}}$$

(*) Incluye tanto roturas en red como en acometidas.

- Nivel de calidad y seguridad en redes de distribución, medido a través del número de fugas por km:

$$R = \frac{N^{\circ} \text{ de fugas localizadas} (*)}{\text{Total km reseguídos en el año}}$$

(*) Incluye las fugas detectadas en el tramo comprendido entre válvula de acometida y armario de regulación. Los km reseguídos son de red de transporte.

Adicionalmente, hay que señalar que las empresas transportistas y distribuidoras han desarrollado internamente procedimientos y protocolos que definen las operaciones a realizar, frecuencia de las mismas y medidas de seguridad, entre otros aspectos, en el desarrollo de de mantenimiento y calidad de sus redes, con el fin de garantizar la fiabilidad del servicio y la seguridad en la utilización de sus instalaciones.

Por otro lado, es de destacar que el Gestor Técnico del Sistema publica en su página web (www.enagas.es) para los meses siguientes el plan de mantenimiento y las afecciones previstas en las instalaciones de la red básica de gas que afectan a los puntos de entrada al sistema gasista español.

En cuanto a la información relativa a la calidad del suministro, el Gestor Técnico del Sistema tiene las consideraciones siguientes:

1. En los ejercicios 2007, 2008 y 2009 la continuidad del suministro no ha tenido incidencias destacables hasta la fecha. Las incidencias menores fueron resueltas aplicando las Reglas de Actuación Invernal o SOE.
2. Las actuaciones de mantenimiento, con incidencia en la operación, se programan y publican en la web del GTS. No existen interrupciones por mantenimiento no programadas.
3. Los procedimientos aplicados para la calidad del suministro se pueden resumir en los puntos siguientes:
 - a. Legislación vigente
 - b. Normas de Gestión Técnica del Sistema

8.1.3 Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE)

El Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE) constituye un instrumento de proyección, organización y apoyo para el GTS que contempla las posibles situaciones de emergencia y las correspondientes acciones de abastecimiento alternativo a llevar a cabo así como, en su caso, las limitaciones de distribución que fuese

necesario establecer. Corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la aprobación de este plan.

El PACE es articulado por el GTS, que propone las medidas a adoptar por parte de todos los agentes implicados. El objetivo principal del Plan consiste en minimizar los efectos de las emergencias, maximizando en todo momento el grado de cobertura de la demanda de gas natural, y garantizando además la seguridad de las personas y de los bienes. Analiza un horizonte temporal de tres años y es actualizado anualmente.

Las medidas de este Plan implican directrices generales sobre la evaluación de la emergencia, operación, coordinación, comunicación, seguimiento y plan de reposición. De este modo, en el PACE no se plantea la construcción de nuevas infraestructuras para paliar la vulnerabilidad N-1, sino que, por orden de prioridad, se propone la utilización de las infraestructuras existentes a su máxima capacidad, según las necesidades, a continuación se haría uso del mercado interrumpible y, en última instancia y si fuera necesario, se cortaría al mercado firme, preservando siempre los consumos definidos como servicios esenciales.

Otra de las medidas contempladas en el Plan es la aplicación del “Acuerdo asistencia mutua ENAGAS – REN en situaciones de emergencia” alcanzado en septiembre de 2007 y actualizado en octubre de 2009, que implementa una serie de medidas paliativas de ayuda recíproca, que podrían resultar muy valiosas en los casos de fallo del gasoducto del Magreb, o de las plantas de Huelva, Sines o Mugaridos, etc.

Para la elaboración del PACE, el Gestor gasista mantiene reuniones de coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico, REE, en las que se definen las actuaciones de colaboración y apoyo al sistema gasista en los escenarios de emergencia que requieren la reordenación de entregas de gas para generación eléctrica.

En el PACE se analizan también los efectos sobre el sistema del retraso en la entrada en operación de las infraestructuras previstas, ya sean ampliaciones de infraestructuras existentes o nuevos proyectos.

Por otro lado, como ya se ha indicado, antes del 15 de marzo de cada año, el GTS elabora y envía al Ministerio de Industria una propuesta de oferta de peaje interrumpible para el siguiente periodo anual (periodos definidos de octubre de un año a septiembre del año siguiente). Uno de los criterios en la elaboración de esta oferta es precisamente el cumplimiento de la vulnerabilidad N-1 en el contexto del PACE, de tal forma que se propone un peaje interrumpible localizado en aquellos puntos más vulnerables, desde el punto de vista de la seguridad del suministro. El peaje interrumpible que propone el GTS en estos términos se corresponde al estudio complementario de vulnerabilidad N-1 en el escenario PACE de demanda, tal y como se describe a continuación.

Criterios para el establecimiento del escenario PACE de demanda invernal:

1. Consumo de ciclos y centrales térmicas en un día tipo laborable, con baja pluviosidad, ventaja competitiva del gas frente al carbón y las indisponibilidades programadas de centrales nucleares que publica REE.
2. Previsión de demanda convencional llevada a cabo a través del sistema PATRONES en un día de demanda invernal laborable intermedio (como los que suelen presentarse en la última quincena del mes de febrero).

Tras la aplicación de los criterios expuestos, en la figura siguiente se resumen los valores de demanda eléctrica y convencional considerados en el PACE:

(GWh/día)	Invierno 2010-2011
Demanda convencional	890
Demanda eléctrica	678

Figura 8.1.4. Escenarios de demanda eléctrica y convencional para el análisis de la vulnerabilidad N-1 en el PACE. Fuente: ENAGAS

A continuación se muestra el PACE vigente en el momento actual, de acuerdo con la propuesta presentada por el Gestor al Ministerio de Industria Turismo y Comercio en el mes de octubre de 2009, en el que

se resumen las medidas a adoptar en los diferentes supuestos, las interrupciones a aplicar y el grado de cobertura de la demanda en cada caso.

		Restricción	Medidas	Interrupción	Cobertura mercado
		Incremento extraordinario de demanda por frío		Reprogramación plantas, conexiones internacionales y AASS	100%
Falta de gas	Desbalances	Riesgo de desequilibrio en el Sistema Gasista.	Gestión según apartados 9.6 y 10 de las NGTS		
	Fallo abastecimientos	Falta de cobertura del mercado español. Suministros alternativos.	Si no se captasen suministros alternativos: uso de reservas estratégicas, suspensión de derechos de acceso, modificación las condiciones generales de regularidad en el suministro, etc.		según origen
Indisponibilidad de las instalaciones	Fallo planta de Barcelona*	Producción a red de 72 bar=0	Reprogramación de plantas, conexiones y AASS. Propuesto 15 GWh/día mercado interrumpible. Coordinación con REE para minimizar los efectos del fallo.	Uso de peaje interrumpible. Reproducción de consumo de CTCC's Cataluña en coordinación con REE	100%
		Producción a red de 45 bar=0	Q máximo por las posiciones de la RBG. Propuesto 35 GWh/día mercado interrumpible tipo B en la red de 45 bar. Coordinación con REE para minimizar los efectos del fallo.	Reducción de consumo de CTCC's de la zona en coordinación con REE. Se ve afectado el mercado firme de la zona.	98%
		Producción a red de 72 bar=0 + 45 bar=0	Las expuestas individualmente. El cuello de botella es la llegada de gas a la EC de Tivissa. La capacidad de Transporte en la llegada a este punto desde Levante y desde el valle del Ebro está limitada en 180 GWh/día	Reducción de consumo de CTCC's de la zona en coordinación con REE. Dificultades para suministrar un mercado valorado en 150 GWh/día en el tramo Barcelona - Tivissa, de los que 15 GWh/día tienen peaje interrumpible B.	92%

* Los refuerzos previstos en la Planificación Obligatoria que resuelven su cobertura son la duplicación de los gasoductos Tivissa-Paterna y Castelnou-Tivissa y el nuevo gasoducto Martorell-Hostalric con conexión en Sentmenat con el ramal a Besós.

	Restricción	Medidas	Interrupción	Cobertura mercado	
Indisponibilidad de las instalaciones	Fallo Planta Sagunto/Cartagena	Producción = 0	Reprogramación plantas, conexiones y AASS	100%	
	Fallo planta Huelva	Producción = 0	Reprogramación plantas, conexiones y AASS. Utilización del Eje Transversal.	100%	
	Fallo planta Murgados	Producción = 0	Reprogramación plantas, conexiones y AASS. Uso del Acuerdo ENAGÁS - REN de asistencia mutua sep-2009. Coordinado con REE en ago-2009 una potencia máxima disponible equivalente a 2 grupos de 400MW de los 4 grupos de zona noroeste (3 Galicia + 1 Asturias).	Uso peaje interrumpible de 19 GWh/día. En coordinación con REE y REN se puede asegurar el consumo de 2 de los 4 CTCC's de la zona noreste.	99%
	Rotura gasoducto Extremadura	Se suspende el transporte de gas para España y Portugal desde Córdoba a Amendralejo. Transporte norte a sur por la Ruta de la Plata para apoyar REN en Badajoz. El Eje transversal apoya la solución de este fallo. Para apoyar a Portugal, se fomentarán intercambios comerciales GN del GME para REN por GNL a plantas Sines.	Aplicación del "Acuerdo de asistencia mutua ENAGÁS-REN en caso de emergencia".		100%
	Fallo total GME	Interrupción total de suministro de GME al mercado español y portugués. No se detectan restricciones de capacidad de transporte. Es el mayor fallo de suministros del sistema.	Coordinación ENAGÁS-REE para limitar el consumo de CTCC's que palién la caída de existencias (4 semanas) hasta sustitución de suministros. Reprogramación de plantas y AASS.	Clientes interrumpibles A y B los 10 primeros días para paliar caída de existencias. Reducción Sector Eléctrico	100%
	Fallo Serralbo	Extracción Serralbo = 0	Reprogramación de plantas, conexiones y AASS de Gaviota.		100%
	Fallo Bilbao	Producción	Reprogramación de plantas, conexiones y AASS. Maximización del transporte hacia la zona III por la EC de Haro y la EC de Tivissa.	Us del peaje interrumpible en función del nivel de consumo previsto de los CTCC's de la zona III.	100%

De acuerdo con este Plan, los puntos más vulnerables del sistema, desde el punto de vista de la capacidad transportable asociada son, en la actualidad, las plantas de regasificación de Barcelona y Murgados, ya que el resto de las entradas son sustituibles por las demás, sin necesidad de recurrir a cortes en el mercado.

8.1.4 Medidas destinadas a atender los momentos de máxima demanda y la insuficiencia de uno o más suministradores

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, así como las Normas de Gestión Técnica del Sistema, recogen las principales medidas implantadas en relación con el incremento de demanda

o la escasez de gas, cualquiera que sea su causa, incluyendo la insuficiencia de uno o más suministradores.

El Real Decreto 1716/2004 establece la obligación, para los comercializadores que incorporen gas al sistema, así como consumidores que no se suministren a través de comercializadora, de mantener unas reservas de gas equivalentes a 20 días de las ventas o consumos de carácter firme en los 12 meses anteriores. El mantenimiento de existencias mínimas de seguridad se reparte del siguiente modo: 10 días de las ventas firmes en el año natural anterior tendrán consideración de existencias de carácter estratégico y deberán situarse en los almacenamientos subterráneos y los otros 10 días de las ventas firmes en el año natural anterior se considerarán existencias operativas.

Además, los comercializadores que incorporen gas al sistema, y los consumidores que adquieran gas, del principal país proveedor del sistema en canti-

dades que supongan más del 7%, estarán obligados a diversificar sus suministros de tal forma que, anualmente, el volumen de los aprovisionamientos provenientes del principal país proveedor del mercado español sea inferior al 50% del total de sus suministros.

Como ya se ha indicado anteriormente, las Normas de Gestión Técnica del Sistema constituyen uno de los elementos normativos básicos para garantizar el correcto funcionamiento del sistema y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural.

En este sentido, la NGTS-9, denominada “Operación normal del sistema” contempla la posibilidad de que el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con los operadores y usuarios, elabore anualmente un plan de gestión invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico-comercial y de repentinas olas de frío.

Cada año en el período que va desde el mes de Noviembre del año n hasta el 31 de Marzo del $n+1$, está en vigor el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista. Según lo aprobado en el plan de la resolución de 11 de noviembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas dicho plan conllevaba el cumplimiento de dos reglas por los distintos agentes del sistema:

Regla 1ª. Existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación.

■ “1. El GTS podrá declarar no viable el programa mensual de regasificación y/o descarga de buques de un usuario si en algún momento del mes las existencias totales de GNL de dicho usuario llegasen a ser inferiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de plantas de regasificación del sistema, siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema (...).”

Regla 2ª. Ola de frío

■ “Se entenderá por olas de frío aquellas situaciones en que la temperatura significativa para el sistema gasista calculada por el GTS se sitúe en valores inferiores a los incluidos en una banda de fluctuación⁴⁶ durante al menos 3 días consecutivos, cuando Protección Civil declare alerta por impactos previstos de fenómenos meteorológicos(...).”

■ “El GTS informará a los usuarios de sus previsiones generales de la demanda convencional del sistema y de la demanda extraordinaria del Grupo 3 debida a olas de frío, desagregada por zonas geográficas y calculada en función de valores tabulados recogidos en la resolución (...).”

■ “En el estudio de la viabilidad de las programaciones mensuales, el GTS verificará que son viables tanto las programaciones asociadas a la demanda esperada como las programaciones que deberían realizarse en caso de producirse una ola de frío”.

46. La banda de fluctuación estará constituida por las temperaturas que no difieran de la curva de referencia en más de 3,5 °C. La curva de referencia representa la temperatura media de los quince días anteriores y posteriores a cada día registrada durante los 10 últimos años.

8.2. Seguridad del suministro del sistema eléctrico

8.2.1 Calidad de suministro

FUNCIONAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, definió una serie de parámetros representativos de los niveles de calidad que sirven para el establecimiento de incentivos y penalizaciones. Los valores de dichos índices de calidad se modificaron en el Anexo VIII del

Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. La calidad global de la red de transporte es exigida por punto frontera y por instalación, mientras que los indicadores de medida son la energía no suministrada ENS, el tiempo de interrupción medio TIM y la indisponibilidad de la red, analizados a continuación.

En el año 2009, que son los últimos datos disponibles, la energía no suministrada, referida a la red de transporte peninsular ha sido la que se muestra en la siguiente figura.

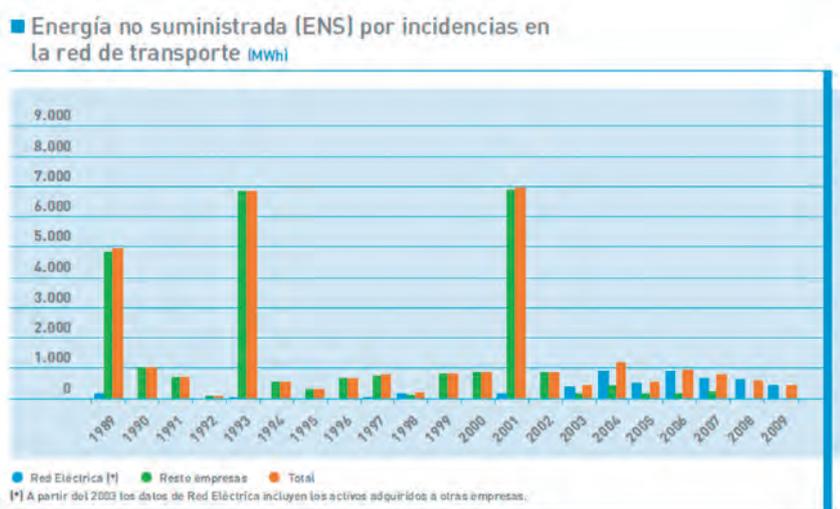


Figura 8.2.1 Energía no suministrada por incidencias en la red de transporte (MWh). Año 2009. Fuente: REE.

Igualmente, en el año 2009, últimos datos disponibles, el tiempo de interrupción medio es el que se muestra en la siguiente figura:



Figura 8.2.2 Tiempo de interrupción medio (min.). Año 2009. Fuente: REE.

FUNCIONAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En cuanto a la calidad del servicio, las empresas distribuidoras están obligadas a mantener los niveles de calidad zonal asignados en aquellas zonas donde desarrollen su actividad.

La medida de la calidad zonal se efectúa sobre la base del TIEPI (tiempo de interrupción equivalente a la potencia instalada), el percentil del TIEPI (valor del TIEPI que no es superado por el 80% de los municipios), y el NIEPI (número de interrupciones equivalente a la potencia instalada).

TIEPI Com. Autónoma	TOTAL						
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Analucía	4,09	4,60	3,25	2,39	2,39	2,08	2,37
Aragón	3,00	2,01	1,51	1,32	1,46	1,38	1,63
Asturias	1,39	1,45	1,27	1,86	1,23	1,17	2,95
Baleares	7,49	3,25	2,20	1,83	2,00	2,74	1,76
Canarias	4,38	2,57	9,25	1,38	1,12	1,4	2,2
Cantabria	1,67	2,16	1,56	1,60	1,35	0,81	1,52
Castilla-león	2,04	1,63	1,56	2,12	2,14	1,8	1,71
Castilla-la mancha	2,61	2,24	1,99	2,61	2,38	1,67	1,52
Cataluña	3,01	1,84	1,57	1,79	1,67	1,2	2,52
Extremadura	3,96	3,36	2,54	2,62	5,95	1,84	1,42
Galicia	2,46	2,28	1,63	2,62	2,15	2,21	8,26
La rioja	1,60	1,88	1,39	1,92	1,48	1,33	2,69
Madrid	1,20	1,21	1,07	1,26	1,35	0,76	0,62
Murcia	2,92	2,28	2,21	3,56	0,91	2,21	1,75
Navarra	2,17	2,55	1,39	1,40	5,35	1,41	1,63
Pais vasco	1,59	1,36	1,54	1,89	3,56	1,62	3,89
C.Valenciana	2,76	2,54	2,15	2,40	1,54	2,1	2,29
Ceuta	0,47	5,04	3,34	9,14	1,56	5,98	3,68
Melilla	10,66	29,30	7,33	4,20	2,94	3,54	1,74
Total nacional	2,86	2,42	2,18	2,04	1,93	1,63	2,37

Figura 2.2.3. Evolución del TIEPI total por CCAA. Fuente: MITyC.

En España existe una gran diferencia en los índices de calidad de suministro entre Comunidades Autónomas. Así, mientras que el tiempo medio de interrupción en 2009 para la provincia que tiene mejor calidad de suministro (Madrid) es de 0,62 horas y en la de peor calidad (Galicia) el tiempo asciende a 8,26 horas. El elevado número del TIEPI en algunas comunidades autónomas es debido a la tempestad ciclónica atípica “Klaus” en enero de 2009.

8.2.2. Nivel de mantenimiento de las redes

De cara al mantenimiento realizado en las redes de las actividades eléctricas reguladas cabe distinguir entre mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo. Se considera como mantenimiento preventivo todas las acciones realizadas por las conjunto de intervenciones distintas compañías encaminadas al cumplimiento de la legislación vigente, así como el periódicas que se realizan sobre los equipos, con el fin de minimizar la probabilidad de avería e indisponibilidad. En el caso de las líneas aéreas el mantenimiento preventivo consiste en:

- Inspección visual y termográfica de los apoyos, conductores y aisladores
- Tala, poda y limpieza de calle.

En el caso de las líneas subterráneas, el mantenimiento consta de:

- Inspección visual de la canalización
- Inspección mediante radar de la misma con la finalidad de detectar los puntos débiles o afectados de cada tramo.
 - Verificar la continuidad de la malla general de tierra
 - Comprobar que la grava situada bajo el transformador no tiene tierra, arena, ni objetos que impidan el filtrado de las posibles pérdidas de aceite
 - Engrasar las ruedas
 - Inspeccionar el accionamiento manual del regulador, observando que se logra la conmutación en todas las tomas
 - Observar el nivel de líquido aislante, bien en el depósito de expansión o en los visores de la cuba, si no tuviese depósito
 - Comprobar el estado de envejecimiento de las gomas Silent-block
 - Comprobar estado general de la pintura y repasar las oxidaciones
 - Observar el estado de los aisladores y proceder a su limpieza.

El mantenimiento preventivo para los centros de transformación tipo caseta, consiste en realizar una serie de acciones sobre los distintos equipos que lo componen:

- Cabinas
 - Revisar la bancada saneando las grietas de obra civil y los herrajes de fijación
 - Observar armarios comprobando que no se producen condensaciones en el interior y que el armario sea lo más hermético posible, evitando la entrada de animales
 - Comprobar la señalización mecánica y luminosa
 - Comprobar el estado de las conexiones de las puestas a tierra de cabinas con la malla de protección de la instalación

- Revisar el estado general de la pintura y repasar las oxidaciones
- Comprobar las uniones atornilladas del equipo

■ Interruptor

- Revisar y comprobar el funcionamiento del accionamiento manual
- Revisar el estado de los mecanismos de accionamiento, comprobando articulaciones, levas, gatillos y pasadores
- Revisar los relés térmicos o fusibles de los motores
- Comprobar en los motores las escobillas, conexiones, contactos y finales de carrera
- Inspeccionar los contactos deslizantes, comprobando su estado y revisando la zona de paso de corriente del contacto móvil con la parte fija
- Comprobar el estado de los aisladores y las uniones atornilladas del equipo

■ Transformador

- Comprobar que las conexiones a tierra de la cuba, carriles y elementos auxiliares realizan una buena conexión
- Limpieza
- Eliminar los óxidos en las superficies de contacto atornilladas
- Comprobar y reapretar las conexiones a los bornes de la máquina
- Medir el aislamiento entre devanados y entre éstos y tierra
- Comprobar señales de alarma y disparo por temperatura del transformador
- Observar el estado del silicagel

■ Cuadro Baja Tensión

- Comprobar el estado y apriete de todas las conexiones de puesta a tierra de protección de la instalación, así como su continuidad con la malla general
- Comprobar que el tarado de los fusibles corresponden al circuito a proteger
- Comprobar el estado y apriete de las conexiones de las bases del embarrado y de las salidas de Baja tensión a las bases, así como su calentamiento

■ Local

- Limpieza del local

- Observar el estado de las rejillas de ventilación, cuidando que no estén obstruidas ni oxidadas
- Inspeccionar el alumbrado general, revisando y limpiando los puntos de luz, interruptores, enchufes, cajas y fusibles
- Inspeccionar el alumbrado de emergencia comprobando que actúa ante la falta de alumbrado general
- Comprobar el sistema de arranque y parada de la bomba de achique
- Comprobar el sistema de ventilación forzada

El mantenimiento preventivo para los centros de transformación tipo intemperie, consiste también en realizar una serie de acciones sobre los distintos equipos que lo componen:

■ Seccionador fusible

- Observar el estado de los aisladores de los seccionadores y que el conjunto no tenga óxido en la fijación, en el bastidor o en las cuchillas y mordazas
- En los fusibles, observar su limpieza y las posibles oxidaciones en las mordazas
- Comprobar la correcta actuación del seccionador y que las maniobras de apertura y cierre se realizan con facilidad
- Medir por termovisión la temperatura de las conexiones
- Comprobar que los bastidores de los elementos de protección y maniobra están puestos correctamente a tierra y que las piezas de conexión no tienen roturas ni fisuras
- Medir la resistencia de puesta a tierra de los herrajes

■ Transformador

- Comprobar que las conexiones a tierra de la cuba, carriles y elementos auxiliares realizan una buena conexión
- Inspeccionar el accionamiento manual del regulador, observando que se logra la conmutación en todas las tomas
- Observar el nivel de líquido aislante, bien en el depósito de expansión o en los visores de la cuba, si no tuviese depósito
- Comprobar estado general de la pintura y reparar las oxidaciones
- Observar el estado de los aisladores y proceder a su limpieza

- Eliminar los óxidos en las superficies de contacto atornilladas
- Comprobar y reapretar las conexiones a los bornes de la máquina
- Medir el aislamiento entre devanados y entre éstos y tierra
- Observar el estado del silicagel

■ Cuadro Baja Tensión

- Comprobar el estado y apriete de todas las conexiones de puesta a tierra de protección de la instalación, así como su continuidad con la malla general
- Comprobar que el tarado de los fusibles corresponden al circuito a proteger
- Comprobar el estado y apriete de las conexiones de las bases del embarrado y de las salidas de Baja tensión a las bases, así como su calentamiento

■ Autoválvula

- Comprobar el buen estado de las autoválvulas. Observar su montaje, deterioro o rotura
- Comprobar la buena conexión a tierra de las autoválvulas
- Comprobar el estado del dispositivo de desconexión de las autoválvulas, por si estuviera señalizando sobresolicitud o avería

El mantenimiento preventivo para las subestaciones consiste, al igual que en los casos anteriores, en realizar una serie de acciones sobre los distintos equipos que lo componen:

■ Seccionador

- Comprobar las superficies de contacto, hacer varias maniobras con accionamiento manual y eléctrico. Medir las superficies de contacto
- Comprobar la puesta a tierra de la estructura saneando los herrajes y limpiando las oxidaciones
- Comprobar la regleta de bornas y cableado
- Comprobar y limpiar los contactos auxiliares
- Comprobar el funcionamiento de las resistencias de calefacción
- Comprobar la puesta a tierra del armario de mando
- Comprobar finales de carrera
- Comprobar los bloqueos mecánicos

- Comprobar motor, escobillas y conexiones
- Comprobar timonerías y articulaciones
- Limpiar y engrasar guías
- Comprobar las conexiones del circuito principal
- Comprobar estado de aisladores
- En el caso de seccionadores con cuchillas de puesta a tierra, comprobar dichas cuchillas, la trenza de conexionado a tierra, la timonería y articulaciones, el enclavamiento eléctrico y el bloqueo mecánico
- Interruptor
 - En la bancada
 - Comprobar la puesta a tierra
 - Comprobar los herrajes de fijación
 - Observar la fijación de carriles y frenado de ruedas
 - En los mandos:
 - Comprobar los armarios
 - Revisar la regleta de bornas y cableados
 - Revisar y limpiar los contactos auxiliares
 - Inspeccionar las resistencias de calefacción
 - Revisar la indicación mecánica de posición
 - Revisar el accionamiento manual
 - Revisar relés
 - Revisar estado de los mecanismos de accionamiento
 - Revisar la puesta a tierra
 - Revisar contadores
 - Revisar las escobillas y conexiones de motores
 - Comprobar las conexiones del circuito principal y entre cámaras
 - Comprobar el estado general de la pintura y limpiar las oxidaciones
 - Observar el estado de los aisladores
 - En los elementos de corte de pequeño volumen de aceite:
 - Inspeccionar niveles y pérdidas de aceite en cámaras
 - Inspeccionar cámara de corte
 - Comprobar tapas y juntas de los polos
 - Verificar pérdidas de aceite por el eje y grifos de vaciado
 - Revisar contactos y parachispas
 - Revisión general monocámaras
 - Inspeccionar contactos deslizantes
 - En los elementos de corte de SF₆:
 - Comprobar cámara de corte
 - Revisar estado de contactos parachispas y toberas
 - Inspeccionar segmentos del pistón
 - Inspeccionar contactos deslizantes
 - Inspeccionar contracontacto fijo
 - Comprobar las juntas
 - Comprobar dispositivo de seguridad
 - En los elementos de corte de Vacío:
 - Comprobar tapas y juntas de los polos
 - Comprobar contactos y parachispas
 - Comprobar las juntas
 - Verificar sincronismo longitudinal entre cámaras
 - Verificar sincronismo transversal entre fases
 - En interruptores de pequeño volumen de aceite, comprobar la rigidez dieléctrica del aceite
 - En interruptores de SF₆, medir presiones y densidad del gas
- Transformador de tensión
 - Comprobar puestas a tierras de la bancada
 - Sanear pintura del soporte metálico
 - Revisar conexiones de entrada y salida del circuito principal
 - Inspeccionar estado de los aisladores
 - Verificar aislamiento a tierra
 - En el secundario
 - Revisar pasatapas
 - Revisar conexiones
 - Revisar juntas de tapas
 - En el primario:
 - Revisar estanqueidad del transformador y cuba
 - Revisar membrana de dilatación
 - Revisar membrana de seguridad
 - Comprobar estado general de las conexiones
- Transformador de intensidad
 - Comprobar puestas a tierras de la bancada
 - Sanear pintura del soporte metálico
 - Revisar conexiones de entrada y salida del circuito principal
 - Inspeccionar estado de los aisladores
 - Verificar aislamiento a tierra
 - Verificar aislamiento entre devanados
 - En el secundario
 - Revisar conexiones

- En el primario:
 - Revisar membrana de dilatación
 - Revisar membrana de seguridad
- Relé
 - Comprobar ajustes
 - Verificar tiempos de operación temporizado
 - Verificar tiempos de operación instantáneo
 - Comprobar disparo de interruptor
 - Comprobar tensión de salida
 - Comprobar umbral de actuación
 - Comprobar señalizaciones
- Transformador de potencia
 - Comprobar puestas a tierra de la bancada
 - Comprobar frenado de ruedas
 - En los mandos:
 - Comprobar armarios
 - Comprobar regleta de bornas y cableado
 - Comprobar accionamiento manual y eléctrico del regulador
 - Comprobar relés térmicos y fusibles
 - Comprobar contactores
 - Comprobar relés auxiliares
 - Comprobar motor
 - Refrigeración:
 - Observar y comprobar los ventiladores
 - Observar los indicadores de circulación
 - Observar y comprobar los radiadores
 - Comprobar la válvula de aislamiento de los radiadores
 - Comprobar amortiguadores
 - Comprobar estado general de la pintura y oxidaciones
 - Observar estado de los aisladores
 - Comprobar conexiones primarias y secundarias
 - Observar diafragma de la válvula de expansión
 - Purgar aires y gases del transformador
 - Medir aislamiento a tierra de los devanados
 - Medir aislamiento entre devanados
 - Comprobar puesta en marcha y parada por temperatura de refrigeración
- Comprobar alarma y disparo del relé conmutador
- Comprobar válvula de sobrepresión
- Comprobar relé Buchholz
- Observar el estado del silicagel
- Medir rigidez dieléctrica del aceite
- Rectificador y Baterías
 - Revisar puesta a tierra de bancada
 - Revisar parte metálicas
 - En el rectificador:
 - Verificar carga
 - Revisar alarmas tensiones máxima y mínima
 - Verificar fallo del cargador
 - Verificar aparato de medida
 - Verificar voltaje total
 - Verificar voltaje de cada elemento
 - Verificar densidad del electrolito
 - Revisar nivel electrolito
- Baterías condensadores
 - Inspeccionar estructura
 - Verificar funcionamiento de condensadores
 - Comprobar estado de condensadores
 - Limpiar condensadores
 - Revisar conexiones
 - Comprobar fusibles
 - Revisar tierras
- Pararrayos
 - Comprobar puesta a tierra de la bancada
 - Revisar estado general de la pintura y oxidaciones
 - Observar estado de los aisladores
 - Verificar contador de descargas

Se considera mantenimiento correctivo el conjunto de acciones que se realizan sobre determinados equipos, como consecuencia de anomalías en su funcionamiento, detectadas en revisiones preventivas, inspecciones reglamentarias o averías surgidas de forma intempestiva.

9. Consideraciones medioambientales

La utilización y la transformación de la energía son actividades enormemente vinculadas al desarrollo económico de los países. Sin embargo, estas actividades tienen efectos negativos sobre el medio ambiente, que pueden ser de alcance local o global, o tener consecuencias de corto o de largo plazo.

Entre los principales impactos que las actividades de transformación de la energía tienen sobre el medio, se encuentran la emisión de contaminantes atmosféricos, como SO_2 , NO_x (principales causantes de las lluvias ácidas) y CO_2 (considerado el principal causante del efecto invernadero) y la generación de residuos radiactivos de media y alta actividad. Asimismo, los combustibles fósiles que se consumen son recursos naturales limitados.

A pesar de esta probada afección negativa sobre el medio, los precios de la electricidad, del gas natural o de los productos petrolíferos no recogen la totalidad del coste de los impactos ambientales que el uso de estos combustibles lleva asociado, ni los costes de largo plazo por el consumo de unos recursos naturales limitados, por lo que la asignación de recursos en los mercados energéticos podría resultar ineficiente. Estos costes se denominan costes sociales, porque no recaen generalmente sobre los agentes que los ocasionan, sino sobre la sociedad en su conjunto.

Para conseguir una asignación eficiente en un mercado de libre competencia, existen diversas posibilidades, alguna de ellas de difícil aplicación, como la prohibición del uso del producto contaminante⁴⁷ y la internalización de los costes ambientales y de largo plazo en el precio de la energía, mediante la regulación económica de las actividades energéticas.

La primera de las medidas mencionadas, la prohibición o limitación de uso, no resulta de fácil implemen-

tación en el caso de un producto como es la energía, fundamental no sólo para el desarrollo económico, sino también para el desenvolvimiento humano en cualquier civilización actual desarrollada. Por este motivo, se suele pensar más en la utilización de medidas de internalización de costes en el precio del producto. En este caso, se suelen introducir mecanismos de tipo “indirecto”, con el fin de evitar en lo posible restricciones directas en el mercado. Los instrumentos de internalización, que se emplean cada vez con mayor asiduidad en los sectores energéticos liberalizados, son los mecanismos fiscales, los incentivos económicos y los instrumentos de mercado. Además, existen otras vías de internalización complementarias, como el fomento de la información al consumidor, con el fin de introducir y mejorar la cultura del ahorro, y la formalización de acuerdos voluntarios entre empresas y Administraciones, para limitar las emisiones e incrementar el ahorro y la eficiencia energética.

La regulación económica en los sistemas energéticos liberalizados tiene por objeto asegurar que las actividades liberalizadas se desarrollen en mercados lo más perfectos posibles, mientras que las actividades reguladas se desarrollan en régimen de monopolio con regulaciones que promuevan su funcionamiento de la forma más eficiente posible. La regulación trata de paliar, en lo posible, los llamados fallos de mercado, entre otros, la no consideración de los costes sociales.

De esta forma, en los sistemas liberalizados, el Estado impone directamente a los agentes las condiciones de protección del medio ambiente en las declaraciones de impacto ambiental que acompañan a las autorizaciones de las instalaciones⁴⁸. En ellas, previo a un trámite de audiencia pública, la Administración ambiental ana-

47. El RD 403/2000, de 24 de marzo, por el que se prohíbe la comercialización de gasolinas con plomo, transpuso la Directiva 98/70/CE sobre esta materia, prohibiendo este producto a partir del 1 de enero de 2002. Esta fecha fue adelantada posteriormente a septiembre de 2001.

48. El Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

liza la viabilidad de la instalación desde el punto de vista ambiental, formula las actuaciones correctoras que considera necesarias e impone los límites de emisión e inmisión que se han establecido con carácter general⁴⁸. Estos son los mecanismos de tipo “directo” o de “command and control”, según la terminología anglosajona.

En un intento de ir más allá en la voluntad de protección ambiental manifestada a través de la regulación, se ha tratado de integrar todos los aspectos relacionados con dicha protección, creando la llamada “autorización ambiental integrada”, establecida en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de trasposición de la Directiva 96/61/CE, relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación. La Ley prevé una evaluación ambiental periódica, e impone la necesidad de aplicar medidas de corrección de los impactos teniendo en cuenta los avances tecnológicos para la utilización de la mejor tecnología. Al mismo tiempo, trata de lograr una protección de conjunto, coordinando a todas las Administraciones implicadas para agilizar trámites y reducir las cargas administrativas de los particulares, a la vez que se aglutinan en un solo acto administrativo todas las autorizaciones ambientales existentes en materia de producción y gestión de residuos, de vertidos a las aguas continentales (tanto en el caso de vertidos a la red integral de saneamiento como los vertidos desde la tierra al mar) y las limitaciones en materia de contaminación atmosférica.

Por otra parte, existen Directivas de carácter ambiental que tienen una influencia notable en el desarrollo de las actividades energéticas. Estas normas son las siguientes:

■ **Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.** Esta Directiva revisa la Directiva 88/609/CEE, imponiendo límites de

emisión de SO₂, NOx y partículas más exigentes, que afectarán tanto a instalaciones nuevas como existentes, en este último caso a partir del año 2008. Su objetivo es la reducción en la UE de las emisiones de SO₂ en un 63% y de NOx en un 21%. En dicha Directiva se establecen límites también para las turbinas de gas y para la biomasa.

El Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, traspuso a nuestro ordenamiento jurídico la Directiva 2001/80/CE. Asimismo, el Consejo de Ministros aprobó, con fecha 25 de noviembre de 2005, el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión.

■ **Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos,** cuyo fin es luchar contra la acidificación, el ozono troposférico y la eutrofización en cada país, teniendo en cuenta el concepto de carga crítica. Establece, para cada país, unas emisiones máximas de SO₂ y NOx a partir de 2010.

La Resolución de 11 de septiembre de 2003 de la Secretaría General de Medio ambiente publicó el Acuerdo de 25 de julio de 2003 del consejo de Ministros por el que se aprueba el Programa de reducción de emisiones que pretende cumplir la directiva 2001/81/CE.

■ **Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios,** que afecta tanto a edificios nuevos como existentes y que tiene como objetivo el fomento del rendimiento energético en los edificios de la UE, tratando de alcanzar un alto nivel de eficacia en el coste. Para ello, establece una metodología de cálculo de la

48. El RD 646/91, de 22 de abril, sobre limitación de agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, que traspone la Directiva 88/609/CEE. El RD 430/2004, de 12 de marzo, modifica el RD anterior para establecer los nuevos límites de la Directiva 2001/80/CE. Los RR.DD. 1613/1985; 1321/1922; 1073/2002 y 717/1987 establecen normas de calidad del aire en lo referente a la contaminación por SO₂, NOx, partículas y Pb.

eficiencia, unos requisitos mínimos, la certificación energética y la inspección de determinados elementos integrantes de los sistemas de climatización de los edificios.

Mediante el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento Básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción, y el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), se traspone la Directiva 2002/91/CE, incorporando a nuestro ordenamiento todas las exigencias relativas a los requisitos de eficiencia energética en edificios.

- **Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada, cuyo objetivo es establecer un marco para la armonización de las medidas nacionales relativas a la información al usuario final de manera que estos puedan elegir productos más eficientes.**
- **Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores y las particularidades locales, así como las exigencias ambientales interiores y la rentabilidad en términos coste-eficacia.**
- **Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, que define un sistema fiscal general para los productos energéticos, al objeto de mejorar el funcionamiento del mercado**

interior, favorecer las actitudes propicias a la protección del medio ambiente y alentar una mayor utilización de la mano de obra.

- **Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, en la que se fomenta esta tecnología y se establece la necesidad de garantizar el origen de la electricidad procedente de la cogeneración. Mediante el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, se incorporó a nuestra legislación esta Directiva.**
- **Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables, fija objetivos nacionales obligatorios en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía así como con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el transporte, establece normas en cuanto a las transferencias entre Estados Miembros, proyectos conjuntos entre ellos y con terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos, el acceso a la red eléctrica, y define criterios de sostenibilidad para biocarburantes y biolíquidos.**

En la normativa española, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, así como el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, regula la retribución de la producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de retribución del anterior Real Decreto. Ambos han sido modificados por el real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre.

- La Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, establece un mecanismo de uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.
- Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. Esta norma introduce un mecanismo de mercado para facilitar el cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kyoto a nivel comunitario, que se inicia en 2005 y prevé estar totalmente operativo en 2008.

Esta Directiva fue modificada por la Directiva 2004/101/CE, en lo relativo a los mecanismos de proyectos del Protocolo. Dicha Directiva tiene por objeto vincular los mecanismos llamados «de proyectos» del Protocolo de Kyoto (la aplicación conjunta y el mecanismo para el desarrollo limpio) al régimen de comercio de derechos de emisiones de la Unión. Se trata de reconocer los créditos resultantes de los proyectos de ambos mecanismos de la misma manera que los derechos de emisión. Así, los titulares podrán utilizar estos dos mecanismos en el marco del régimen de comercio de derechos para cumplir sus obligaciones. El resultado será una reducción de los costes de cumplimiento del régimen de las instalaciones a él sometidas. Las estimaciones para el período 2008-2012 prevén una reducción del más de 20 % del coste anual de cumplimiento de todas las instalaciones de la Unión ampliada.

- Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para per-

feccionar y ampliar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero, forma parte del llamado “paquete verde” que la Unión Europea está llevando a cabo, desde el año 2007 para cumplir el compromiso 20-20-20, es decir, el triple objetivo para el año 2020 por el cual se debe conseguir que el 20% del consumo de energía final provenga de fuentes renovables, que se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% respecto a las de 1990 y que se produzca una mejora de la eficiencia energética del 20% respecto al consumo tendencial.

La Directiva 2003/87/CE relativa al comercio de derechos de emisión fue transpuesta a través de la Ley 1/2005. Según establece la citada Directiva y, por tanto, la Ley 1/2005, el régimen de comercio de derechos de emisión, uno de los tres mecanismos flexibles que menciona el Protocolo de Kyoto⁴⁹, se aplica a las emisiones de dióxido de carbono procedentes de las instalaciones ligadas a actividades como la generación de electricidad, el refino, la producción y transformación de metales férreos, cemento, cal, vidrio, cerámica, pasta de papel y papel y cartón, todo ello para instalaciones con potencia térmica nominal superior a 20 MW. Ambos extremos, tanto las actividades como los gases objeto de esta normativa, están contemplados en los anexos de la Ley. De esta forma, se trata de participar en el cumplimiento del compromiso nacional adquirido en relación con el Protocolo de Kyoto, según el cual en el periodo 2008 – 2012 España tiene que limitar el crecimiento de sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 15% respecto a los niveles de emisiones del año base.

Mediante el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, se aprueba el Plan Nacional de Asignación de

49. El Protocolo de Kyoto, acordado en 1997, tiene como objetivo que los países industrializados reduzcan sus emisiones un 8% por debajo del volumen de 1990, para lo cual el ejecutivo comunitario, que firmó el Protocolo en 2002, ha diseñado un plan de reducción gradual. Este tratado exige el respaldo de un mínimo de 55 países, cuyas emisiones constituyeran en 1990 el 55% de la polución global. Con la reciente adhesión de Rusia, el 18 de noviembre de 2004, que emite el 17,4% de dichos gases, queda superado el mínimo, ya que los 127 países que lo han aprobado suman un 44,2% de la emisión global. El Protocolo de Kyoto entró en vigor el 16 de febrero de 2005.

derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, modificado después por el Real Decreto 1030/2007, de 20 de julio. La evolución de las emisiones, situadas en 2004 en un 47,9% por encima de las del año base, y las previsiones oficiales que estiman un crecimiento por encima del 50% para el periodo 2008-2012, han llevado a limitar las emisiones en un 37%, en promedio anual para dicho periodo, completándose el objetivo del 15% (autorizado por el Protocolo de Kyoto), con un 2% previsto en sumideros, y hasta un 20% mediante mecanismos de flexibilidad.

La Ley 13/2010, de 5 de julio, perfecciona y amplía el régimen de comercio de derechos de emisión, de acuerdo con lo establecido en la Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril. Uno de los aspectos clave de dicha Directiva, elemento integrante del llamado “paquete verde” legislativo de la Comisión Europea, pasa por la exclusión del sector eléctrico de la asignación gratuita de derechos de emisión, los cuales se deberán adquirir íntegramente mediante subasta a partir del 1 de enero de 2013. Únicamente bajo condiciones severamente tasadas, que no serían de aplicación a España, se permitiría la progresiva introducción de subastas a partir de un esquema de libre asignación. Esta decisión se basa en la capacidad reconocida al sector eléctrico de repercutir el sobrecoste introducido por la compra de derechos de emisión en los precios de la electricidad sin pérdida de competitividad significativa frente a posibles competidores extracomunitarios. En efecto, en el caso de sectores abiertos a la competencia internacional (no comunitaria), en los que el coste de los derechos no se traslada directa-

mente al precio, se debe entender la gratuidad de la asignación como un modo de no afectar a la competitividad de las empresas a nivel internacional. Con la asignación gratuita se afecta directamente a los costes marginales, lo cual es necesario para fomentar la inversión en tecnologías menos contaminantes, pero se mantienen casi inalterados los costes medios de producción. Sin embargo, en el caso del sector eléctrico, debido a la limitada capacidad de las interconexiones internacionales, apenas existe competencia de países no comunitarios y menos aún en el caso de España y del MIBEL en su conjunto, donde ni siquiera existe una competencia significativa proveniente de terceros países de la Unión Europea.

Por otra parte, en relación también con la reducción de los impactos que tienen las actividades energéticas sobre el medio ambiente, es importante poner en práctica medidas de ahorro y eficiencia energética, como medio para intentar lograr un desarrollo energético sostenible. Se considera que en la faceta del consumo existe un amplio campo, siendo posible la utilización de medidas como pueden ser la profundización en los procesos de liberalización –para hacer llegar al consumidor la señal de precio–, el establecimiento de mecanismos que aseguren que estos precios reflejan los costes reales y la promoción del ahorro energético (entre otros, mediante el Plan de Acción 2008-2012 de la E4).

En los apartados siguientes se analiza la evolución de las emisiones de contaminantes atmosféricos debidas a los diferentes sectores, y en particular al sector energético, el impacto de la industria eléctrica en el

9.1. La emisión de contaminantes en los sectores energéticos

Mediante la clasificación de las emisiones contaminantes atmosféricas por sectores, es posible observar qué actividades son las que principalmente participan en la generación de determinados contaminantes, en

particular, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono.

En lo que se refiere a la emisión de NOx, es el trans-

porte el sector principalmente contaminante. Este lugar lo ocupan las actividades de transformación de la energía (centrales térmicas y refinerías) en el caso del SO₂. En cuanto a las emisiones de CO₂, la mayor pro-

porción de éstas también proceden de los sectores de transformación de la energía, siguiéndole en importancia las emisiones procedentes del transporte, en una proporción similar.

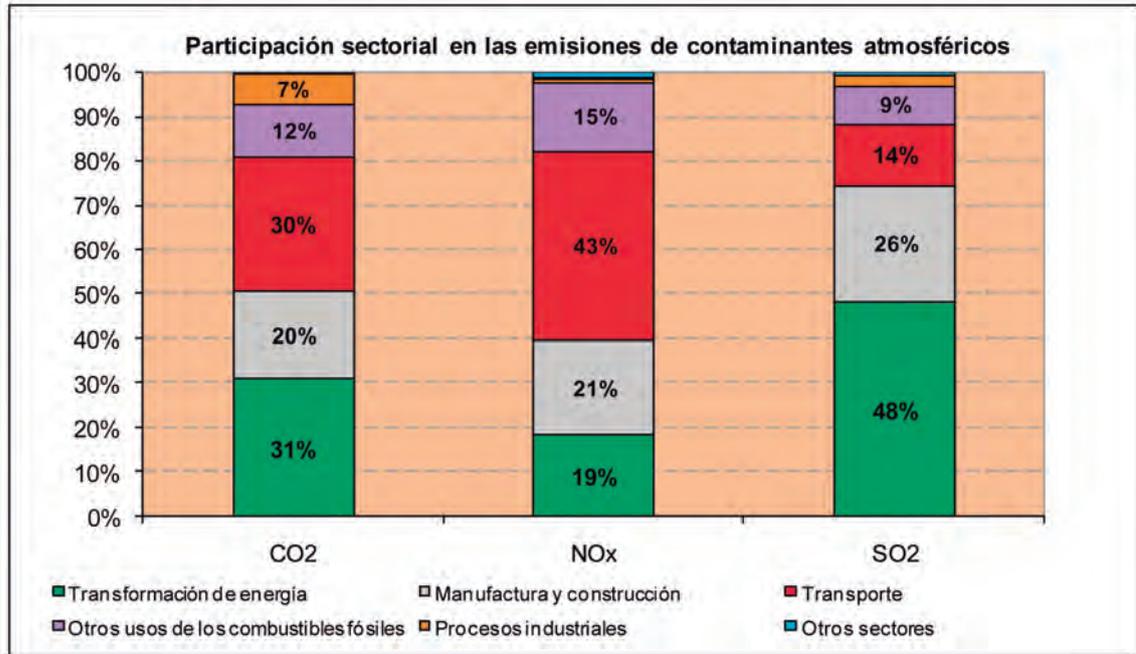


Figura 9.1.1. Emisión de contaminantes atmosféricos en España en 2008. Fuente: European Environment Agency (EEA) y elaboración propia.

A continuación, se muestra la evolución que ha experimentado la emisión de contaminantes atmosféricos de CO₂, NO_x y SO₂ a nivel nacional durante el periodo 1990 – 2008, en la que se puede observar el aumento progresivo de las emisiones absolutas de CO₂, en contraste con la disminución continuada de las emisiones de dióxido de azufre hasta el año 2008. Las

emisiones de óxidos de nitrógeno se han mantenido prácticamente constantes desde 1990, produciéndose un descenso más acusado en el año 2008, y resultando llamativa la variable evolución de sucesivos incrementos y decrementos de estas emisiones en el sector de la electricidad.

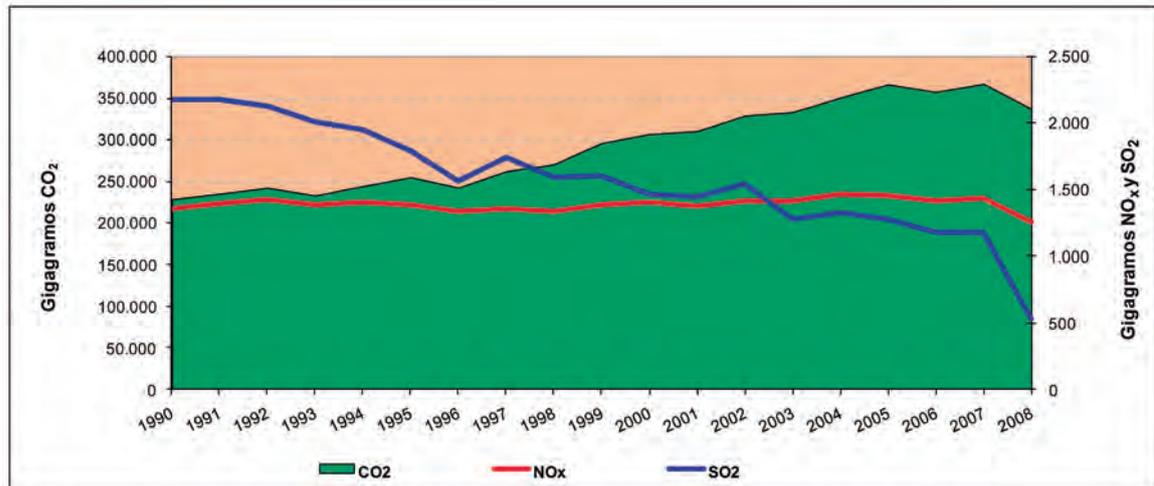


Figura 9.1.2. Emisión de contaminantes atmosféricos en España en 2008. Fuente: European Environment Agency (EEA) y elaboración propia.

El Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero⁵⁰ clasifica las emisiones de estos gases por sectores, según el criterio común para la Unión Europea, desde las producidas en el año 1990. La siguiente

figura muestra las emisiones y la participación de las mismas en el total para los años 1990 y 2008, último ejercicio para el que se dispone de datos.

Sectores	Emisiones de CO ₂		Participación en el total	
	1990	2008	1990	2008
Electricidad	64.331	90.517	28%	27%
Refino	10.906	12.429	5%	4%
Tratamiento de combustibles	2.117	1.958	1%	1%
Hierro y acero	8.472	6.304	4%	2%
Metales no ferrosos	1.433	1.939	1%	1%
Industria química	5.658	9.232	2%	3%
Pasta, papel e imprentas	3.211	5.198	1%	2%
Procesado de alimentos	3.373	3.786	1%	1%
Otros (industriales)	24.043	39.735	11%	12%
Aviación	4.130	7.314	2%	2%
Carretera	50.442	91.313	22%	27%
Tren	414	287	0%	0%
Navegación	1.500	3.319	1%	1%
Otros (transportes)	20	162	0%	0%
Comercial e institucional	3.743	8.320	2%	2%
Residencial	12.979	18.683	6%	6%
Agricultura/Silvicultura	8.565	10.175	4%	3%
Emisiones fugitivas de combustibles	1.674	2.257	1%	1%
Procesos industriales	19.898	23.433	9%	7%
Disolventes	1.022	1.138	0%	0%
Residuos	297	16	0%	0
	228.228	337.516		

Figura 9.1.3. Emisiones y participación de los distintos sectores en 1990 y 2008. Fuente: European Environment Agency (Greenhouse Gas Inventories) y CNE.

Las emisiones de CO₂ de los sectores dedicados a la transformación de la energía (actividades de refino, de generación de electricidad y de tratamiento de combustibles) supusieron en 2008 en España un 31% del total de emisiones de este gas, suponiendo las de refino un 4%, y un 27% las de generación de electricidad. El porcentaje correspondiente a dicha actividad de generación varía anualmente en función de la hidraulicidad, ya que las emisiones de CO₂, al estar relacionadas con el consumo de combustibles fósiles, se encuentran muy afectadas por este componente. Algunos de los sectores de actividad cuyas emisiones de CO₂ han tenido un peor comportamiento, medido como incremento de las emisiones del año 2008 con respecto a las de 1990, son el sector comercial e institucional y una par-

te del transporte además del de la navegación, con incrementos superiores al 100%, así como el transporte por carretera que tiene un incremento respecto a 1990 superior al 80%, y el transporte mediante aviación cuyo incremento en cuanto a emisiones de CO₂ en dicho periodo ha superado el 70%.

Cabe mencionar la importante disminución porcentual en el año 2009 respecto a valores del año anterior en sectores tales como la producción de electricidad, el procesado de alimentos, la industria de metales no ferrosos, el transporte por carretera y los procesos industriales, quedando patente la tendencia al control y la reducción de las emisiones contaminantes mediante la búsqueda de tecnologías alternativas.

50. Dióxido de carbono (CO₂), hidrofluorocarbonos (HFCs), metano (CH₄), perfluorocarbonos (PFCs), óxido de nitrógeno (N₂O), hexafluoruro de azufre (SF₆).

9.2. El impacto de la industria eléctrica en el medioambiente

9.2.1. Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de las centrales termoeléctricas

Los contaminantes atmosféricos procedentes del sector eléctrico son, fundamentalmente, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono.

La figura 9.2.1 muestra la evolución de las emisiones producidas por las instalaciones de generación en régimen ordinario peninsulares, es decir, centrales térmicas convencionales (de carbón nacional importado y de fuel-gas) y centrales de ciclo combinado, durante el periodo 1990 – 2014. Las emisiones correspondientes a los años 2010 – 2014 resultan de la previsión de la estimación de producción realizada por el Operador

del Sistema (escenario central de demanda) para ese periodo, considerando además las emisiones específicas para 2009 de las distintas tecnologías. Este gráfico muestra tanto las emisiones de centrales térmicas convencionales (proporcionadas por el CIEMAT y el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino) como las emisiones procedentes de centrales de ciclo combinado con gas natural. Éstas últimas resultan de la producción prevista durante el periodo 2010 – 2014 por esta tecnología, teniendo en cuenta la senda probable de incorporación de ciclos. Las emisiones específicas utilizadas para el cálculo de las emisiones absolutas de la tecnología de ciclo combinado con gas natural, han sido calculadas según datos aportados por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

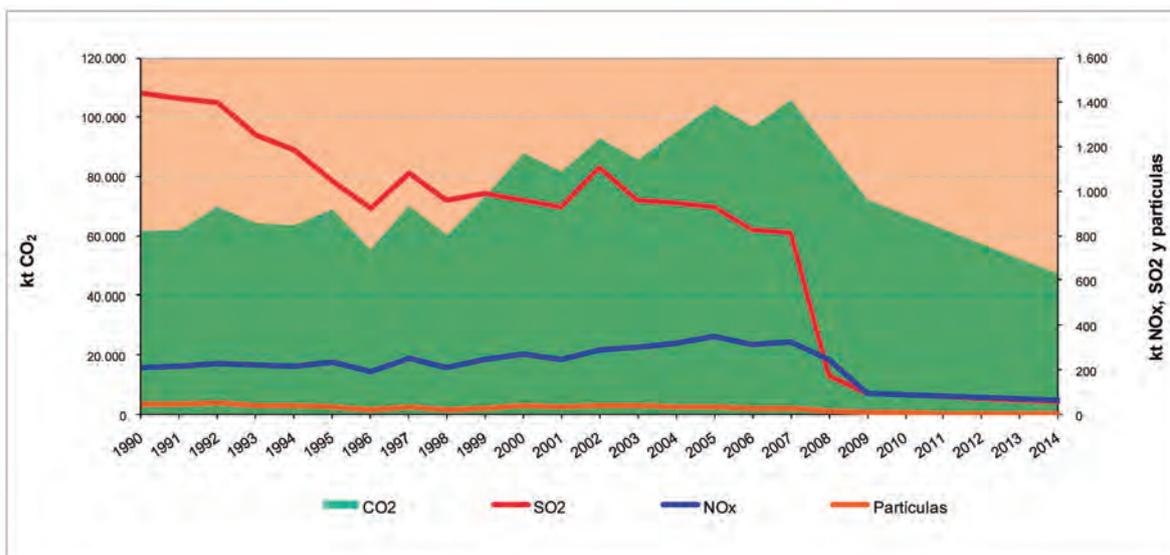


Figura 9.2.1. Evolución de las emisiones de las instalaciones de generación en régimen ordinario. Fuente: CIEMAT, CNE y Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

Es importante mencionar los cambios en el modo de proceder de las fuentes de datos a partir la entrada en vigor de la Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, control de los aparatos de medida y remisión de información

relativa a dichas emisiones. La Oficina para el Control de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (OCEM-CIEMAT) elabora Informe a partir de ese momento para este tipo de emisiones, no para las de CO₂, y matizando que se recogen los resultados relativos a las emisiones atmosféricas producidas por las Grandes Instala-

ciones de Combustión (GIC) españolas, facilitados por los titulares de los focos emisores, en cumplimiento de dicha normativa vigente, así como de la Orden PRE/3539/2008, la Resolución de 15 de diciembre de 2008 de la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC) y la Resolución de 8 de julio de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía del MITYC. Asimismo, OCEM-CIEMAT especifica que los datos de que dispone han sido declarados por los titulares de los focos emisores, por lo que declina toda responsabilidad en caso de que los datos no se correspondieran exactamente con la realidad, aunque sí han sido sometidos a controles de calidad internos tanto automáticos como manuales.

Por otra parte, indicar que los datos de emisiones de CO₂ proceden, a partir de 2008, del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, en aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, puesto que según se establece en su artículo 25 el Registro nacional de derechos de emisión estará adscrito a dicho Ministerio, incorporándose en este Registro los datos correspondientes a las emisiones de dióxido de carbono. Para el presente Informe Marco se han utilizado datos de CO₂ según nota emitida por la Secretaría de Estado de Cambio Climático de dicho Ministerio, que se corresponden con los existentes en el Registro el 1 de mayo de 2010, y con el objetivo de dar cumplimiento al Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión, por lo que la clasificación utilizada en la presentación de los resultados no es homóloga a la utilizada por el CIEMAT, de forma que la acumulación de datos a partir del año 2008, así como su correspondencia con los mismos respecto a años anteriores es relativa.

Se observa como las emisiones de SO₂ procedentes de las instalaciones de generación en régimen

ordinario peninsulares se han reducido bruscamente, como consecuencia de la entrada en vigor de la segunda fase de la Directiva 2001/80/CE, la entrada en funcionamiento de determinados equipos de desulfuración y la mayor utilización de combustibles con menor contenido en azufre, es decir, la sustitución de carbón autóctono por carbón de importación o por gas natural, especialmente el cambio ya previsto de combustible de las centrales de Puentes y Meirama, que pasan de consumir lignito pardo a consumir carbón de importación.

En cuanto a las emisiones de NO_x, experimentan una clara reducción pero menos acusada que la producida en SO₂, aún a pesar de la importante participación de la producción de centrales de ciclo combinado con gas natural, instalaciones que producen unas emisiones específicas de NO_x similares a las de las centrales de fuel, siendo, sin embargo, sus emisiones específicas de otros contaminantes atmosféricos (SO₂, CO₂, partículas) significativamente inferiores a los de las centrales térmicas convencionales.

Es necesario considerar que las emisiones de SO₂, NO_x y CO₂ de la generación eléctrica están también directamente relacionadas con la producción hidroeléctrica.

En cuanto a las emisiones de cada una de las tecnologías térmicas convencionales, cabe destacar que las instalaciones que emiten más dióxido de azufre son las que consumen lignito negro, mientras que la mayor parte de los tres contaminantes restantes, procede de las centrales que utilizan como combustibles hulla y antracita. Este reparto se observa en la figura 9.2.2, que muestra la participación de las instalaciones de generación en régimen ordinario en la emisión de contaminantes atmosféricos en el año 2009.

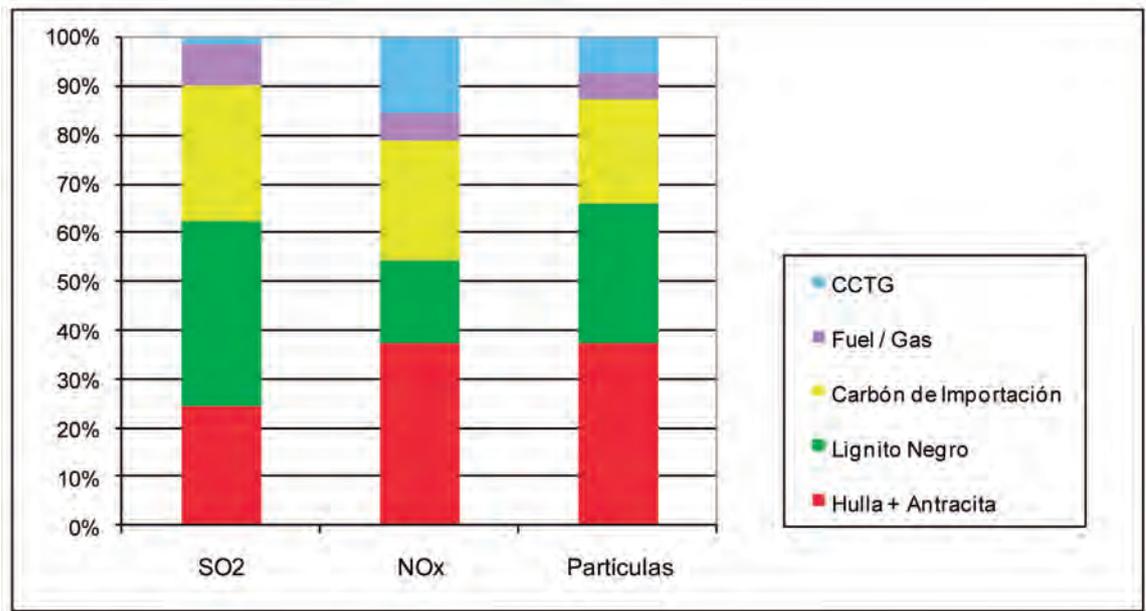


Figura 9.2.2. Participación de las instalaciones de generación en régimen ordinario en la emisión de contaminantes atmosféricos en el año 2009. Fuente: CIEMAT y CNE.

Por otra parte, tal y como se ha expuesto anteriormente, en el caso de las emisiones de CO2 los datos se han obtenido del Ministerio de Medio Ambiente y

Medio Rural y Marino, por lo que se presentan agrupados de forma diferente, tal y como se muestra en la figura 9.2.3.

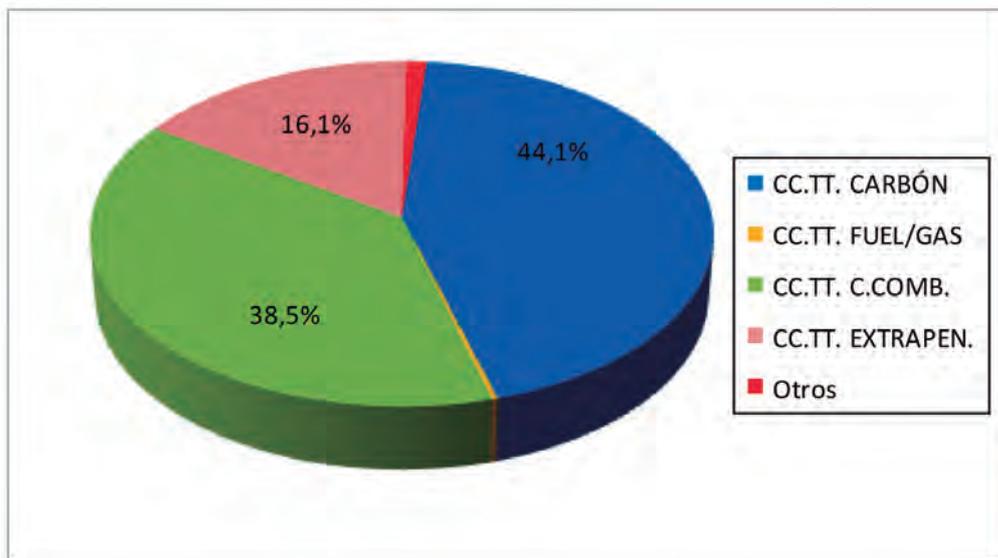


Figura 9.2.3. Emisiones de CO2 en instalaciones de régimen ordinario en el año 2009. Fuente: CNE y Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

En los cuadros siguientes se muestran las emisiones absolutas y específicas en 2009 procedentes de las centrales térmicas. Para el año 2009 se han incluido datos de SO₂, NO_x y partículas que regularmente

te remite el CIEMAT, que, además, en este período ha procedido a una revisión exhaustiva de los focos emisores, remitiendo, por ello información a la CNE incluso de las emisiones de los ciclos combinados.

Emisiones año 2009	SO ₂		NO _x		Partículas	
	g/kWh	Kt	g/kWh	Kt	g/kWh	Kt
CC.TT. Hulla + Antracita	1,6	22	2,4	32	0,1	2
CC.TT. Lignito Negro	9,4	33	4,0	14	0,3	1
CC.TT. Carbón Importación	1,5	31	1,5	30	0,1	1
CC.TT. Fuel / Gas	1,4	7	0,9	5	0,0	0
CCTG	0,014	1	0,2	13	0,004	0
Total CC.TT.	0,8	94	0,8	94	0,040	5

Figura 9.2.4. Emisiones procedentes de las grandes instalaciones de generación en régimen ordinario durante el año 2009.

Fuente: CIEMAT y CNE.

En cuanto a las emisiones de CO₂, según los datos aportados por la Secretaría de Estado de Cambio Cli-

mático del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, se presentan en la figura 9.2.5.

Emisiones año 2009	CO ₂	
	g/kWh	Kt
CC.TT. Carbón	948	32.110
CC.TT. Fuel/Gas	680	200
CC.TT. C. Combinado	358	28.010
CC.TT. Extrapeninsulares	761	11.710
Total CC.TT.	556	72.030

Figura 9.2.5. Emisiones de CO₂ en instalaciones de régimen ordinario en el año 2009. Fuente: CNE y Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

A continuación, se realiza una estimación de las emisiones contaminantes (SO₂, NO_x, CO₂ y partículas) procedentes del sector eléctrico a partir de la previsión de la demanda que realiza el Operador del Sistema durante el periodo 2010 – 2014.

previsto por el gestor técnico del sistema eléctrico en su documento “Previsión de cobertura de la demanda 2010 – 2014” (potencia instalada prevista en escenario extremo de demanda, invierno seco, para ciclos combinados de 25.700 MW en el año 2014).

A) Escenario central de demanda, año hidráulico medio con entrada de grupos de ciclo combinado

Emisiones año 2014	GWh b.a. año 2014	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
		Kt	g/kWh	Kt	g/kWh	Kt	g/kWh	Kt	g/kWh
Hidráulica	26.000	0,0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Nuclear	55.000	0,0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Carbón nacional: hulla + antracita	13.221	1,6	21	2,4	32	940	12	0,1	1
Carbón nacional: lignito negro	3.491	9,4	33	4,0	14	949	3	0,3	1
Carbón de importación	16.808	1,9	32	1,7	29	899	15	0,1	2
Fuel y fuel-gas	1.400	1,4	2	0,9	1	623	1	0,0	0
Ciclos Combinados	66.520	0,014	1	0,2	13	350	23	0,004	0
Total	182.440	0,487	89	0,5	89	301	55	0,024	4

Figura 9.2.6. Estimación de emisiones en 2014 con previsión de incorporación de ciclos del Operador del Sistema. Fuente: REE y CNE.

Este escenario supondría una reducción aproximada en el año 2014, respecto a los valores registrados en 2009, del 5% de emisiones de SO₂, del 6% en emisiones de NO_x y del 24% de las emisiones de CO₂. La reducción de emisiones de partículas respecto a las registradas en el año 2009 estaría en torno al 4%.

B) Escenario más probable de incorporación de grupos de ciclo combinado (65 ciclos de 400 MW en el año 2014, es decir, 26.000 MW), supuesto que estos ciclos desplazan por precio a centrales clásicas consumidoras de carbón y fuel.

Emisiones año 2014	GWh b.a. año 2014	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
		Kt	g/kWh	Kt	g/kWh	Kt	g/kWh	Kt	g/kWh
Hidráulica	26.000	0,0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Nuclear	55.000	0,0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Carbón nacional: hulla + antracita	7.791	1,6	12	2,4	19	940	7	0,1	1
Carbón nacional: lignito negro	2.058	9,4	19	4,0	8	949	2	0,3	1
Carbón de importación	9.906	1,9	19	1,7	17	899	9	0,1	1
Fuel y fuel-gas	825	1,4	1	0,9	1	623	1	0,0	0
Ciclos Combinados	80.860	0,014	1	0,2	16	350	28	0,004	0
Total	182.440	0,290	53	0,3	61	258	47	0,015	3

Figura 9.2.7. Estimación de emisiones en 2014 con la incorporación de ciclos más probable. Fuente: REE y CNE.

Con este escenario, se obtiene una reducción superior de emisiones de todos los contaminantes, siendo concretamente la reducción de CO₂ del 35% en 2014 con respecto a los valores registrados en el año 2009. Cabe mencionar, además, que la consideración de la entrada en funcionamiento de un mayor número de ciclos combinados en este escenario da como resultado en el año 2014 una fuerte disminución de las emisiones de SO₂, del orden de un 44% respecto a las existentes en 2009. En cuanto a la reducción de emisiones de NO_x respecto a las registradas en el año 2009 alcanzaría un 36% y respecto a la disminución en la emisión de partículas sería, en 2014 y respecto a valores del año 2009, de casi un 40%.

9.2.2 Residuos procedentes de las centrales nucleares

Los residuos nucleares, en cuanto a su almacenamiento, se pueden clasificar en residuos de media y baja actividad, y residuos de alta actividad o combustible irradiado.

Los residuos de baja y media actividad son entregados a Enresa y posteriormente almacenados en el centro de El Cabril (Córdoba), mientras que los combustibles irradiados están siendo almacenados, hasta el momento, en las piscinas de las plantas nucleares que los originan, a la espera de que los procesos de

investigación en desarrollo permitan, bien su almacenamiento en un único cementerio nacional o incluso europeo, o bien su tratamiento mediante transmutación atómica para desactivarlo o convertirlo de nuevo en combustible aprovechable.

Los elementos combustibles irradiados almacenados temporalmente en las centrales nucleares españolas a finales del año 2009, suman un total de 12.070 elementos. El porcentaje de ocupación total casi alcanza el 70%.

La figura 9.2.9 muestra la evolución de la capacidad libre para el almacenamiento de elementos en las centrales nucleares españolas. Cabe indicar que, tal y como puede observarse en el gráfico, en el año 2009 se recupera capacidad de almacenamiento debido a que ésta ha sido incrementada en la central nuclear de Cofrentes en 1.201 posiciones, retrasándose con ello la fecha de saturación del año 2009 al año 2021.

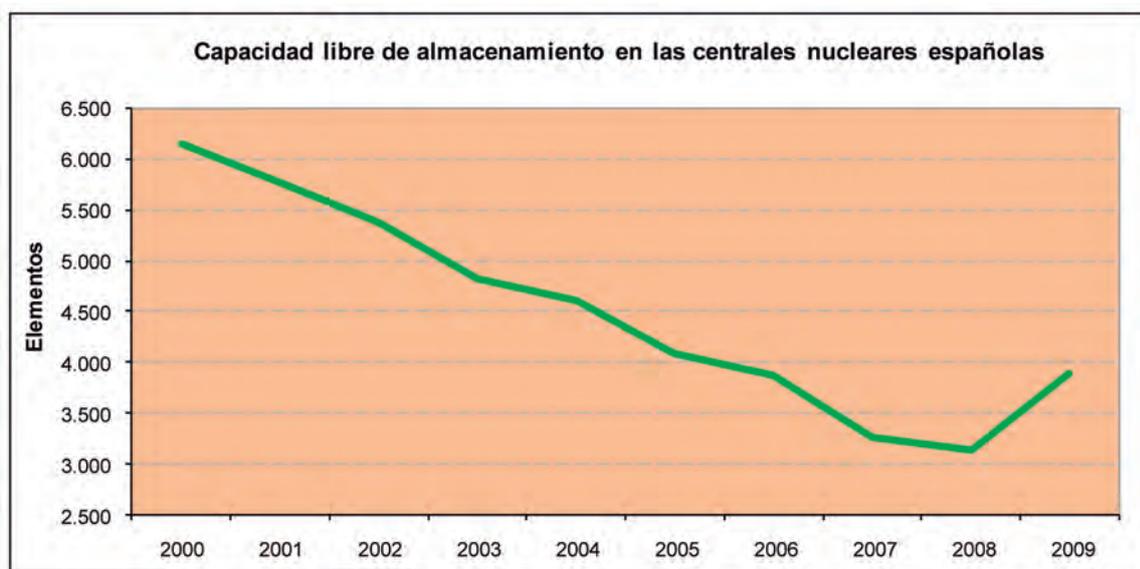
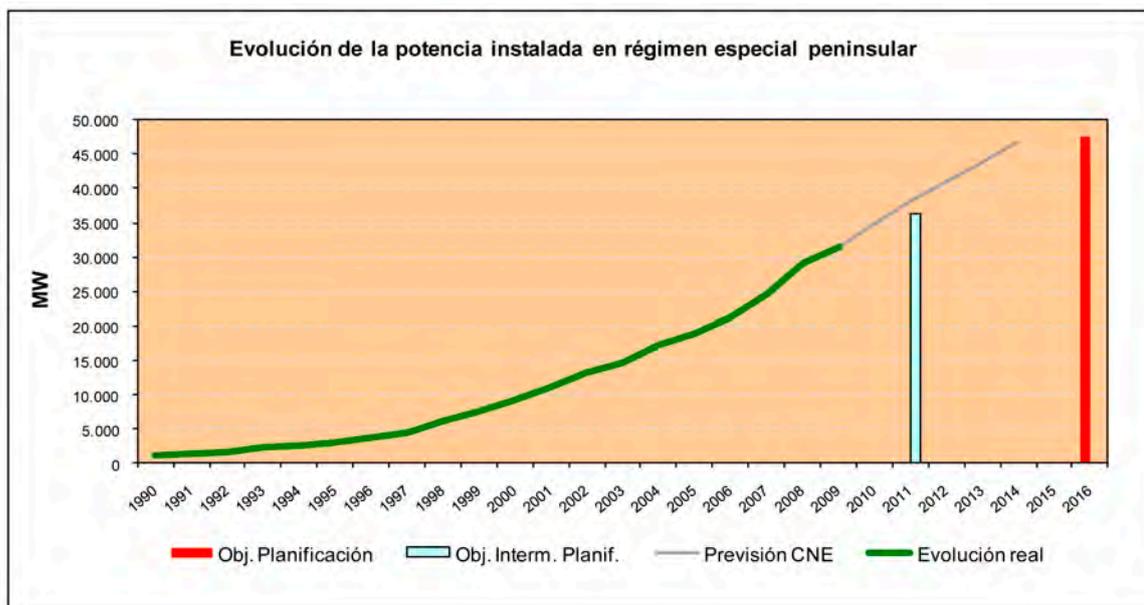


Figura 9.2.8. Evolución de la capacidad de almacenamiento. Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear. Informes al Congreso de los Diputados y al Senado.

9.2.3 Fomento del régimen especial

La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, hace compatible la liberalización del sistema eléctrico con el objetivo de garantizar el suministro con una calidad adecuada y al menor precio posible, minimizando el impacto ambiental. Para ello, promueve la producción en régimen especial, basada en las tecnologías de generación que utilizan las energías renovables, los residuos y la cogeneración.

En la figura 9.2.10 se muestra la evolución de la potencia instalada peninsular en régimen especial real hasta el año 2009, las previsiones hasta el año 2014 y los objetivos propuestos en el Documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, de fecha mayo de 2008.



En este sentido, cabe destacar el importante papel que determinadas tecnologías tienden a representar en la potencia instalada en régimen especial. Se espera un significativo crecimiento de potencia eólica, solar fotovoltaica y muy especialmente en tecnología solar termoeléctrica a lo largo del periodo considerado, que superará con creces el objetivo propuesto por el Plan de Energías Renovables en España 2005 – 2010. Es también digno de mención el crecimiento previsto de instalaciones de biomasa y biogás.

Por otra parte, en las Directivas 2009/28/CE y 2004/8/CE, se insta a los Estados Miembros a establecer un sistema que garantice el origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable y con cogeneración.

Mediante la Orden ITC 1522/2007, de 24 de mayo, se establece la regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de energías renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Asimismo, en dichas Directivas se establece la evaluación del marco legislativo y reglamentario vigente respecto a los procedimientos de autorización aplicables a las centrales de producción de electricidad, a partir de fuentes de energías renovables y cogene-

ración, con el objeto de reducir los obstáculos reglamentarios, racionalizar y agilizar los procedimientos a nivel administrativo y asegurarse de que las normas sean objetivas, transparentes y no discriminatorias, y tengan debidamente en cuenta las particularidades de las diferentes tecnologías que utilizan fuentes de energía renovables. Por último, se hace referencia también a cuestiones relativas a la red eléctrica, de manera que los Estados Miembros adoptarán las medidas necesarias para que los operadores de la misma garanticen el transporte y distribución de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración, pudiendo además, establecer un acceso prioritario. Estas provisiones se han incorporado en los mencionados Reales Decretos 661/2007, 1578/2008 y 1565/2010.

9.2.4. Fomento de la eficiencia energética

Una alternativa adicional para reducir el impacto ambiental de la generación de energía eléctrica es fomentar las tecnologías de generación más eficientes, como son la cogeneración y los ciclos combinados. En este sentido, la Ley 54/1997 liberaliza la generación de electricidad y promueve la cogeneración dentro del régimen especial.

Asimismo, se fomenta la eficiencia energética promoviendo la disminución de las pérdidas de energía en las líneas de transporte y de distribución. Para ello, el Real Decreto 1995/2000 establece, en su Disposición Transitoria Cuarta, que el operador del sistema ha de calcular y publicar la asignación de las pérdidas de transporte entre los usuarios de las redes, esto es, generadores y consumidores. Con ello, los nuevos agentes podrían situarse en la red de transporte en una buena ubicación a efectos de reducir sus pérdidas de energía. Por ello, nuestra regulación, al promover la generación distribuida, fomenta la reducción de pérdidas de energía en la red de distribución.

En junio de 2005 la Comisión Europea publicó el “Libro Verde sobre la eficiencia energética: como hacer más con menos”, mediante el que se pretende fomentar un esfuerzo internacional y a todos los niveles de la sociedad para combatir el cambio climático a través de la eficiencia energética. Dicho Libro Verde pretende detectar las barreras que impiden la incorporación de medidas de eficiencia y, tras su identificación, sería posible superar las barreras a través de actuaciones clave. Para ello, propone una serie de actuaciones y plantea 25 cuestiones para el debate público. Fruto del Libro Verde de 2005, fue publicado el Plan de Acción (2006) de Eficiencia Energética, que incluye un conjunto de medidas orientadas a alcanzar un ahorro en el consumo de energía primaria anual en la Unión Europea del 20% en 2020. Algunas de estas actuaciones son:

- Establecer planes de acción anuales de eficiencia energética a nivel nacional.
- Mejorar la información destinada a los ciudadanos.
- Garantizar que la fiscalidad se ajuste al principio de “quien contamina paga”
- Mejora de la orientación de las ayudas públicas.
- Utilizar nuevos o mejores instrumentos de financiación, que fomenten la introducción de mejoras.

Asimismo, en el paquete de medidas sobre energía y cambio climático de la Comisión de la Unión Europea, presentado el pasado 10 de enero de 2007, y aprobado en el Consejo de Primavera, se pretende reducir

las emisiones de efecto invernadero en al menos un 20% de aquí a 2020 y se amplían las medidas del Plan de Acción (2006). Ello supondría un ahorro de 390 millones de toneladas de petróleo equivalentes y una reducción de emisiones de CO₂ de 780 millones de toneladas. Se estima que el potencial de ahorro de energía en el sector del transporte asciende al 26%. Los edificios y el transporte son elementos clave en dicho plan. Se proponen ahora normas más rigurosas, el fomento de los servicios energéticos y mecanismos específicos de financiación para apoyar productos más eficientes.

En España, el documento “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4)”, se plantea un objetivo de ahorro global de energía primaria de casi 10.000 ktep al año, lo que supone una reducción del consumo del 9% en 2012, respecto al escenario base o de referencia. Los ahorros anuales previstos se cuantifican en el sector del transporte en 4.800 ktep y en el de la edificación en 1.700 ktep. Otros objetivos indirectos de la E4 son el incremento de la competitividad y mejora del empleo, la mejora del autoabastecimiento energético (hasta llegar al 27%) y la reducción de las emisiones, que se cuantifican a partir de 2012 en 42 Mt de CO₂ anuales. Actualmente la Estrategia se instrumenta mediante el Plan de Acción 2008-2012.

Cabe destacar, que la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2009, determina una cuantía con cargo a la tarifa eléctrica para la financiación del mencionado Plan de Acción que no debe ser superior a 308.900 miles de euros.

Desde el punto de vista regulatorio, la mejor gestión de la demanda es la que lleva la señal de precio al consumidor. En España, con el establecimiento de la elegibilidad total el 1 de enero del año 2003, se dio un gran paso hacia el objetivo de acercar información sobre los precios reales al consumidor final. Desde el 1 de julio de 2008 se han suprimido las tarifas integrales para los suministros en alta tensión. El 1 de julio de 2009 se suprimen el resto de tarifas,

permaneciendo tan sólo las denominadas tarifas de último recurso (TUR), siendo únicamente de aplicación a consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, que contraten el suministro con un comercializador de último recurso.

Por otra parte, en el sector de la edificación, el principal instrumento de la regulación nacional consiste en la adopción de las medidas normativas previstas en la Directiva sobre eficiencia energética de edificios (Directiva 2002/91/CE), cuya transposición se completó mediante tres Reales Decretos:

- El Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), que fija los requisitos mínimos de demanda térmica de los edificios, iluminación interior y energía solar.
- El Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción.
- El Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones

Térmicas de los Edificios (RITE), para actualizar los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones de calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria.

Posteriormente, en el ámbito europeo, se ha modificado sustantivamente la Directiva 2002/91/CE refundiéndose en la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores, las particularidades locales, las exigencias ambientales interiores y la rentabilidad coste-eficacia.

Mencionar, además, la Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de mayo de 2010, relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada, cuyo objetivo es establecer un marco para la armonización de las medidas nacionales relativas a la información a los usuarios finales, de forma que puedan elegir productos más eficientes.

9.3. Impacto y consideraciones medioambientales en la construcción de redes

En primer lugar, en cuanto a los impactos locales que la construcción de redes pudiera ocasionar, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, propone, en su disposición adicional undécima, el establecimiento de medidas, de carácter técnico, que se deberán adoptar con el fin de evitar la colisión y electrocución de las aves con las líneas eléctricas.

Por otra parte, esta misma normativa en sus principios generales establece que “en la selección de las opciones de refuerzo de la red, se integrarán criterios medioambientales, de forma que los planes

de desarrollo procuren la minimización del impacto medioambiental global”.

Respecto a la obligatoriedad de someterse al trámite de Evaluación de Impacto Ambiental, la normativa anteriormente mencionada establece que “los proyectos de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia”. La legislación a la que alude el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, es el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, sobre evaluación de impacto ambiental de proyectos y la Ley 6/2001, de 8 de mayo (trasposición de la Directiva 97/11/CEE).

10. Conclusiones y recomendaciones

La existencia de unas infraestructuras suficientes, ajustadas a los criterios establecidos en la normativa vigente, es un requisito imprescindible, tanto para garantizar la seguridad de suministro, como para asegurar la calidad del mismo y para permitir un funcionamiento del mercado en competencia efectiva, lo cual justifica la necesidad de realizar un seguimiento del desarrollo de las mismas.

Asimismo, teniendo en cuenta la significativa proporción de uso del gas natural en la generación eléctrica

y que, además, este combustible sirve de respaldo a la generación renovable no gestionable, se hace necesario un seguimiento continuo de ambos sistemas, gasista y eléctrico, desde el punto de vista de la seguridad de suministro.

Del análisis realizado acerca de la cobertura de la demanda de gas y electricidad en el presente informe, cabe extraer las siguientes conclusiones.

10.1. Sobre la cobertura de la demanda de gas natural a corto plazo

En síntesis, pueden destacarse los siguientes puntos:

1. Pese a que el contexto económico actual arroja unas previsiones de mejora económica a nivel mundial, con especial relevancia del crecimiento de las economías emergentes, en el caso particular de España las previsiones son menos optimistas. En el año 2010 se espera un descenso del PIB⁵¹ por valor de -0,3%. Por otro lado existe incertidumbre sobre la evolución de la demanda eléctrica, y en particular de la fracción de la misma que será cubierta por los ciclos combinados a gas. Las estimaciones barajadas en este informe muestran para 2010 una reducción de la **demanda de gas**⁵² que podría continuar en el año 2011 y volver a crecer en 2012, aunque de forma moderada, durante los años siguientes, hasta recuperar las demandas alcanzadas en 2008 hacia el final del período analizado.

Particularmente, en el escenario central se prevé que en 2010 el consumo registre un crecimiento

negativo, de valor cercano al -2,3%, y que en los siguientes años crezca de media en el periodo un 2,2% interanual. De acuerdo con estas previsiones, será el sector convencional⁵³ el que registre una mayor tasa de recuperación, mientras que el sector eléctrico perderá peso en la composición del consumo total de gas natural, llegando a representar, en 2014, un 33% de éste (en 2008 el sector eléctrico llegó a alcanzar el 42% del consumo total). No obstante, los consumos anuales estarán fuertemente condicionados por la climatología, por la evolución de la economía, en particular de la actividad industrial de determinados sectores cuyos procesos productivos están basados en la demanda de gas natural y por la producción de energía eléctrica mediante energías renovables, así como por la coyuntura de precios, tanto de este combustible como de otras fuentes de energía, y sobre todo por las posibles medidas para la utilización de fuentes de energía primaria autóctonas.

51. El dato definitivo del PIB registrado en 2010 muestra un descenso del -0,1% sobre el valor de 2009.

52. La demanda real de gas en 2010 ha registrado un valor de 400.726 GWh, un -0,3% inferior a la demanda de 2009. Esta cifra es un 1,3% superior al valor barajado en el escenario reflejado en este informe.

53. Los datos definitivos de 2010 indican que se ha producido un aumento del 10% en el consumo de gas convencional, y un descenso del -15,7% en el consumo de gas para generación eléctrica, en relación a los valores de 2009

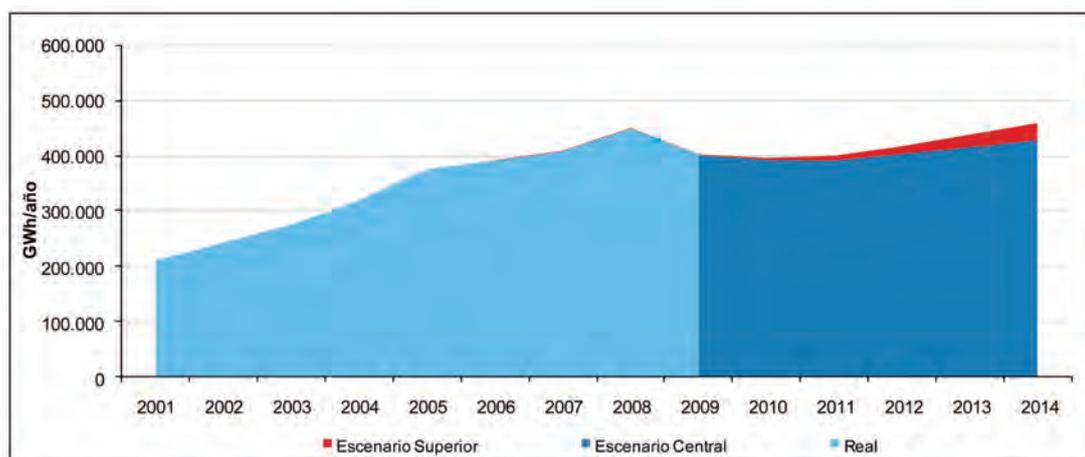


Figura 10.1.1. Evolución de la previsión de la demanda de gas natural por escenarios. Fuente: CNE

- Por lo que respecta a la **evolución de la punta de demanda**, esencial para el Sistema dado que determina la necesidad de desarrollo de nuevas infraestructuras, ésta se sitúa, en el escenario proyectado, en una tasa de crecimiento anual medio del 2,6%. En dicho crecimiento tiene un mayor peso la demanda convencional que la demanda para generación eléctrica si bien se contemplan aumentos de demanda punta ligados al crecimiento de la demanda del sector eléctrico. En el horizonte temporal de este estudio no se considera que se produzcan incrementos importantes de capacidad por la instalación de nuevas centrales de ciclo combinado.
- De acuerdo con la información proporcionada por los agentes sobre sus **aprovisionamientos de gas** con destino España, no se esperan problemas de cobertura de la demanda anual. En general, para todos los años del periodo 2010-2014, tanto en el escenario central como en el escenario superior, las previsiones de aprovisionamientos de los agentes serían suficientes para atender la demanda prevista. En cuanto a la diversificación, éstos procederán de, al menos, ocho países distintos. El principal país proveedor continuará siendo Argelia; con la entrada en funcionamiento del gasoducto Medgaz, prevista para el primer trimestre de 2011, este país llegará a aprovisionar un 45% del mercado español, por debajo del actual límite, del 50%, establecido reglamentariamente. Por otro lado, disminuye el peso del GNL respecto a la oferta total de gas natural, que pasa del 74% en 2010⁵⁴, al 61% en 2014.
- En relación con la **evolución de las capacidades de entrada al sistema**, la capacidad de emisión de las plantas de regasificación experimentará un incremento notable en el periodo 2010-2014, de un 14%, respecto de la capacidad disponible en 2009. En el caso de la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, los nuevos tanques supondrían un aumento del 47%. A éstas se unirán el gasoducto Medgaz (principios de 2011), la ampliación de Larrrau (que a partir de 2010 permitirá el flujo en ambos sentidos y en 2013 verá incrementada su capacidad, tanto de entrada como de salida hasta los 165 GWh/día).
- Para el cálculo del **índice de cobertura** de la demanda se ha seguido el **criterio conservador** de considerar las infraestructuras de entrada (plantas de regasificación, conexiones internacionales no reversibles de Tarifa y Medgaz) según su capacidad diaria nominal, y las conexiones internacionales reversibles funcionando al 70% de su capacidad diaria nominal de salida. La situación de cobertura en nuestro sistema gasista sería la siguiente⁵⁵:

54. El porcentaje de aprovisionamiento mediante GNL finalmente registrado en 2010 ha sido del 75,6%.

55. El índice de cobertura del sistema, se ha calculado como el cociente entre las capacidades de entrada al sistema, menos las salidas por las conexiones internacionales, y la demanda punta diaria. Para el cálculo del índice de cobertura se ha seguido el criterio de considerar las infraestructuras de entrada (plantas de regasificación, conexiones internacionales no reversibles de Tarifa y Medgaz) según su capacidad nominal, y las conexiones internacionales reversibles al 70% de su capacidad nominal de salida. La demanda punta es la indicada en el capítulo 3.

- Considerando la capacidad diaria nominal, esto es, sin tener en cuenta las restricciones en el transporte sino únicamente las capacidades de entrada al sistema, el grado de cobertura de la demanda punta estimada en el escenario central se sitúa por encima del 20% durante todo el periodo, llegando a alcanzar, en 2012, un valor del 48%.
- Teniendo en cuenta la capacidad transportable del sistema, de acuerdo a los cálculos del Gestor Técnico del Sistema, se observa que el grado de cobertura de la demanda punta del escenario central se mantiene siempre por encima del 10%, superando ampliamente en años posteriores debido a la entrada en operación de diversas infraestructuras, y alcanzado en 2012 un valor del 40%.

En consecuencia, no es previsible que se presenten problemas de cobertura en nuestro Sistema en el horizonte temporal comprendido entre los años 2010 y 2014.

6. En cualquier caso es necesario coordinar y acompañar el desarrollo de las infraestructuras de entrada al sistema, con el desarrollo de las infraestructuras de transporte, paralelamente a la evolución de la demanda. Actualmente se está dotando al sistema de una capacidad de entrada excedentaria, en ocasiones sin utilidad efectiva, al no verse respaldada por una capacidad de transporte suficiente o por la demanda.
7. Por otro lado, para aquellas infraestructuras para las que es necesario su puesta en servicio en plazo se requiere un esfuerzo, tanto de los operadores como de la Administración, para agilizar y acelerar los periodos de tramitación de autorizaciones y construcción de éstas. Entre los proyectos más urgentes cabe destacar los siguientes:
 - La conclusión del gasoducto Paterna – Tivissa que contribuirá a aumentar la capacidad de vehiculación desde Levante, necesario para garantizar el flujo físico de exportación actual por Larrau y a eliminar las restricciones de salida de la planta de Barcelona.
 - El refuerzo del Eje Central, que consta de los gasoductos Zarza de Tajo – Yela, Yela - Villar de Arnedo y de la estación de compresión de Villar de Arnedo, así como del propio almacenamiento de Yela y de la conexión de éste por gasoducto hasta Algete, permitirán comunicar el almacenamiento de Yela con el sistema y conectar las zonas gasista Centro y Valle del Ebro, incrementando de forma notable la capacidad de transporte de gas dirección sur – norte. Esta infraestructura forma parte de las infraestructuras necesarias para vehicular el gas por Larrau de acuerdo a las capacidades vendidas en las “Open Season”.
8. En el periodo analizado se espera un aumento significativo del volumen de inversiones ligado al desarrollo de diversas infraestructuras, incluidas en la Planificación 2008-2016, que irán entrando en operación progresivamente. El Plan Anual de Infraestructuras, publicado en la Orden ITC/2906/2010, supondrá el aplazamiento de infraestructuras por valor de 2.323M€ por no estar justificadas en el escenario de demanda actual; éstas serán reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación 2012. A pesar de ello, las inversiones ya planificadas junto con los moderados incrementos de demanda motivan que se produzca un incremento de las tarifas de acceso dentro del horizonte temporal analizado. Por lo tanto, se considera preciso acompañar la puesta en servicio de infraestructuras a la evolución de las necesidades del Sistema, conjugando convenientemente el doble objetivo de mantener una seguridad de suministro adecuada con el de la eficiencia económica del Sistema.

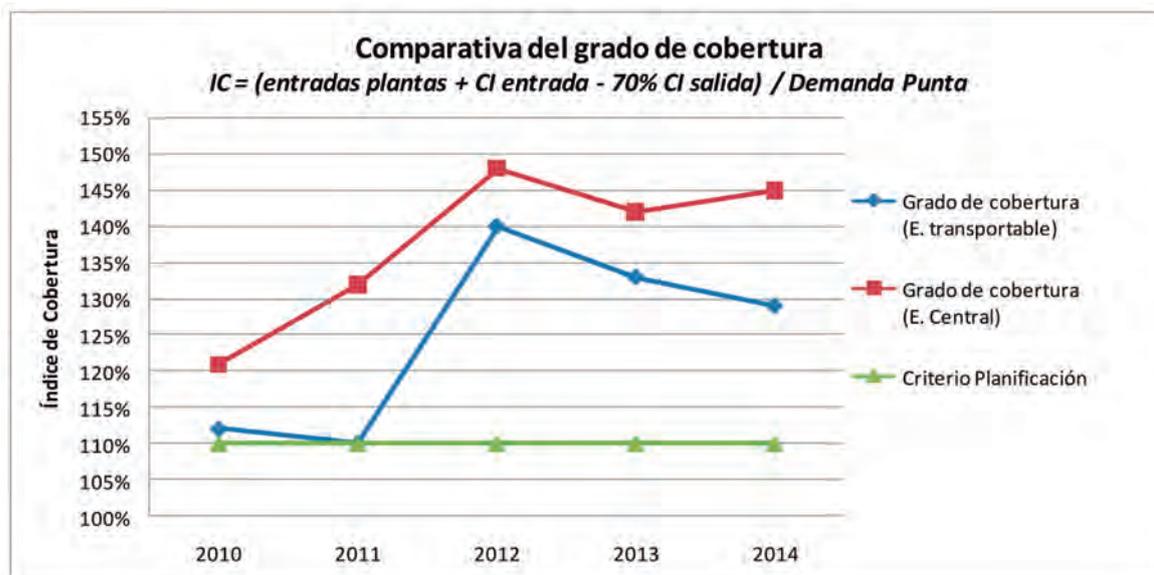


Figura 10.1.2. Grados de cobertura de la demanda punta en dos situaciones: teniendo en cuenta la totalidad de la capacidad nominal de entrada y considerando únicamente la capacidad disponible tras tener en cuenta las restricciones del sistema de transporte (capacidad transportable). Cálculo según criterio definido. Fuente: CNE.

10.2. Sobre la cobertura de la demanda de electricidad

En resumen, pueden destacarse los siguientes puntos:

1. En los últimos años, el crecimiento de la demanda eléctrica se ha moderado con respecto a los años anteriores⁵⁶. En 2009, como consecuencia principalmente del receso de la actividad económica, la demanda eléctrica peninsular se ha reducido un -4,7%, en contraste con el 5% de media anual de crecimiento del consumo eléctrico en la última década.

La demanda prevista para el periodo 2010-2014 podrá registrar, de acuerdo con los escenarios superior y central del operador del sistema, una recuperación moderada en los primeros años y una recuperación más pronunciada en el último año del periodo; en concreto para 2010 se prevé un incremento del 1,5-2,2%⁵⁷ según escenario. Todo ello de acuerdo con una previsión de temperaturas medias a lo largo de todo el periodo y distintos supuestos de sendas de crecimiento económico (previsiones de evolución del PIB, etc.).

Respecto a la punta de demanda horaria de potencia, el crecimiento de las puntas de invierno no es paralelo a las de verano. En el pasado, ha habido años en los que una de las puntas ha aumentado más que la otra, principalmente como efecto de las rachas de temperatura, y hasta es normal que se presenten años con evoluciones contrapuestas. En el periodo 1998-2007, el incremento medio de la punta de invierno ha sido del 5%, mientras en 2008 se redujo un -1% y en 2009 se redujo otro -0,7%. La punta de verano no se ha reducido en los últimos dos años, pero sí ha moderado considerablemente su incremento (en 2009 sólo creció un 0,2%). El crecimiento medio estimado de las puntas en el periodo 2010-2014 es siempre positivo y está entre 2 y 6%, según escenario y estación.

2. La nueva potencia de generación prevista en el Sistema Peninsular corresponde, en el régimen ordinario, tanto a centrales de ciclo combinado o turbinas de gas natural como a instalaciones hi-

56. El crecimiento del consumo peninsular en 2007 respecto del año anterior, $\Delta C07/06$, fue del 3%, crecimiento prácticamente igual al de 2006 (3,1%), mientras que en años anteriores fue muy superior a éste: $\Delta C05/04 = 4,6\%$, $\Delta C04/03 = 4,6\%$, $\Delta C03/02 = 6,8\%$. Por último, en 2008, el incremento de demanda no llegó a alcanzar el 1%.

57. El incremento real de la demanda peninsular el 2010 ha sido de un 3,2%, según dato provisional publicado por REE en su Avance del Informe 2010 del Sistema Eléctrico Español.

droeléctricas (esencialmente de bombeo). En 2014, más del 40% de la potencia instalada prevista en el régimen ordinario peninsular se corresponderá con ciclos combinados. No se prevén aumentos de potencia en las centrales de carbón o de fuel/gas, más bien al contrario, especialmente en el escenario del operador del sistema, se esperan importantes reducciones de la potencia instalada de estas tecnologías.

Cabe señalar la existencia de importantes retrasos e incluso cancelaciones en la ejecución de los proyectos de ciclos combinados que estaban previstos el año anterior, según la información pública disponible y la facilitada por los promotores para la ejecución del informe marco en 2009 y 2010. Con todo, en 2010, se han incorporado al sistema 2.000 nuevos MW a los existentes el 31 de diciembre de 2009; no obstante, según los datos aportados por los promotores, no se espera la puesta en marcha de nuevos ciclos combinados hasta al menos 2014.

Los incrementos de potencia previstos en el régimen especial se han elaborado de acuerdo con los planes de fomento y acción de energías renovables, la planificación del sector eléctrico y la estrategia de ahorro y eficiencia energética. Los incrementos más notables se deberán a la energía eólica y solar, si bien se espera también un crecimiento de la biomasa y la cogeneración. Se estima que el régimen especial peninsular podría aportar en 2014 el 41% de la energía vertida a la red, frente al 31% del año 2009.

3. Para poder integrar la nueva capacidad prevista en generación de régimen especial, es necesario adaptar su normativa de acceso y conexión a la red, conciliando los dos principios contenidos en la Ley en relación al libre acceso de terceros y la consecución de los objetivos de planificación, tratando de reducir las posibles restricciones que se produzcan de forma que no sean permanentes sino coyunturales.

En este sentido, el 22 de abril de 2009, la CNE elaboró una propuesta de Real Decreto que fue remitida al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Real Decreto que aún no ha sido aprobado por el Gobierno.

4. Respecto a la cobertura de la demanda eléctrica en el corto plazo, en el sistema peninsular, no se observan indicios de situaciones que pudieran afectar a la cobertura ni siquiera en el escenario de demanda extremo, suponiendo el equipo generador con la disponibilidad habitual y bajo hipótesis conservadoras. Las nuevas incorporaciones de potencia instalada, de acuerdo con la información facilitada por los promotores sobre proyectos tanto de instalación como de cierre de centrales, permiten abastecer la demanda con un margen de seguridad adecuado. En todos los años del periodo, el índice de cobertura proporcionado por el régimen ordinario y el especial es superior a 1,1, por lo que, bajo las hipótesis asumidas, no resultaría necesaria la instalación de potencia adicional a la ya prevista en el estudio.

La tabla 10.2.1 muestra los índices de cobertura peninsular para dos escenarios de demanda, eficiente y extremo, y el escenario de oferta elaborado por esta Comisión con los datos aportados por los promotores considerando: hidraulicidad seca, incorporación de generación en régimen especial, incorporación de centrales de ciclo combinado, disponibilidades asociadas a cada tipo de generación, posibles restricciones de funcionamiento de los ciclos combinados de gas derivadas del sistema gasista, etc. Se aprecia que el índice de cobertura se sitúa todos los años por encima de 1,1, tanto en invierno como en verano, aunque resulta inferior el margen de cobertura en invierno. En consecuencia, bajo las consideraciones previamente efectuadas, no resultaría necesaria la instalación de potencia adicional a la ya prevista en el estudio.

Índice de cobertura - Verano		2011	2012	2013	2014	
Escenario demanda eficiente		1,37	1,36	1,34	1,34	
Escenario demanda extremo		1,30	1,29	1,26	1,26	
Índice de cobertura - Invierno		2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015
Escenario demanda eficiente		1,26	1,25	1,24	1,22	1,21
Escenario demanda extremo		1,23 ⁵⁸	1,19	1,16	1,14	1,13

Figura 10.2.1. Índices de cobertura resultantes para invierno y verano.

Fuente: promotores, CNE y REE.

En las figuras 10.2.2 y 10.2.3 se representa la evolución de la potencia eléctrica peninsular, necesaria para satisfacer las necesidades de demanda invernal y veraniega previstas, según dos escenarios de demanda, con un índice de cobertura de un 10%. Frente a las sendas de crecimiento de la potencia eléctrica demandada, se representa la potencia eléctrica peninsular según las comunicaciones de los promotores de acuerdo con las hipótesis indicadas en el capítulo 5.

Como puede observarse en estas figuras, la potencia instalada prevista para el periodo 2010-2014, resultará superior a la necesaria para cubrir la punta de demanda con un margen de seguridad del 10%. En función del año y escenario utilizado, estos márgenes varían en invierno entre 7.400MW en 2010 y 1.500 en 2014.

De acuerdo con estas previsiones, las centrales marginales del sistema podrían mantener un nivel de funcionamiento a partir de 2010 menor a los niveles registrados en años precedentes⁵⁹, aunque estos valores podrían incrementarse de forma importante en los últimos años del periodo.

Por otra parte, dado que el pago de capacidad de las nuevas instalaciones está indexado al índice de cobertura del sistema en el momento de su autorización o puesta en marcha, de acuerdo con las previsiones anteriores, las instalaciones que soliciten la autorización para su construcción en los primeros años del periodo analizado podrían recibir un incentivo a la inversión correspondiente al pago de capacidad inferior al que recibieron las instalaciones puestas en marcha en los años anteriores, lo que contribuiría a desincentivar la entrada de nueva generación hasta 2013-2014.

Por último, hay que indicar que los resultados anteriores podrían verse alterados de forma negativa para la seguridad del sistema si en los próximos años tuviera lugar el cierre de algunas centrales de carbón, especialmente en los últimos años del periodo. En el escenario de los promotores no se prevé el cierre de ninguna de estas centrales, sin embargo, el operador del sistema sí tiene en cuenta esta posibilidad, resultando en 2014 un índice de cobertura de invierno que apenas alcanza 1,10.

58. En los últimos estudios de cobertura realizados por el operador del sistema para el próximo invierno, se contempla un valor de demanda punta extrema del sistema peninsular 900MW inferior a la prevista en mayo de 2010 (escenario utilizado en este informe). De cumplirse esta última previsión, el índice de cobertura se incrementaría hasta 1,25.

59. Según los datos manejados por el operador del sistema, las horas de funcionamiento equivalente anual de los ciclos combinados no superaría hasta 2014 el valor de 2700.

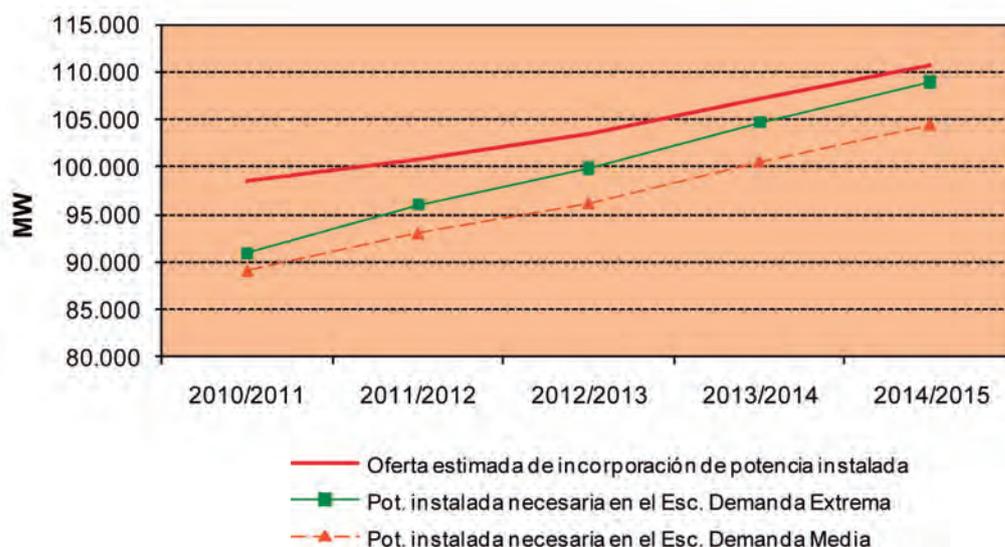


Figura 10.2.2. Comparación de la potencia eléctrica necesaria para la cobertura de la punta de los diferentes escenarios de demanda de invierno, con margen de cobertura 1,1.

Fuente: REE, promotores y CNE.

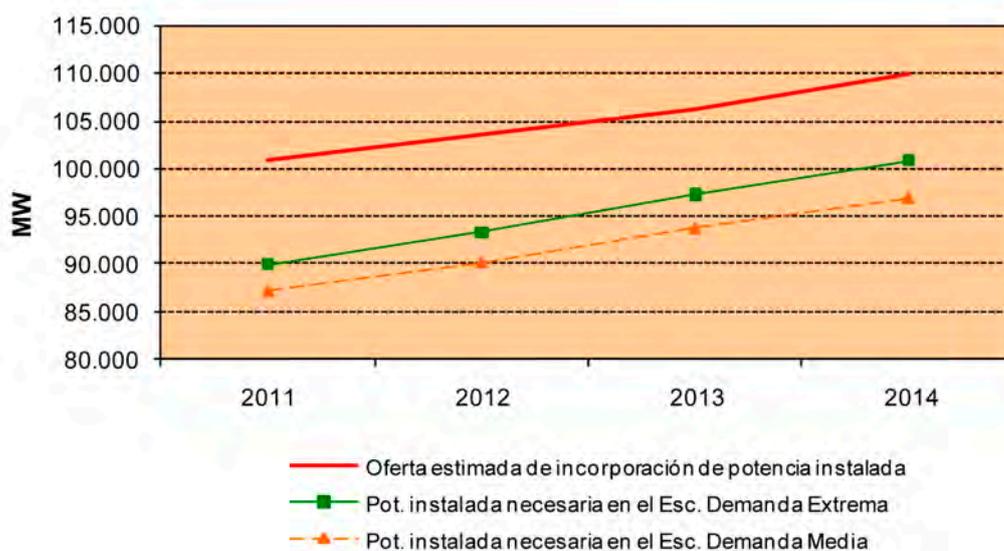


Figura 10.2.3. Comparación de la potencia eléctrica necesaria para la cobertura de la punta de los diferentes escenarios de demanda de verano, con margen de cobertura 1,1.

Fuente: REE, promotores y CNE.

5. Si bien los índices de cobertura resultan superiores en general al 1,1; cabe señalar la existencia de ciertas centrales que, por su ubicación estratégica, son necesarias para la seguridad del sistema pero, al no ser económicamente competitivas, su programación resulta muy reducida. En este ámbito, se considera necesaria la revisión y el desarrollo del sistema de pago de la capacidad en su vertiente de

disponibilidad de manera suficiente para compensar los costes fijos de operación y mantenimiento de las centrales de reserva o de punta de potencia, teniendo en cuenta las recomendaciones recogidas en la propuesta realizada al Consejo de Reguladores de MIBEL en mayo de 2007, en particular, sobre la extensión del pago por la disponibilidad a todas las tecnologías, de tal forma que se establezca una

metodología adecuada que permita que el servicio cumpla los objetivos para los que se diseña.

6. En los sistemas extrapeninsulares, concretamente en Baleares, de acuerdo con el Operador del Sistema, la incorporación de la potencia prevista sería suficiente para garantizar la cobertura de demanda durante el periodo analizado. No obstante, se incide en la importancia de que no se produzcan retrasos en la puesta en servicio de las interconexiones planificadas, en particular en la conexión prevista Mallorca-península.

En Canarias, de acuerdo con las previsiones del agente generador y del operador del sistema, existe un déficit de potencia a corto plazo en todos los sistemas, que necesitarían nueva generación antes el año 2012 para cumplir estrictamente los valores establecidos de cobertura. Sin embargo, únicamente Tenerife presenta valores anuales preocupantes si no se aplican planes de instalación de generación previos al año 2012, así como en el sistema Lanzarote-Fuerteventura en menor medida. Esta instalación de nueva generación está considerada en las previsiones realizadas, tanto para suplir las teóricas bajas de grupos como para garantizar el suministro. En cualquier caso, se matiza que no se ha considerado en los estudios realizados el apoyo que supone la producción en régimen especial, lo cual podría contribuir a reducir marginalmente los déficits de potencia detectados.

En Ceuta y Melilla, la previsión de potencia instalada resulta ajustada, más equilibrada en Melilla con la puesta en servicio de nuevos grupos en años anteriores, pero siendo conveniente incorporar más equipo generador en Ceuta a partir de 2011 para no incurrir en incidencia grave en caso de fallo. En ambas Ciudades Autónomas se están realizando esfuerzos para definir los emplazamientos necesarios para la instalación de la nueva generación, dado que se trata de sistemas eléctricos aislados y de reducido tamaño teniendo además, históricamente, grupos demasiado grandes en relación con la demanda del sistema.

7. Los compromisos adquiridos en el terreno medioambiental exigen una mejora del Índice de Eficiencia Energética. Si bien se encuentra vigente el Plan de Acción 2008-2012, restan por desarrollar aspectos esenciales como la participación de los grandes consumidores en la regulación terciaria mediante mecanismos de mercado y en la garantía de potencia eléctrica, y adicionalmente la mejora del modelo de liberalización, con la introducción progresiva de los contadores electrónicos, para que todos los consumidores reciban la señal del precio del mercado eléctrico. En este sentido, se debe indicar que en julio de 2009 desaparecieron las tarifas integrales (sin perjuicio del establecimiento de la nueva tarifa de último recurso).

Además, a raíz del mencionado Plan de Acción, se viene incorporando anualmente en la tarifa eléctrica una partida económica dirigida a la promoción de la Eficiencia Energética, la cual en 2010 ha ascendido a 309 millones de euros. Esta cantidad y las correspondientes a los próximos años deberían aplicarse exclusivamente en temas de ahorro y eficiencia energética dentro del ámbito eléctrico. Para ello, se considera prioritaria la asignación de parte de estos incentivos económicos al desarrollo de las Redes Inteligentes (Smart Grids).

Por otra parte, la extensión del servicio de interrumpibilidad a los consumidores del mercado libre, regulada en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, posibilita la participación de éstos en la seguridad del suministro, aunque dicha normativa no emplea mecanismos de mercado. La Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, prevé una partida de 450 millones de euros destinada al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción regulado en la Orden citada anteriormente.

8. Debe reforzarse la infraestructura, tanto de transporte, como de distribución eléctrica en todas aquellas

zonas donde se registren problemas de abastecimiento del consumo o de evacuación que así lo justifiquen. En concreto, deben realizarse refuerzos de la red para garantizar la evacuación de generación de régimen especial, refuerzos de mallado de la red de transporte para cumplir con los criterios de seguridad, para compensación de reactiva, y para suministro a mercados locales o a cargas singulares.

Son especialmente importantes desde el punto de vista de la seguridad de suministro los refuerzos de las conexiones internacionales con Portugal y Francia, y también las conexiones entre territorios insulares, y entre la Península y Baleares. Estos últimos, deberían ejecutarse en los plazos fijados por la Planificación, por ser los sistemas insulares más vulnerables a retrasos en la instalación de nueva potencia.

No obstante todo lo anterior, debido a la coyuntura económica, que ha tenido su lógico traslado a la demanda eléctrica, mediante la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte y distribución, se ha procedido a la reclasificación de numerosas instalaciones, programadas para el final del horizonte de la vigente Planificación 2008-2016, de modo que las mismas deben ser nuevamente justificadas, en su caso, con motivo de la elaboración de la nueva Planificación 2012-2020.

Adicionalmente, a la vista del impulso institucional que se quiere dar al desarrollo de los coches eléctricos, parece razonable realizar un estudio

exhaustivo de las implicaciones, principalmente en la red de distribución, que dicha actuación va a conllevar, todo ello junto con el futuro desarrollo de las “Redes Inteligentes” (Smart Grids).

9. Como elemento esencial del proceso de planificación de la red, se considera necesario, tal y como se ha efectuado para el año 2010, que se publique cada año el programa anual de instalaciones de transporte eléctrico, así como los criterios para poder incluir una instalación en dicho programa.
10. En relación con la retribución de la actividad de transporte eléctrico, pese a la aprobación el 29 de febrero de 2008 del Real Decreto 325/2008, que modifica la metodología retributiva de dicha actividad, a la fecha aún no se ha publicado la revisión de los costes unitarios de las infraestructuras de transporte eléctrico, sobre la cual esta Comisión ha remitido una propuesta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, tal y como establece el Real Decreto 325/2008, de manera que la retribución refleje los costes reales en los que incurren las empresas transportistas.

Por otra parte, se considera necesario proceder a una revisión exhaustiva del inventario de instalaciones de la red de transporte, de modo que dejen de ser retribuidas instalaciones que han causado baja o, en este caso a lo que a los costes de inversión se refiere, aquellas instalaciones que ya han agotado su vida útil regulatoria.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alcalá, 47 - 28014 Madrid

www.cne.es