



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 20/2010 SOBRE LA PROPUESTA
DE ORDEN MINISTERIAL QUE APRUEBA
EL “PROGRAMA ANUAL DE
INSTALACIONES DE LAS REDES DE
TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y
GAS”**

**(REVISIÓN DE LA PLANIFICACIÓN DE LOS
SECTORES DE ELECTRICIDAD Y GAS 2008-2016)**

29 de julio de 2010

1	OBJETO.....	3
2	ANTECEDENTES.....	4
3	NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	5
4	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE EL “PROGRAMA ANUAL DE INSTALACIONES DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS” (REVISIÓN DE LA PLANIFICACIÓN 2008-2016).....	8
5	SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO.....	10
5.1	Alcance de la Propuesta.....	10
5.2	Motivaciones y causas para la inclusión de instalaciones en la Propuesta.....	11
5.3	Consideraciones generales sobre las motivaciones y causas para la inclusión de las instalaciones en la Propuesta.....	14
5.4	Descripción y comentarios sobre las infraestructuras planificadas que sufren actualizaciones puntuales.....	15
5.5	Descripción y comentarios sobre las infraestructuras a incluir en la Planificación debido a actuaciones excepcionales.....	41
5.6	Comentarios sobre las infraestructuras aplazadas (categoría “R”) y sobre otras infraestructuras.....	49
6	SOBRE EL SECTOR GASISTA.....	70
6.1	Alcance de la Propuesta.....	70
6.2	Consideraciones Generales sobre el sector gasista.....	78
6.2.1	Sobre la conveniencia de desarrollar en la Normativa del Sector Gasista los Procedimientos que regulan la Planificación del Sector Gasista.....	80
6.2.2	Sobre las nuevas categorías de clasificación de las instalaciones planificadas.....	80
6.2.3	Sobre las instalaciones planificadas que hayan iniciado la tramitación administrativa.....	83
6.2.4	Sobre las variantes de gasoductos que ya están puestos en servicio.....	85
6.3	Previsiones de demanda de gas y su cobertura.....	85
6.3.1	Previsiones de demanda de gas.....	86
6.3.2	Previsiones de tránsitos de gas asociados al Mercado Único Europeo.....	91
6.3.3	Índices de cobertura de la demanda.....	93
6.3.4	Sobre la Autonomía de las Plantas de Regasificación.....	98
6.3.5	Capacidad de almacenamiento del Sistema gasista.....	99
6.3.6	Capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos.....	103
6.4	Consideraciones particulares sobre la Propuesta.....	105
6.4.1	Sobre las Actuaciones en Plantas de Regasificación que se consideran No-prioritarias (Categoría R).....	105
6.4.2	Sobre los gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema (IACT) que se consideran No-prioritarias (Categoría R).....	106
6.4.3	Sobre las Actuaciones en Estaciones de Compresión que se consideran No-prioritarias (Categoría R).....	107
6.4.4	Sobre el Impacto Económico de la Propuesta.....	108
6.5	Sobre la posibilidad de incluir en la Propuesta con categoría R otras Infraestructuras Planificadas que Amplían la Capacidad de Almacenamiento del Sistema.....	112



7	CONCLUSIONES	124
7.1	De carácter general.....	124
7.2	Sobre el Sector Eléctrico.....	124
7.3	Sobre el Sector Gasista	125
ANEXO I.	CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE INSTALACIONES DE GAS RECOGIDAS EN LA PROPUESTA.....	131
ANEXO II.	CONSIDERACIONES REALIZADAS POR ESTA COMISIÓN EN SU INFORME PRECEPTIVO SOBRE LA PLANIFICACIÓN 2008-2016 EN RELACIÓN CON LOS OBJETIVOS Y CRITERIOS DE DISEÑO PARA LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA GASISTA PLANIFICADAS.....	141
ANEXO III.	ALEGACIONES RECIBIDAS POR ESCRITO DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD Y DEMÁS AGENTES DEL SECTOR	145
ANEXO IV.	ALEGACIONES RECIBIDAS POR ESCRITO DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS Y DEMÁS AGENTES DEL SECTOR	146

INFORME 20/2010 DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL QUE APRUEBA EL “PROGRAMA ANUAL DE INSTALACIONES DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS”

(REVISIÓN DE LA PLANIFICACIÓN DE LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y GAS 2008-2016)

De conformidad con la disposición adicional undécima, apartado tercero, punto 1, función tercera, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el artículo 5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de ésta, en su sesión celebrada el día 29 de julio de 2010, ha acordado emitir el presente

INFORME

1 OBJETO

El objeto del presente documento es emitir el informe preceptivo solicitado por el Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre la Propuesta de Orden Ministerial, 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 acuerdo con lo establecido en el punto 1 del apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el artículo 5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía y el artículo 14 del 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.

2 ANTECEDENTES

Con fecha 26 de abril de 2010, ha tenido entrada en el registro de la Comisión Nacional de Energía (CNE) oficio de fecha 23 de abril de 2010 de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Industria, Turismo y Trabajo (MITyC), solicitando el informe preceptivo de esta Comisión sobre la Propuesta de Orden Ministerial, 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”, elaborado de acuerdo con lo establecido en los artículos 14 y 15 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

De acuerdo con el citado oficio, la SEE indica adicionalmente que *“debido a las consecuencias que la crisis económica está teniendo sobre la demanda de gas y electricidad y sobre la esperada evolución de las mismas en los próximos años, hemos considerado conveniente revisar la necesidad de algunas de las infraestructuras planificadas”*, creando a estos efectos una nueva categoría “R” donde se han incluido todas aquellas infraestructuras de gas y de electricidad que debido a la coyuntura de la demanda no se justifican antes del año 2016, pero cuya necesidad, más allá de ese horizonte, será reconsiderada en el nuevo ejercicio de planificación 2012-2020 iniciado con la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo¹.

En virtud del Real Decreto 1955/2000, y de acuerdo con las propuestas de actualización de las infraestructuras de las redes de transporte y las propuestas de actuaciones excepcionales realizadas sobre el documento de “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016”, por el operador del sistema y gestor de la red de transporte de energía eléctrica y por el gestor técnico de la red gasista, se propone una Orden Ministerial 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 conformidad con lo dispuesto en la disposición adicional undécima, apartado segundo, punto 2, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con fecha 26 de abril de 2010 se remitió dicha Propuesta de Orden Ministerial a los miembros de los

¹ Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos de esta Comisión, al objeto que éstos elevaran las consideraciones que considerarán oportunas en el plazo de veinte días desde su recepción. Se incluyen como anexo a este documento las alegaciones que se han recibido por escrito de los siguientes miembros de los Consejos Consultivos y demás agentes:

- Sector Eléctrico (ANEXO III):

- Generalitat de Catalunya
- Junta de Andalucía
- Comunidad de Madrid
- Junta de Castilla y León
- Xunta de Galicia
- Gobierno de Aragón
- Junta de Extremadura
- Generalitat Valenciana
- Región de Murcia
- Gobierno de Cantabria
- REE, como Operador del Sistema
- UNESA (ENDESA, GAS NATURAL-FENOSA, HC y EON)
- IBERDROLA
- ARCOSOL
- AEGE
- ENCE
- ACOGEN
- ACUAMED

- Sector Gasista (ANEXO IV)

- Comunidad de Asturias
- Comunidad de Madrid
- Generalitat Valenciana
- Junta de Andalucía
- Junta de Castilla y León
- Junta de Castilla – La Mancha
- Región de Murcia
- Xunta de Galicia
- CORES
- ENAGAS, como Gestor Técnico del Sistema
- BBG
- ENAGAS, como Transportista
- ENDESA GAS TRANSPORTISTA
- SAGGAS
- REGANOSA
- Distribuidores de Gas
- Comercializadores de Gas
- IBERDROLA
- UNESA
- Torresol

3 NORMATIVA DE APLICACIÓN

El artículo 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, indica que *“la planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte, será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas y será sometida al Congreso de los Diputados”*.

En lo que se refiere al contenido de la planificación eléctrica, el artículo 4.3 de la Ley del Sector Eléctrico establece que *“la planificación deberá referirse, a los siguientes aspectos:*

- a) *Previsión de la demanda de energía eléctrica a lo largo del período contemplado.*
- b) *Estimación de la potencia mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.*
- c) *Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución de acuerdo con la previsión de la demanda de energía eléctrica.*
- d) *El establecimiento de las líneas de actuación en materia de calidad del servicio, tendentes a la consecución de los objetivos de calidad, tanto en consumo final, como en las áreas que, por sus características demográficas y tipológicas del consumo, puedan considerarse idóneas para la determinación de objetivos diferenciados.*
- e) *Las actuaciones sobre la demanda que fomenten la mejora del servicio prestado a los usuarios, así como la eficiencia y ahorro energéticos.*
- f) *La evolución de las condiciones del mercado para la consecución de la garantía de suministro.*
- g) *Los criterios de protección medioambiental que deben condicionar las actividades de suministro de energía eléctrica, con el fin de minimizar el impacto ambiental producido por dichas actividades.”*

Por su parte, en relación con el Sector de Hidrocarburos, el artículo 4 de la Ley 34/1998 en su apartado primero, modificado por la Ley 12/2007, de 2 de julio, establece que *“la planificación en materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a las instalaciones integrantes de la red básica de gas natural, a la red de transporte secundario, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos líquidos y de almacenamiento básico de gas natural, a las instalaciones de transporte secundario y a la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor, teniendo en estos casos carácter obligatorio para la garantía de suministro de hidrocarburos”*, añadiendo en su apartado segundo que *“la planificación en materia de hidrocarburos será realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados”*.

En lo que se refiere al contenido mínimo de la planificación energética sobre el sector gasista, el artículo 4.3 de la Ley de Hidrocarburos establece que *“dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos:*

- a) *Previsión de la demanda [...] del gas natural a lo largo del período contemplado.*
- b) *...*
- c) *...*
- d) *Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.*
- e) *Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional.*
- f) *Previsiones relativas a instalaciones de transporte y almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado, con el fin de garantizar la estabilidad del sistema gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.[...]*

En relación con los “Programas anuales de instalaciones de redes de transporte de energía eléctrica y gas natural”, hay que señalar que en el caso del Sector Eléctrico, se dictan al amparo de lo establecido en los artículos 14 y 15 del Real Decreto 1955/2000², de 1 de diciembre, mientras que en el caso del Sector Gasista no hay desarrollo normativo al respecto, aunque se extiende la elaboración del Programa Anual del Sector Eléctrico al Sector Gasista por coherencia con la elaboración de la planificación energética vinculante, que comprende a ambos sectores.

Artículo 14. Programa anual de instalaciones de la red de transporte.

1. Sobre la base de dicho plan de desarrollo de la red de transporte, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y publicará anualmente en el Boletín Oficial del Estado, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, el programa anual de instalaciones de la red de transporte, para lo que utilizará la actualización anual de las propuestas de desarrollo llevadas a cabo por el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

2. El programa anual de instalaciones incluirá la actualización de los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales, así como aquellas actuaciones excepcionales a las que se refiere el artículo siguiente.

Artículo 15. Actuaciones excepcionales.

1. Excepcionalmente se podrán incluir en el programa anual de instalaciones de la red de transporte, nuevas instalaciones cuando, siendo aconsejable su incorporación de acuerdo con los criterios de planificación establecidos, se haya presentado como un hecho imprevisto.

2. Estas actuaciones de carácter excepcional deberán ser propuestas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte explicando los motivos de su excepcionalidad, correspondiendo al

² Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica

Ministro de Economía su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, quedando con ello incorporadas al programa anual de instalaciones de la red de transporte vigente.

Por último, hay que señalar que en el apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley de Hidrocarburos se establece que una de las funciones de la CNE será *“participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de planificación energética”*.

4 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE EL “PROGRAMA ANUAL DE INSTALACIONES DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS” (REVISIÓN DE LA PLANIFICACIÓN 2008-2016)

La planificación de los sectores de electricidad y gas, que se realiza conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, es un elemento básico para el desarrollo del sector energético nacional. En ella, se contempla la definición de los planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas, gasistas y de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos, en especial, de las infraestructuras de transporte que están sometidas a la planificación vinculante de la Administración, que son una pieza esencial para asegurar la garantía de suministro, permitiendo que los agentes que desarrollan actividades liberalizadas adopten sus decisiones empresariales libremente.

El “Programa anual de instalaciones de las redes de transporte” es el instrumento a través del cual se ponen al día las propuestas de desarrollo de las redes, de tal forma que recoge la actualización de los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales y actuaciones excepcionales que es necesario realizar para conseguir un desarrollo dinámico de las redes objeto de la planificación vinculante “Planificación 2008-2016”.

A continuación se incluye, en primer lugar, una serie de consideraciones generales comunes a los dos sectores –eléctrico y gasista–, pasando a continuación al análisis particular de cada uno de ellos.

En primer lugar se ha de señalar que la Propuesta de “Programa anual de instalaciones de las redes de transporte”, por las circunstancias argumentadas por la SEE relativas a

las consecuencias de la actual crisis económica y su impacto sobre la demanda de gas y de electricidad, sobrepasa el alcance y el ámbito temporal previsto en la normativa vigente, convirtiéndose *de facto* la citada Propuesta en una revisión provisional de la Planificación 2008-2016, dejando para el nuevo ejercicio de Planificación 2012-2020, la evaluación definitiva de los cambios propuestos. En este mismo sentido se han manifestado algunos miembros de los Consejos Consultivos.

Teniendo en consideración que la Propuesta de Programa Anual es, en realidad, una revisión de la Planificación 2008-2016, es necesario señalar que la Propuesta no aporta información suficiente para poder valorar si el documento que se informa responde, o no, a un modelo estructurado en el que se analicen todas las alternativas energéticas, desde el lado de la oferta y desde el lado de la demanda, lo que, en su caso, constituiría un ejercicio análogo al de una planificación integrada de recursos, tal y como esta Comisión sugirió que debían hacerse los documentos de Planificación en su Informe preceptivo, de fecha 24 de enero de 2008, sobre la Propuesta de Planificación 2008-2016³.

³ Esta Comisión señaló que con un modelo de tipo estructurado:

Se podrían analizar todas las posibilidades que pueden ofrecer los bienes o productos energéticos, que fueran sustituibles entre sí, para facilitar una determinada utilidad energética. Por ejemplo, para climatización (calefacción y/o refrigeración) se podrían analizar las opciones de electricidad, gas natural, productos petrolíferos o de calor de cogeneración.

En cada sector energético, se podrían analizar en las mismas condiciones las opciones de generación frente a las de demanda. Por ejemplo, se compararían los mecanismos de demanda para la disminución de la punta del sistema eléctrico frente a la alternativa de construir una nueva central para satisfacer dicha punta de demanda.

En todos los análisis se contemplarían las variables económica, de seguridad de suministro y medioambiental.

5 SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO

A la vista de lo establecido en el artículo 4 de la Ley 54/1997, sobre planificación eléctrica, y de los aspectos que se han de tener en cuenta en el proceso de planificación, o de revisión de la misma, esta Comisión entiende que para elaborar la Propuesta de “Programa anual de instalaciones de las redes de transporte” se deberían haber analizado los aspectos indicados en el citado artículo 4 de la Ley 54/1997. Sin embargo, tan sólo se señala, en el apartado 1. *OBJETO* de la Propuesta de Programa Anual, que *para el análisis efectuado se ha considerado la última información disponible en el momento de su realización en cuanto a nuevos datos y previsiones de demanda eléctrica y gasista, modificaciones necesarias de carácter técnico identificadas en determinadas infraestructuras, así como la aparición de nuevas necesidades de carácter imprevisto no contempladas en la vigente planificación.* Esta es la única referencia que se hace en la Propuesta de Programa Anual a la nueva previsión de demanda eléctrica, sin que indique qué nuevos valores se han supuesto para el conjunto del Sistema a lo largo del periodo que abarca la vigente Planificación.

En los siguientes epígrafes se describe con mayor detalle la Propuesta de Programa Anual y se realizan consideraciones a la misma.

5.1 Alcance de la Propuesta

Dentro de las actuaciones incluidas en la Propuesta de Programa Anual se distinguen:

- Actuaciones que suponen una modificación de instalaciones ya incluidas en la vigente Planificación.
- Actuaciones no incluidas en la vigente Planificación y cuya incorporación es necesaria según el Operador del Sistema, de acuerdo con los criterios de planificación establecidos, presentándose como un hecho imprevisto. Estas actuaciones entran en la categoría de *actuaciones excepcionales*, y recogen tanto nuevas instalaciones necesarias por problemas de operación como alternativas a instalaciones incluidas anteriormente en la Planificación que han resultado inviables.

5.2 Motivaciones y causas para la inclusión de instalaciones en la Propuesta

Las instalaciones eléctricas incluidas en la Propuesta de Programa Anual responden, según se indica en la misma, a algunas de las siguientes motivaciones:

- Desarrollos alternativos ante la inviabilidad física para la construcción de algunas actuaciones ya planificadas. Estas inviabilidades obedecen principalmente a:
 - La falta de espacio y a la imposibilidad de encontrar terrenos adyacentes a subestaciones que tienen prevista su renovación y/o ampliación.
 - La imposibilidad de encontrar pasillos eléctricos de acceso a subestaciones existentes que permitan la conexión de nuevas líneas previstas.
 - La imposibilidad de aprovechar trazas de líneas existentes de tensiones inferiores por el mal estado de los apoyos o porque el titular de estas líneas considera preciso mantener su uso en el nivel de tensión actual.
- Incorporación de nuevos ejes ferroviarios de alta velocidad (TAV) y desaladoras.
- Incorporación de los acuerdos entre España y Francia para la realización de la interconexión por Girona entre ambos sistemas con cable soterrado y en corriente continua.
- Desarrollos alternativos que implican una menor ocupación del territorio.
- Eliminación de conexiones en “T” en la red de 220 kV, cambios topológicos y repotenciaciones que permiten una operación más fiable del Sistema.
- Incorporación de nuevos accesos vinculados a la evacuación de energías renovables (eólica y/o solar) y energía de régimen ordinario en algunas zonas.
- Incorporación de la repotenciación de algunos ejes de 220 kV que permiten paliar la situación transitoria que se genera hasta la puesta en servicio de otras instalaciones de mayor alcance.
- Desmallado de subestaciones, tanto existentes como programadas, debido a las elevadas corrientes de cortocircuito que se detectan en la actualidad y en los distintos horizontes de estudio en la red de 220 kV, creando dos nudos conectados mediante doble acoplamiento entre ellos (la topología sería equivalente a dos subestaciones de con doble acoplamiento de barras entre ellas, pudiéndose explotar como dos subestaciones independientes o eventualmente como una única subestación con doble barra).

- Inviabilidad, por carencia de espacio físico, para ampliar algunas subestaciones de acuerdo con las configuraciones preferentes establecidas en el P.O. 13.3. En estos casos la alternativa propuesta es la construcción de una nueva subestación cercana conectada con la existente que recoja el desarrollo previsto.
- Actualización de la información recogida en la Planificación 2008-2016 tal como cambios del nombre de alguna subestación por reubicación de la misma, eliminación de instalaciones por renuncia del promotor, identificación de la motivación de las instalaciones, etc.
- Corrección de erratas detectadas en el documento “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte. Mayo 2008”.

Las actuaciones planificadas que sufren actualizaciones puntuales, para los sistemas eléctricos peninsulares e insulares se recogen en los Anexos 1 y 2, respectivamente, de la Propuesta de Programa Anual. Por su parte, las actuaciones excepcionales correspondientes a los sistemas eléctricos peninsulares e insulares, se recogen en los Anexos 3 y 4, respectivamente, de la Propuesta de Programa Anual.

Para ambos tipos de actuaciones, actualizaciones puntuales y actuaciones excepcionales, las Tablas de los Anexos 1 a 4 deben interpretarse de acuerdo con los códigos definidos en el capítulo 3.6.1 del documento “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte. Mayo 2008”.

A este respecto, en la columna “Actualización” de las Tablas de los Anexos 1 y 2, relativas a actualizaciones puntuales, se señalan las causas por las que se ha modificado la programación de tales instalaciones respecto a la Planificación vigente. Estas causas pueden ser de los siguientes tipos:

- Eliminada: Actuaciones cuya utilidad se ha desestimado.
- Actuaciones asociadas a solicitudes de acceso a la red de transporte desestimadas.
- Actuaciones asociadas a solicitudes de acceso desestimadas por el incumplimiento de alguno de los requerimientos establecidos para dichas solicitudes, por ejemplo falta de avales en centrales de generación en régimen ordinario.
- Cambio topología: Cambio topológico en la definición de la instalación.

- Actualización: Actuaciones debidas a otras causas (corrección de erratas, cambio de denominación, etc).
- Desestimadas: Actuaciones a las que ha renunciado el agente promotor
- Aplazada: Actuaciones cuya necesidad, como consecuencia de la coyuntura actual, no está justificada dentro del horizonte de la Planificación 2008-2016 pero cuya procedencia será reconsiderada de cara a la nueva Planificación 2012-2020.

De igual modo, en la columna “Actualización” de las Tablas de los Anexos 3 y 4, relativas a actuaciones excepcionales, se señalan las causas por las que dichas actuaciones deben ser incluidas en la Planificación vigente, en tanto que en la columna “Observaciones/Justificación informe”, se recoge la referencia de los informes elaborados por el OS en los que se apoya dicha inclusión. Las causas pueden ser de los siguientes tipos:

- Nueva: Nuevas instalaciones justificadas en base a los motivos que se indican en sus correspondientes informes.
- Inviabile: Actuaciones inviables por espacio físico, impacto medioambiental, rechazo social, etc.
- Eliminada: Por desarrollo de una alternativa de mayor validez para el sistema.
- Alternativa: Instalaciones programadas para sustituir funcionalmente alguna de las programadas en la Planificación vigente 2008-2016 y cuya ejecución resulta inviable o eliminada.
- Otras causas: Nuevas actuaciones incorporadas a la planificación asociadas a situaciones críticas coyunturales, etc.

Es preciso señalar que entre la documentación remitida por la SEE que acompaña a la Propuesta de Orden Ministerial, se recogen los correspondientes informes o estudios, elaborados por el OS, que vienen a soportar cada una de las actualizaciones puntuales o actuaciones excepcionales que se recogen en la Propuesta de Programa Anual, excepción hecha de las instalaciones “aplazadas” sobre las que se incidirá más adelante.

5.3 Consideraciones generales sobre las motivaciones y causas para la inclusión de las instalaciones en la Propuesta

En primer lugar, es preciso señalar que una parte de las instalaciones incluidas en la Propuesta de Programa Anual obedecen, como se ha indicado, a alternativas a instalaciones ya incluidas en la vigente Planificación que resultan inviables desde el punto de vista físico. Esta circunstancia se da tanto en líneas (por ejemplo, por imposibilidad de encontrar pasillos eléctricos de acceso a subestaciones existentes) como en subestaciones (por ejemplo, por falta de espacio para abordar la ampliación planificada). A este respecto es preciso destacar que en el proceso de planificación no se internalizan cuestiones de carácter físico que pueden incidir en la viabilidad o no de la ejecución de las instalaciones finalmente planificadas. Así, el OS al elaborar la propuesta de desarrollo de la red de transporte no toma en consideración, porque no está previsto, informaciones relativas a la viabilidad constructiva de las instalaciones. Dicha información, en lo que respecta a las líneas, puede no estar disponible hasta que, al menos, se elabore el correspondiente anteproyecto de ejecución de las mismas. Sin embargo, a juicio de esta Comisión, ello no debería ser así en el caso de las subestaciones, para las que dicha información puede obtenerse de manera casi inmediata. En estos casos en que es inviable físicamente la ampliación de una subestación existente, la alternativa propuesta es la construcción de una nueva subestación cercana conectada mediante d/c con la existente, de manera que la nueva subestación recoja el desarrollo previsto, lo cual económicamente es del todo ineficiente. Así, se puede llegar al caso de que para ampliar en una única posición una subestación existente (por ejemplo, para conectar una nueva línea), finalmente se construya una nueva subestación con varias posiciones (previsiblemente hasta seis) y un d/c para unir ambas subestaciones, quedando además una de ellas, la antigua o la nueva según se decida topológicamente, alimentada mediante una doble antena y, por lo tanto, categorizada como subestación no mallada, con las consiguientes limitaciones que dicha categorización supone de acuerdo con los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en los Procedimientos de Operación. A juicio de esta Comisión, si la información relativa a la viabilidad física para la ampliación de subestaciones existentes estuviese disponible por parte del OS en el proceso de elaboración de la propuesta de desarrollo de la red de transporte, se podrían buscar soluciones que presentasen similares prestaciones técnicas a costes

sensiblemente menores que los que suponen “duplicar” una subestación (por ejemplo, ampliar otra subestación vecina). Por ello, entiende esta Comisión que todas las actuaciones incluidas en la Propuesta de Programa Anual que obedezcan a esta motivación de inviabilidad física de ampliación de subestaciones existentes deberían ser estudiadas nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

En segundo lugar, es preciso señalar que, de los comentarios remitidos por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector, se concluye que la reclasificación de instalaciones incluidas en la vigente Planificación en la nueva categoría “R” (aplazada) ha sido adoptada de manera unilateral por parte del MITyC, sin que se haya hecho partícipe de tal decisión, al menos, a las Comunidades Autónomas. Buena parte de los comentarios remitidos versan precisamente sobre dicho asunto, no asumiéndose, con carácter general, el aplazamiento de tales instalaciones. Al respecto, entiende esta Comisión que de haber sido más transparente el proceso de elaboración de la Propuesta de Programa Anual, los comentarios recibidos hubiesen podido ser otros muy distintos.

5.4 Descripción y comentarios sobre las infraestructuras planificadas que sufren actualizaciones puntuales

En lo que sigue, se va a proceder a realizar una breve descripción, por Comunidades Autónomas, de las infraestructuras más significativas ya recogidas en la vigente Planificación que sufren actualizaciones puntuales tanto en el sistema eléctrico peninsular como en los sistemas eléctricos insulares, recogándose en cada una de ellas los comentarios que se entiendan precisos así como, en su caso, los que hayan sido realizados por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector.

ANDALUCÍA

- **Doble circuito “El Cañuelo (antigua Marismas)-Pinar del Rey” 220 kV**

El d/c planificado se construirá por una traza nueva, al no poderse transformar a d/c el actual s/c “Acerinox-Pinar” 220 kV.

- **Cambio de tensión de la línea Gazules-Jordana 220 kV**

La línea “Gazules-Jordana” 220 kV se construirá mediante el cambio de tensión de un tramo de la actual línea “Puerto Real-Casares” 132 kV, por lo que para llegar a la subestación de “Jordana” 220 kV es necesaria la construcción de un nuevo tramo de línea de unos 3 km.

- **Reactancia en la subestación de “Palos” 220 kV**

La reactancia planificada en la subestación de “Palos” será en 220 kV, no en 33 kV.

- **Reconfiguración de la conexión de la subestación de “Costa de la Luz” 220 kV**

De acuerdo con el análisis realizado por el OS la subestación de “Costa de la Luz” 220 kV debe conectarse con las actuales subestaciones de “Onuba” 220 kV y “Cristóbal Colón” 220 kV. Por tanto, se sustituye el d/c “Costa de la Luz-Onuba” 220 kV por el d/c “Costa de la Luz-Onuba/Colón” 220 kV.

Señala la Junta de Andalucía que la Propuesta de Programa Anual se incluye la siguiente modificación:

SUBES ORIGEN	SUBES FINAL	CKT	KV	ACTUACIÓN	ACTUALIZACIÓN	FECHA
COSTA DE LA LUZ	ONUBA	2	220	Nueva línea	Eliminada	2008
COSTA DE LA LUZ	ONUBA	2	220	Baja línea	Eliminada	2011
CRISTOBAL COLON	ONUBA	1	220	Baja línea	Cambio topología	2009
CRISTOBAL COLON	COSTA DE LA LUZ	1	220	Nueva línea	Cambio topología	2009

Al respecto, debe existir un error, ya que se incluye la baja del circuito 1 de la línea “Cristóbal Colón-Onuba” 220 kV que ya está en la Planificación, con lo que de incluirse se eliminaría dos veces en el mismo año. Adicionalmente, se crean dos circuitos “Costa de la Luz-Cristóbal Colón” numerados como “ckt 1”, y no se da de baja la línea “Costa de la Luz-Onuba” 220 kV, con lo que quedan tres circuitos de 220 kV en paralelo saliendo de la subestación “Costa de la Luz” 220 kV, de los cuales uno acaba en la subestación de “Onuba” 220 kV y otros dos, de igual nombre, continúan hasta la subestación de “Cristóbal Colón” 220 kV.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Marismas” por el de “El Cañuelo”**

Cambio de denominación de la subestación de “Marismas” 220 kV por el de “El Cañuelo” 220 kV.

- **Repotenciación de la línea “Cabra-Guadalquivir Medio” 400 kV**

La vigente Planificación debería haber recogido la repotenciación del eje “Tajo de la Encantada-Cabra-Guadalquivir Medio” 400 kV, pero sólo figura el tramo “Tajo de la Encantada-Cabra” 400 kV, por lo que se añade la repotenciación del tramo “Cabra-Guadalquivir Medio” 400 kV.

- **Actuaciones relacionadas con el TAV**

Se modifica la alimentación del TAV a Almería por reubicación de la subestación de tracción, sustituyéndose la ampliación de la subestación “Benahadux” 220 kV por la ampliación de la subestación “Tabernas” 400 kV.

- **Renovación de la subestación de “Órgiva” 220 kV**

La renovación de la subestación de “Órgiva” 220 kV para posibilitar la conexión de las nuevas líneas “Fargue-Órgiva” 220 kV, “Órgiva-Nerja/Los Montes” 220 kV y “Órgiva-Benahadux” 220 kV no es posible por inviabilidad física. Como alternativa se construirá la nueva subestación de “Nueva Órgiva” 220 kV en las inmediaciones de la actual, trasladando las posiciones de línea, actuales y futuras, a esta nueva subestación y una nueva conexión en d/c “Órgiva-Nueva Órgiva” 220 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

- **Subestación de “Nueva Casillas” 220 kV**

Al resultar inviable la ampliación de la subestación de “Casillas” 220 kV, se construirá la subestación de “Nueva Casillas” 220 kV que recogerá las ampliaciones previstas en la subestación de “Casillas” 220 kV y una conexión entre ambas subestaciones.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

Por su parte, la Junta de Andalucía señala que en el Programa Anual figuran los siguientes registros en las Tablas:

SUBES ORIGEN	SUBES FINAL	CKT	kV	ACTUACIÓN	ACTUALIZACIÓN	FECHA
ALMODÓVAR DEL RÍO	CASILLAS	1	220	Baja cambio topología línea	Actualización	2010
ALMODÓVAR DEL RÍO	NUEVA CASILLAS	1	220	Alta cambio topología línea	Actualización	2010
NUEVA CASILLAS	CASILLAS	1	220	Alta cambio topología línea	Actualización	2010
CASILLAS	AZAHARA	1	220	Nueva línea	Eliminada	2008
LANCHA	AZAHARA	1	220	Baja línea	Eliminada	2011
NUEVA CASILLAS	AZAHARA	1	220	Nueva línea	Actualización	2012
LANCHA	AZAHARA	1	220	Nueva línea	Actualización	2012

Indica la Junta de Andalucía que esta topología no coincide con el esquema que presentó REE en la reunión mantenida el 10 de noviembre de 2009, en el cual estaban intercambiadas las subestaciones de “Nueva Casillas” y de “Casillas”. Además, en el Programa Anual figura una ampliación en la subestación de “Casillas” que en un principio no se podría realizar ya que no admite ninguna ampliación por no disponer de espacio disponible, por lo que sería necesario aclarar este punto.

- **Eliminación de la compensación de reactiva en la subestación de “Casillas” 220 kV**

Se elimina la compensación de reactiva prevista en la subestación de “Casillas” 220 kV mediante dos condensadores de 100 MVar cada uno, al estar previsto apoyar a este eje de 220 kV desde el nivel de 400 kV.

- **Renovación de la subestación de “Centenario” 220 kV**

La renovación de la subestación de “Centenario” 220 kV para posibilitar la conexión de los nuevos cables “Centenario-Guadaira” 220 kV y “Centenario-Virgen del Rocío” 220 kV no es posible por inviabilidad física. Como alternativa se construirá la subestación de “Nueva Centenario” 220 kV, trasladando las posiciones de línea, actuales y futuras, a esta nueva subestación y una nueva conexión en d/c “Centenario-Nueva Centenario” 220 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Arenal” por el de “Córdoba”**

Cambio de denominación de la subestación de “Arenal” 400 y 220 kV por el de “Córdoba” 400 y 220 kV.

ARAGÓN

- **Línea “Pola-Magallón 220 kV**

Se elimina la línea “Pola-Magallón” 220 kV al tratarse de una antena de generación.

- **Subestación de “Monzón” 220 kV**

La ampliación de la subestación de “Monzón” 220 kV no es posible por inviabilidad física, por lo que como alternativa se construirá la subestación de “Monzón II” 220 kV, que se alimentará mediante entrada/salida del d/c “Monzón-Ribarroja/Mequinenza (Cardiel)” 220 kV, por lo que se elimina el d/c “Monzón-Monzón II” 220 kV. La línea que une la subestación de “Monzón” 220 kV con la subestación de “Grado” 220 kV pasa a la subestación de “Monzón II” 220 kV, quedando libre una posición para la conexión del segundo circuito a la subestación de “Cinca” 220 kV, no siendo necesaria la renovación de la subestación de “Monzón” 220 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

- **Subestación de “Entrerriós” 220 kV**

Por inviabilidad de la renovación de la subestación de “Entrerriós” 220 kV, se plantea una solución alternativa para evitar que esta subestación forme parte del importante eje de transporte “Magallón-Montetorrero” 220 kV. La alternativa consistirá en dejar la subestación de “Entrerrios” 220 kV formando un tercer eje entre las subestaciones de “Magallón” y “Jalón”, con lo que la subestación de “Entrerrios” 220 kV pasa a ser un eje de transporte menos relevante.

- **Subestación de “Nueva Espartal” 220 kV**

Ante la inviabilidad de ampliación de la subestación de “El Espartal” 220 kV, se plantea una solución alternativa para evitar que esta subestación forme parte del importante eje de transporte “Escatrón-Montetorrero” 220 kV. La alternativa consistirá en construir la subestación de “Nueva Espartal” 220 kV, que se alimentará mediante entrada/salida de las líneas “Montetorrero-El Espartal” 220 kV y “Escatrón-El Espartal” 220 kV, quedando la subestación de “El Espartal” 220 kV alimentada mediante doble antena desde la subestación de “Nueva Espartal” 220 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

Por su parte, el Gobierno de Aragón valora positivamente la construcción de dicha subestación por ser beneficiosa para futuros crecimientos de las instalaciones de SAICA en el El Burgo de Ebro.

ASTURIAS

- **Subestación de “Sama” 400 kV**

A la subestación de “Sama” 400 kV se conectarán las líneas que actualmente se conectan en la subestación de “Lada” 400 kV.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Tabiella II” por el de “Gozón”**

Cambio de denominación de subestación de “Tabiella II” 400 y 220 kV por el de “Gozón” 400 y 220 kV.

- **Subestación de “Pereda II” 220 kV**

Al resultar inviable físicamente la renovación de la subestación de “Pereda” 220 kV, como alternativa se construirá la subestación de “Pereda II” 220 kV que recogerá las instalaciones de la red de transporte y los accesos nuevos de generación y demanda. La generación actual seguirá conectada a la subestación de “Pereda” cuya conexión con la subestación de “Pereda II” se realizará a través de un d/c de 220 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

CANTABRIA

- **Subestación de “Valdeolea” 400 y 220 kV**

Al resultar inviable físicamente la conexión de la nueva subestación “Mataporquera” 400 kV con la actual subestación de “Mataporquera” 220 kV, se construirá la subestación de “Valdeolea” 400 y 220 kV que acogerá la transformación 400/220 kV, las líneas que actualmente se conectan a la subestación de “Mataporquera” 220 kV (“Mataporquera-Aguayo” 220 kV y “Mataporquera-Cillamayor” 220 kV), conectándose ambas subestaciones mediante un d/c 220 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

CASTILLA Y LEÓN

- **Actuaciones eliminadas en las subestaciones de “Montearenas”, “La Robla” y “Herrera”**

Las ampliaciones en la subestación de “Montearenas” 400 kV y de “La Robla” 400 kV para nuevos ciclos combinados se eliminan por renuncia del agente. La ampliación en la subestación de “Montearenas” 400 kV para acceso de eólicos se elimina porque el acceso alternativo ha tenido lugar en el nivel de 220 kV. Asimismo se elimina la ampliación en la subestación de “Montearenas” 220 kV para los citados eólicos, porque el acceso se ha efectuado sobre la línea “Montearenas-Montes de León” 220 kV. La renovación de la subestación de “Herrera” 220 kV se elimina por no haberse confirmado las expectativas de accesos de generación de régimen especial a dicha subestación.

- **Cambio de ubicación de la subestación de “Otero” 400 kV por “Herreros” 400 kV**

La ubicación para la subestación de “Otero” 400 kV se encuentra a las afueras de Otero que es donde está localizada la subestación de “Otero” 220 kV. Por ello, se cambia la denominación de la subestación de “Otero” 400 por la de “Herreros” 400 kV, construyéndose una línea que conecte la subestación de “Herreros” 220 kV con la subestación de “Otero” 220 kV, lo cual utilizará parte de la antigua línea “Tordesillas-Otero-Ventas” 220 kV.

- **Repotenciación de la línea “Compostilla-Montearenas” 220 kV**

Se corrigen los errores de la Planificación 2008-2016 en la repotenciación de los dos circuitos “Compostilla-Montearenas” 1 y 2, tanto sobre la capacidad de transporte como en la fecha de puesta en servicio.

- **Actuaciones recogidas en la Planificación 2008-2016 relacionadas con el TAV**

En la Planificación 2008-2016 las actuaciones relacionadas con los TAV Valladolid-Burgos-Vitoria y Valladolid-León-Asturias quedaron pendientes de definición y de los estudios de viabilidad de los accesos. Los estudios previos medioambientales y de implantación física determinan las siguientes modificaciones:

- Nueva subestación de “Cerrato” 400 kV como entrada/salida en la línea “Grijota-SS Reyes” 400 kV, debido a que la llegada a la subestación de “Grijota” 400 kV por la zona sur es inviable.
- Nueva subestación de “Luengos” 400 kV como entrada/salida en un circuito de la línea “La Robla-Mudarra” 400 kV, debido a que la conexión con la subestación de “Vilecha” 400 kV es inviable.
- Nueva subestación de “Buniel” 400 kV como entrada/salida en la línea “Grijota-Barcina” 400 kV que sustituye a la subestación de “Estepar” 400 kV, debido a la reubicación de la subestación de tracción del TAV.
- Eliminación de la subestación de “Becilla” 400 kV que es sustituida por una conexión por el norte en la subestación de “Grijota” 400 kV.
- Nueva subestación de “La Pola de Gordón” 400 kV como entrada/salida de la línea “La Robla-Lada” 400 kV que sustituye a la subestación de “Villamanín” 400 kV, debido a la reubicación de la subestación de tracción del TAV.
- La subestación de “Briviesca” que se iba a alimentar mediante entrada/salida de la línea “Grijota-Garofa” 400 kV, se conectará como entrada/salida de la línea “Grijota-Vitoria” 400 kV debido a su menor impacto ambiental.
- **Ampliación de la subestación de “Oncala” 220 kV**

La subestación de “Oncala” 220 kV construida para la evacuación de generación eólica en barra simple sin ampliación posible, hace inviable acoger las tres posiciones de línea necesarias para las conexiones de dos circuitos a la subestación de “Santa Engracia” 220 kV y otro a la subestación de “Moncayo” 220 kV. Como alternativa se construirá la subestación de “Magaña” 220 kV que recogerá las posiciones de las líneas de transporte previstas.
- **Modificación topológica de la interconexión España-Portugal por la zona del Duero**

La propuesta inicial para esta interconexión consistía en utilizar la traza de las actuales líneas de 220 kV de interconexión entre España y Portugal que parten de la subestación de “Aldeadávila” 220 kV. La traza de la línea “Aldeadávila-Pocinho” 220 kV se utilizaría para la construcción de un doble circuito aislado a 400 kV, funcionando uno de los circuitos a 400 kV (“Aldeadávila-Lagoaça” 400 kV), y el otro a 220 kV. Las modificaciones topológicas previstas en la zona portuguesa prevén que las líneas de 220 kV que parten de la subestación de “Aldeadávila” 220 kV se conecten ambas a la

subestación de “Pocinho” 220 kV formando las líneas “Aldeadávila-Pocinho” 220 kV circuitos 1 y 2, utilizando uno de ellos la traza actual de la línea “Aldeadávila-Bemposta” 220 kV y el otro compartiría los apoyos del nuevo circuito de 400 kV. Sin embargo, durante las tramitaciones surgieron una serie de condicionantes medioambientales en la zona del Parque Natural de Arribes del Duero que obligan a reducir la altura de los apoyos y a utilizar apoyos en capa, con el fin de reducir los obstáculos para el vuelo de aves. Como consecuencia, se sustituyen las actuales líneas de 220 kV “Aldeadávila-Bemposta” 220 kV y “Aldeadávila-Pocinho” 220 kV, utilizando las trazas existentes, por una nueva línea de 220 kV de d/c en capa (líneas “Aldeadávila- Pocinho” 220 kV 1 y 2) y una nueva línea de 400 kV de s/c en capa (“Aldeadávila-Lagoaça” 400 kV).

CASTILLA-LA MANCHA

- **Actuaciones relacionadas con el TAV**

Se incorpora la siguiente actuación relacionada con el TAV Madrid-Badajoz en el tramo Madrid-Navalmoral:

- Nueva subestación de “Villamiel” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Almaraz-Colmenar 1” 400 kV que sustituye a la subestación de “La Pueblanueva” 400 kV que iba a ser alimentada mediante entrada/salida de la línea “Arañuelo-Morata”, debido a la reubicación de la subestación de tracción del TAV.

- **Cambio de nombre de la subestación de “La Nava II” por el de “La Solana”**

Cambio de denominación de la subestación de “La Nava II” 220 kV por el de “La Solana” 220 kV.

- **Modificación del punto de evacuación del CCGN de Almonacid de Zorita**

En la Planificación estaba previsto que los nuevos CCGN que se instalasen en la zona de Almonacid de Zorita evacuasen en la futura subestación de “Armuña de Tajuña” 400 kV que se conectaría mediante una doble entrada/salida a los dos circuitos de 400 kV “Trillo-Loeches”. Debido a la reducción del contingente de generación a evacuar en esta zona, dicha evacuación se realizará sobre la actual subestación de “José Cabrera” 220 kV, eliminándose la subestación de “Armuña de Tajuña” 400 kV.

- **Repotenciación del d/c “Loeches-José Cabrera” 220 kV**

Al modificar el punto de evacuación de la generación de CCGN prevista en la zona de Almonacid de Zorita, se hace necesaria la repotenciación del d/c “Loeches-José Cabrera” 220 kV.

- **Subestación de “Las Carroyuelas” 220 kV**

Al resultar inviable la ampliación de la subestación de “Madridejos” 220 kV, se construirá la subestación de “Las Carroyuelas” 220 kV que recogerá las actuales líneas de la red de transporte y las ampliaciones previstas en la subestación de “Madridejos” 220 kV, conectándose ambas subestaciones mediante un d/c de 220 kV. Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

- **Eliminación de la renovación de la subestación de “Bolarque” 220 kV**

Se elimina la renovación de la subestación de “Bolarque” 220 kV al revisar la prioridad de esta actuación para la operación del sistema.

CATALUÑA

- **Cambio de nombre de la subestación de “Salas de Pallars” por el de “Isona”**

Cambio de denominación de la subestación de “Salas de Pallars” 400 y 220 kV por el de “Isona” 400 y 220 kV.

- **Ampliación de la subestación de “Sentmenat” 220 kV**

La conexión en la subestación de “Sentmenat” 220 kV se realizará mediante cables de 220 kV, con interruptores en el extremo de los mismos.

- **Eliminación del cambio topológico entre las subestaciones de 220 kV de “Rubí” y “Can Jardí”**

Como consecuencia de la larga duración de los descargos asociados a la permuta de las actuales líneas “Rubí-Abrera/Pont (Riera de Martorell)” 220 kV con las líneas “Can Jardí-Castellbisbal/Cervelló” 220 kV se elimina de la Planificación vigente.

- **Alternativa a la línea “Cercs-Vic” 220 kV**

Ante las inviabilidades, por un lado, de ampliar la subestación de “Cercs” 220 kV y, por otro, de utilizar la traza de la línea “Cercs-Vic” 132 kV, así como las necesidades de aportar un refuerzo desde la red de transporte a la zona, se construirá como alternativa una línea que una la subestación de “Vic” 220 kV con la subestación de

“Olván” 220 kV. Esta alternativa no requiere la renovación de la subestación de “Cercs”, que se elimina.

- **Interconexión con Francia.**

Para la interconexión eléctrica planificada entre España y Francia por Cataluña se ha descartado la construcción de la misma en c.a. y se ha decidido realizarla en c.c. y soterrada. Ello conlleva la modificación de las actuaciones previstas en la línea “Frontera Francesa-Santa Llogaia/Ramis” 400 kV y la sustitución por cables en c.c. entre la subestación de “Santa Llogaia” 400 kV y la frontera con Francia.

- **Subestación de “Morell” 220 kV.**

El eje previsto entre las subestaciones de “La Selva” 220 kV y “Perafort” 220 kV, que iba a utilizar la actual línea “Morell-Perafort” 220 kV, resulta inviable por imposibilidad de ampliar la subestación de “Morell” 220 kV. Por tanto se construirá como alternativa un segundo circuito “La Selva-Perafort” 220 kV.

Al respecto, la Generalitat de Catalunya considera conveniente la puesta en servicio del circuito “La Selva-Reus II” 220 kV como alternativa al segundo circuito “La Selva-Perafort” 220 kV, dado que el OS ha justificado la idoneidad de este nuevo circuito en el Informe de viabilidad de acceso a la red de transporte solicitado por ENDESA para la nueva subestación “Reus II” 220 kV, alimentada mediante entrada/salida de la línea “La Selva-Tarragona” 220 kV, con fecha de mayo de 2010. Así mismo, la Generalitat de Catalunya considera necesario adelantar la puesta en servicio del mallado de la subestación “La Selva” 220 kV al año 2012, para poder permitir ese mismo año la conexión de la nueva subestación “Reus II” 220 kV, dadas las limitaciones de apertura de nuevos nudos no mallados entre nudos mallados que establece el PO 13.1.

- **Subestación de “TransBadalona” 220 kV**

Para el adecuado control de la potencia de cortocircuito en el área metropolitana de Barcelona se diseñó una red desmallada y agrupada en bolsas eléctricas. Para la gestión de estas bolsas se plantearon en diversas subestaciones unos by-pass de determinadas líneas que fueran operables, de forma que se pudieran conectar esas bolsas si en un momento dado se consideraba necesario. Una de las subestaciones que se decidió que tuviera uno de esos by-pass es la de “Badalona” 220 kV. Sin embargo, la inviabilidad física en la misma para ubicar este by-pass plantea la necesidad de construir la subestación de “TransBadalona” 220 kV, a la que se

trasladarán las posiciones de las líneas de la red de transporte. Esta nueva subestación se unirá a la actual mediante un d/c de 220 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

- **Subestación de “Sant Celoni” 220 kV**

Se trata de un acceso provisional a la red de transporte de las instalaciones de alimentación al TAV Barcelona-Frontera Francesa, mediante una posición en la subestación de “Sant Celoni” 220 kV. Este acceso sólo tendrá vigencia hasta la puesta en servicio de la subestación de “Riudarenes” 400 kV.

- **Cable provisional “Nudo Viario-Viladecans 2” 220 kV**

Ante la problemática surgida en cuanto a la posibilidad de ejecutar dentro de los plazos previstos en la Planificación vigente la subestación de “TranSant Boi” 220 kV, y por consiguiente su unión con dos cables con la subestación de “Nudo Viario” 220 kV, se plantea, como solución provisional, aprovechar el tendido de uno de esos cables que partirán de la subestación de “Nudo Viario” 220 kV para hacerlo entrar en la subestación de “Viladecans” 220 kV (anexa a la subestación de “TranSant Boi” 220 kV), lo cual permitirá facilitar la evacuación de la generación de la Zona Franca. Esta será una solución provisional hasta la construcción de la subestación de “TranSant Boi” 220 kV, para evitar la fuerte dependencia eléctrica de la zona de la subestación de “Viladecans” 220 kV.

EXTREMADURA

- **Actuaciones relacionadas con el TAV**

Se modifica la siguiente actuación relacionada con el TAV Madrid-Badajoz:

- Nueva subestación de “Carmonita” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Almaraz C.N.-San Serván” 400 kV que sustituye a la subestación de “Alcuéscar” 400 kV, debido a la reubicación de la subestación de tracción del TAV.

- **Nueva línea “Los Arenales-Trujillo” 220 kV**

Debido a la inviabilidad física del cambio de tensión planificado a 220 kV de la actual línea de 132 kV “Trujillo-Cáceres”, se incluye la construcción de una nueva línea “Los Arenales-Trujillo” 220 kV.

- **Reconfiguración “Brovales-Balboa” 220 kV**

En la subestación de “Balboa” 220 kV se necesita una posición para el transformador AT2 400/220 kV y otra posición para evacuación de generación de régimen especial. Sin embargo sólo hay espacio para una ampliación. Se adopta como solución hacer un nuevo parque de 220 kV en la subestación de “Brovales” y poner el nuevo transformador y la nueva generación conectados en dicho parque y una nueva línea de conexión “Brovales-Balboa” 220 kV.

- **Nueva subestación “Belvis de Monroy” 220 kV**

Debido a la inviabilidad física para la ampliación en tres nuevas posiciones en la subestación de “Almaraz C.N.” 220 kV, se construirá la subestación de “Belvis de Monroy” 220 kV, cercana al actual emplazamiento de la subestación de “Almaraz C.N.”.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

- **Intercambio de las unidades de transformación previstas en las subestaciones de “Brovales” y “Vitoria”**

Dado que actualmente ya está construida la infraestructura necesaria para la instalación de un banco trifásico 400/220 kV de 500 MVA en la subestación de “Vitoria”, se modifica la Planificación de tal forma que la unidad de transformación 400/220 kV prevista en la subestación de “Vitoria” de 600 MVA se instalará en la subestación de “Brovales” y la unidad 400/220 kV prevista en la subestación de “Brovales” de 500 MVA se instalará en la subestación de “Vitoria”.

- **Modificación topológica alrededor de la subestación de “Mérida” 220 kV**

Debido a la inviabilidad de ampliación de la actual subestación de “Mérida” 220 kV para una nueva posición de apoyo a la red de distribución, se hará una entrada/salida en la subestación de “San Serván” 220 kV de la línea “Vaguadas/Montijo-Mérida” 220 kV. De esta forma, se consigue el segundo circuito necesario entre las subestaciones de “San Serván” 220 kV y “Mérida” 220 kV, circuito que ha de ser repotenciado. Esta modificación permite liberar una posición en la subestación de “Mérida” 220 kV.

GALICIA

- **Repotenciación de “Regoelle (antigua Nueva Dumbría)-Mesón” 220 kV**

Para favorecer la evacuación de la generación eólica instalada en la zona de Vimianzo-Dumbría-Mazaricos se incrementa la capacidad de transporte de la línea “Regoelle (antigua Nueva Dumbría)-Mesón” 220 kV.

- **Inviabilidad de llegada a la subestación “Cornido” 132 kV**

La subestación de “Cornido” 132 kV está dentro de terrenos ambientalmente protegidos, en el borde de la ría de Ferrol. Por ello, la construcción de una subestación de 400 kV al lado de la actual subestación de distribución es inviable. Por ello se construirá la subestación de “Narón” que se ubicará a unos 6 km de la subestación de “Cornido” 132 kV, por lo que el distribuidor deberá llegar con línea/cable de 132 kV para conectar con la subestación de transporte. Esta actuación reduce en aproximadamente 12 km los circuitos de 400 kV.

La Xunta de Galicia señala que la subestación de “Narón” 400/132 kV 2x300 MVA se retrasa de 2013 a 2016-2020. Al respecto, solicita que no se anule dicha infraestructura ya que la necesidad sigue siendo 2013.

- **Actuaciones asociadas a las nuevas subestaciones de “Xove” (antigua “Aluminio”) y de “Candedo” (antigua “Nueva Puentes de García Rodríguez”)**

La subestación de “Aluminio” 400 kV cambia su denominación a la de “Xove” 400 kV, y la de “Nueva Puentes de García Rodríguez” 400 kV a la de “Candedo” 400 kV. En la subestación de “Xove” 400 kV se prevé la conexión con las instalaciones de la fábrica de Alcoa. La unión entre las subestaciones de “Puentes de García Rodríguez” 400 kV y “Candedo” 400 kV se realizará utilizando las líneas existentes mediante tres entradas/salidas para que la conexión entre ambas subestaciones, a través de tres circuitos, quede con capacidad suficiente para la evacuación de la generación instalada en Puentes de García Rodríguez.

- **Inviabilidad de la ampliación de la subestación de “Tambre II” 220 kV**

El d/c “Lousame (antigua Tambre Nueva)-Tambre II” 220 kV es inviable porque no hay espacio físico en la subestación de “Tambre II” 220 kV para acoger las dos posiciones de línea necesarias. Por ello, es necesario aprovechar el circuito que conecta actualmente la subestación de “Santiago de Compostela” con la subestación de “Tambre II” para, mediante una nueva entrada/salida en la subestación de “Lousame

(antigua Tambre Nueva) 220 kV en dicho circuito, facilitar la conexión entre las subestaciones de “Tambre II” y de “Lousame”.

- **Nueva entrada/salida en “Tomeza” 220 kV**

El aumento de la fiabilidad en la alimentación de Pontevedra exige hacer una nueva entrada/salida en la subestación de “Tomeza” 220 kV de la línea “Lourizán-Pazos de Borbén” 220 kV. Esta actuación hace que no sea precisa la renovación de la actual subestación de “Lourizán” 220 kV que estaba prevista. Como consecuencia de lo anterior la repotenciación de la línea “Pazos-Lourizán” 220 kV ha de sustituirse por la repotenciación de la línea “Pazos-Tomeza” 220 kV.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Piñor” por el de “Amoreiro”**

Cambio de denominación de la subestación de “Piñor” 220 kV por el de “Amoreiro” 220 kV.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Masgalán” por el de “Silleda”**

Cambio de denominación de la subestación de “Masgalán” 400 kV por el de “Silleda” 400 kV.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Tambre Nueva” por el de “Lousame”**

Cambio de denominación de la subestación de “Tambre Nueva” 220 kV por el de “Lousame” 220 kV.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Nueva Dumbría” por el de “Regoelle”**

Cambio de denominación de la subestación de “Nueva Dumbría” 220 kV por el de “Regoelle” 220 kV.

- **Interconexión Norte con Portugal**

Las instalaciones recogidas en la Planificación relacionadas con la nueva interconexión Norte con Portugal resultan inviables en su configuración original, según las siguientes observaciones:

- El d/c “Cartelle-Pazos de Borbén” 400 kV que necesitaría de dos posiciones nuevas en la subestación de “Cartelle” 400 kV es inviable por no poder entrar con un nuevo d/c a dicha subestación.

- Se ha observado la inviabilidad de construir un nuevo circuito en aéreo a 400 kV desde la subestación de “Pazos” 400 kV a la frontera con Portugal debido a la elevada presencia de construcciones y del aeropuerto de Vigo con la servidumbre física y radiométrica asociada. La alternativa a esas actuaciones es construir dos nuevas

subestaciones: subestación de “Boboras” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Mesón-Cartelle” 400 kV conectada con la subestación de “O Covelo” 400 kV con transformación 400/220 kV y añadir un circuito de 220 kV entre las subestaciones de “O Covelo” y de “Pazos” para reforzar la alimentación a Vigo. La interconexión con Portugal se formaría mediante el circuito “O Covelo-Frontera” de 400 kV.

MADRID

- **Reconfiguración de la conexión de las subestaciones de “Fuente Hito” 220 kV y de “Alcobendas” 220 kV**

La conexión inicialmente planificada de la subestación de “Fuente Hito” 220 kV mediante d/c “Fuente Hito-Alcobendas” 220 kV y la entrada/salida en la subestación de “Alcobendas” 220 kV de la línea “Fuencarral-T2 Tres Cantos” 220 kV no son viables físicamente, por lo que se elimina la entrada/salida en la subestación de “Alcobendas” 220 kV y se realizará una nueva conexión de la subestación de “Fuente Hito” 220 kV a las subestaciones de “Alcobendas” 220 kV y de “Arroyo de la Vega” 220 kV.

- **Nueva subestación de “Villaverde II” 220 kV**

La subestación de “Villaverde” 400 kV no puede ir aneja a la subestación de “Villaverde” 220 kV por lo que se construirá la subestación de “Villaverde II” 220 kV donde se conectará la transformación 400/220 kV y tres nuevos cables que enlazarán con la actual subestación de “Villaverde” 220 kV.

- **Eliminación de la reactancia serie de la subestación de “Casa de Campo” 220 kV**

Se elimina la reactancia serie prevista en la subestación de “Casa de Campo” 220 kV debido a la inviabilidad física para su implantación.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Perales” por el de “Carabaña”**

Cambio de denominación de la subestación de “Perales” 220 kV por el de “Carabaña” 220 kV.

Al respecto, la Comunidad de Madrid señala que en la Planificación vigente la subestación de “Perales” se justifica como “Apoyo a distribución”. En la modificación propuesta figura, además del cambio de denominación, justificada como “Evacuación de Régimen Especial”. Indica la Comunidad de Madrid que el desarrollo del Centro de Actividades en el municipio de Arganda del Rey requiere una demanda estimada de 70

MW. El previsible crecimiento en la zona se localiza en los municipios de Arganda del Rey, Perales y Campo Real, por lo que el apoyo a la distribución deberá situarse en las proximidades del mercado a atender. Según consta, la empresa distribuidora de la zona, tiene el acceso concedido en la subestación de “Perales”. Por ello, debe mantenerse la denominación y situación prevista en la Planificación vigente, sin perjuicio de otras posibles actuaciones que se lleven a cabo necesarias para la evacuación de generadores del régimen especial y que, en todo caso, deberán supeditarse a garantizar la atención del mercado de distribución.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Mercamadrid” por el de “Entrevías”**

Cambio de denominación de la subestación de “Mercamadrid” 220 kV por el de “Entrevías” 220 kV.

Al respecto, la Comunidad de Madrid señala que en la Planificación vigente la subestación de “Mercamadrid” está prevista para el año 2012 y justificada como “Apoyo a distribución”. Sin embargo, en la modificación propuesta figura el cambio de denominación y se mantiene justificada como “Apoyo a distribución”. Según consta, la empresa distribuidora de la zona comunicó al OS que con motivo del aumento de transformación 132/15 kV que se está acometiendo en la actual subestación de “Mercamadrid” no sería necesario el desarrollo en 220 kV hasta al menos el 2014. Por otra parte, la actual subestación permitiría albergar un futuro parque 220 kV, que con independencia de la empresa a la que corresponda ser titular del mismo, minimizaría el impacto en el desarrollo de redes de distribución, racionalizando además la ordenación del territorio.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Las Mercedes” por el de “Deyanira”**

Cambio de denominación de la subestación de “Las Mercedes” 220 kV por el de “Deyanira” 220 kV.

Al respecto, la Comunidad de Madrid señala que la subestación de “Las Mercedes” figura en la vigente Planificación prevista para el año 2010 y justificada como “Apoyo a distribución”. En la modificación propuesta figura el cambio de denominación y se mantiene justificada como “Apoyo a distribución”. Sin embargo, la actual subestación 45/15 kV del distribuidor de la zona, permitiría albergar en el futuro un parque de 220 kV que, con independencia de la empresa a la que le corresponda ser titular del mismo, minimizaría el impacto en el desarrollo de redes de distribución y contribuiría a racionalizar la ordenación del territorio. Es por ello que se considera que no procede la

modificación de la denominación, debiendo, en todo caso, dicha subestación ser objeto de análisis y modificación en el proceso de Planificación que se ha iniciado.

MURCIA

- **Incremento de potencia de transformación 400/220 kV en las subestaciones de “Escombreras” y de “Fausita”**

La baja del transformador 400/220 kV de la subestación de “Escombreras” es en realidad una sustitución de ese transformador de 300 MVA por otro de 600 MVA que se ubicará en la subestación de “Fausita”. Por tanto, se anula el traslado del transformador 400/220 kV de reserva estratégica de la subestación de “Escombreras” a la subestación de “Fausita”.

- **Eliminación de la repotenciación de la línea “Nueva Escombreras-Torremendo” 400 kV**

Esta repotenciación ya no resulta necesaria debido a la partición de la subestación de “Nueva Escombreras” 400 kV.

NAVARRA

- **Alternativa de conexión de la subestación de “Aberin” 220 kV**

Los análisis de implantación de construcción de la línea d/c “Muruarte-Vitoria” 400 kV han determinado que la traza de dicha línea es paralela a la traza por la que discurrirá la línea de d/c “Muruarte-Aberin” 220 kV. Tras dicho análisis, se resuelve sustituir la alimentación de la subestación de “Aberin” 220 kV mediante un d/c “Muruarte-Aberin” 220 kV, por la subestación de “Aberin” 400 kV alimentada mediante entrada/salida en la línea “Muruarte-Vitoria” 400 kV con transformación 400/220 kV. Esta solución permite reducir el impacto ambiental en la zona de forma significativa respecto a la solución anteriormente planteada.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Aberin” por el de “Dicastillo”**

Cambio de denominación de la subestación de “Aberin” 400 y 220 kV por el de “Dicastillo” 400 y 220 kV.

PAÍS VASCO

- **Alternativas de alimentación al TAV en el País Vasco**

La ampliación de la subestación de “Amorebieta” 400 kV, motivada por la alimentación al TAV de la Y-Vasca en la zona de Bilbao, resulta inviable por razones de falta de espacio tanto en la propia subestación como en las posibilidades de acceso a ésta con nuevas líneas. Por lo tanto, se construirá la subestación de “Luminabaso” 220 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Basauri-Abadiano” 220 kV. De igual forma, al resultar inviable físicamente la ampliación de la subestación de “Hernani” 400 kV para alimentación del TAV en la zona de San Sebastián, se reemplaza esta actuación por la subestación de “Tolarieta” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Hernani-Ichaso” 400 kV.

- **Inviabilidad de la renovación de la subestación de “Sidenor” 220 kV y cambio de topología**

La renovación de la subestación de “Sidenor” 220 kV originada por la criticidad de esta subestación en la operación del sistema no es posible por inviabilidad física, debido a la falta de espacio y a la imposibilidad de encontrar terrenos adyacentes. Por otra parte, los cambios topológicos planificados en la zona no se pueden realizar al ser inviable la ampliación de la subestación de “Basauri” 220 kV para el número de posiciones planificadas. Por tanto, se plantea una nueva modificación topológica que implica conectar la subestación de “Sidenor” 220 kV entre la “T Gueñes” y “Basauri” (en lugar de “Abadiano”) y retrasar la eliminación de la “T Gueñes” 220 kV.

- **Inviabilidad de la renovación de la subestación de “Ali” 220 kV**

La renovación de la subestación de “Ali” 220 kV originada por la criticidad de esta subestación en la operación del sistema no es posible por inviabilidad física, debido a la falta de espacio y a la imposibilidad de encontrar terrenos adyacentes. Como consecuencia, las posibles ampliaciones de esta subestación debidas a accesos de demanda o generación no serán factibles y deberán realizarse en otro punto de la red de transporte.

- **Intercambio de las unidades de transformación previstas en las subestaciones de “Brovales” y “Vitoria”**

Dado que actualmente ya está construida la infraestructura necesaria para la instalación de un banco trifásico 400/220 kV de 500 MVA en la subestación de “Vitoria”, se modifica la Planificación de tal forma que la unidad de transformación 400/220 kV prevista en la subestación de “Vitoria” de 600 MVA se instalará en la

subestación de “Brovales” y la unidad 400/220 kV prevista en la subestación de “Brovales” de 500 MVA se instalará en la subestación de “Vitoria”.

- **Eliminación de la renovación de la subestación de “Puentelarrá” 220 kV**

Se elimina la renovación de la subestación de “Puentelarrá” 220 kV al considerarse no prioritaria esta actuación para la operación del sistema.

COMUNIDAD VALENCIANA

- **Subestación de “Torrevieja” 220 kV**

La subestación de “Torrevieja” 220 kV acogerá las posiciones necesarias para asegurar el suministro eléctrico a la planta desaladora de Torrevieja.

Al respecto, la Generalitat Valenciana señala que se debería programar para el año 2012 por resultar inviable la fecha actualmente indicada de 2009.

Por su parte, ACUAMED señala que la dicha subestación y línea de alimentación desde “San Miguel de Salinas” es necesaria para marzo de 2011.

- **Cambio de nombre de la subestación de “Carrases” por el de “Vallbona”**

Cambio de denominación de la subestación de “Carrases” 220 kV por el de “Vallbona” 220 kV.

- **Línea “Beniferri-La Eliana” 220 kV**

La imposibilidad de utilizar la actual traza de la línea “Beniferri-La Eliana” 132 kV por la necesidad de seguir usando el 132 kV por su actual titular, hace necesario un tendido nuevo para la línea “Beniferri-La Eliana” 220 kV. Esta actuación debe realizarse en cable debido a la existencia en su trazado de zonas urbanas consolidadas, zonas protegidas medioambientalmente y zonas planificadas como urbanizables.

- **Línea “Jijona-Montebello 2” 220 kV**

La imposibilidad de utilizar la actual traza de la línea “Jijona-Montebello” 132 kV por la necesidad de seguir usando el 132 kV por su actual titular, hace necesario un tendido nuevo para la línea “Jijona-Montebello 2” 220 kV.

- **Conexión de la subestación de “Villarreal Sur”**

Debido a la inviabilidad de realizar el paso de la línea “La Plana-Vall D’Uxó” de 132 kV a 220 kV, puesto que sería preciso el descargo simultáneo de los circuitos “La Plana-Bechí” 220 kV y “La Plana-Villarreal Sur” 132 kV, con riesgo de perder un mercado de unos 120 MW que quedarían alimentados por una antena de 60 km, y teniendo en

cuenta, además, que el nuevo PGOU de Villarreal forzará el traslado de la instalación de la subestación de “Villarreal Sur”, por lo que el nuevo circuito de 220 kV tendrá que ir por un trazado diferente al de la línea actual, resulta necesario modificar la conexión prevista de la subestación de “Villarreal Sur” 220 kV. Por ello, se sustituye la transformación del circuito de 132 kV a 220 kV “La Plana-Villarreal Sur” y la entrada/salida en la subestación de “Villarreal Sur” 220 kV del circuito “La Plana-Bechi” 220 kV por un nuevo d/c “La Plana-Villarreal Sur” 220 kV.

Al respecto, la Generalitat Valenciana señala que no desde el OS se informa que no caben dos posiciones nuevas en la subestación de “La Plana”.

- **Subestación de “Bernat” 220 kV**

Al resultar inviable la renovación de la subestación de “Alcira” 220 kV se construirá la subestación de “Bernat” 220 kV que recogerá las instalaciones de la red de transporte existentes y futuras en la subestación de “Alcira” 220 kV. Ambas subestaciones quedarán unidas a través de dos enlaces de 220 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que dicha alternativa debería ser estudiada nuevamente por el OS, en aras a buscar, si ello es posible, una solución alternativa más económica.

- **Inviabilidad de renovación de la subestación de “El Ingenio” 220 kV**

Al resultar inviable la renovación de la subestación de “El Ingenio” 220 kV, se modifican las conexiones previstas entre la subestación de “El Serrallo” 220 kV y la subestación de “El Ingenio” 220 kV. Por lo tanto, se elimina la renovación de la subestación de “El Ingenio” así como el d/c “El Ingenio-El Serrallo” 220 kV y se incluye una nueva doble entrada/salida en la subestación de “El Serrallo” 220 kV de las líneas “La Plana-El Ingenio” 220 kV y “Benadresa-El Ingenio” 220 kV.

- **Reconfiguración de la red de transporte de Valencia capital**

Se adelanta la subestación de “Parque Central” 220 kV debido al retraso de otras subestaciones por la problemática de localizar terrenos y a la necesidad de alimentar el TAV, lo que da lugar a un incremento de la red de transporte de unos 2 km de cable, a la vez que se retrasan las subestaciones de “Alameda” 220 kV y de “El Grao” 220 kV.

Al respecto, la Generalitat Valenciana señala que se ha detectado una errata ya que en el texto se indica que la subestación de “Parque Central” se retrasa y sin embargo

se señala que pasa de 2013 a 2010, en tanto que en las Tablas se recoge que es para 2015.

BALEARES

- **Adelanto de la baja de la subestación de “Son Molinas” 66 kV y del alta de la subestación de “Son Molinas” 132 kV**

Por elevadas corrientes de cortocircuito en la zona, se adelanta la construcción de la subestación “Son Molinas” 132 kV (inicialmente funcionando a 66 kV), realizando una reubicación de la subestación a un nuevo emplazamiento. El adelanto de esta actuación, funcionando a 66 kV, requiere reconectar las líneas de 66 kV existentes.

- **Reconfiguración de las líneas “Palma Nova” 66 kV**

Con objeto de eliminar el problema de saturación del circuito “Palma Nova-Calviá” 66 kV en situación N-1, por disparo de la línea “Valldurgent-San Agustín” 66 kV, se incluye la siguiente modificación:

- Eliminar el d/c “Palma Nova–Calviá” 66 kV
- Hacer entrada/salida en la subestación de “Palma Nova” 66 kV de la línea “Calviá–Valldurgent” 66 kV cerca del futuro emplazamiento de la subestación de “Santa Ponsa” 66 kV, con lo que se minimiza el coste de la futura conexión del citado d/c subterráneo en la subestación de “Santa Ponsa” 66 kV.
- Restablecimiento de la antigua línea aérea “Calviá-San Agustín” 66 kV. Dicha línea se desvíará posteriormente a la subestación de “Santa Ponsa” 66 kV, tal y como figura en la vigente Planificación.

- **Cable d/c “Santa Ponsa–Estación convertora CC” 220 kV**

Ante la inviabilidad física para la construcción de la estación convertora en la misma parcela que la subestación de “Santa Ponsa” 220 kV, se hace necesario trasladar la estación convertora a una parcela contigua, debiéndose instalar un d/c en cable de 220 kV, de aproximadamente 300 m, con sus posiciones correspondientes.

- **D/C “Artá–Bessons” 132 kV**

Ante la inviabilidad física de aprovechar el d/c “Artá–Bessons” 66 kV para construir el d/c “Artá–Bessons” 132 kV, se incluye el d/c de 132 kV como un circuito nuevo sin dar de baja el d/c de 66 kV.

CANARIAS

- **Soterramiento de las líneas de 66 kV que circulan por terreno urbano**

En la vigente Planificación no se especificó el carácter de soterrado o aéreo de las líneas planificadas en Canarias. Todas las líneas de 66 kV, cuyo aumento de tensión no esté previsto y que transcurran por terreno urbano, se soterrarán en el tramo en que esto sea imprescindible. Se buscará minimizar la longitud soterrada.

- **Subestación de “El Rosario” 220 kV**

Ante la falta de espacio en el actual emplazamiento de la subestación de “Geneto” 66 kV para construir el parque de 220 kV, resulta necesario construir la subestación de “El Rosario” 220 y 66 kV en las cercanías de la subestación de “Geneto” 66 kV. Todas las líneas de 66 kV se trasladan a la subestación “El Rosario” 66 kV y se unirán ambas subestaciones mediante un d/c.

- **Subestación de “Caletillas” 220 kV**

Ante la falta de espacio en el actual emplazamiento de la subestación de “Candelaria” 220 kV para construir todas las posiciones de 220 kV previstas, resulta necesario construir la subestación de “Caletillas” 220 kV en las cercanías de la subestación de “Candelaria” 220 kV, uniendo ambas subestaciones mediante un d/c. La subestación de “Caletillas” 220 kV se conectará a las subestaciones de “Granadilla” 220 kV, “Granadilla II” 220 kV, “Nueva Geneto” 220 kV, “Farrobillo” 220 kV y “Buenos Aires” 220 kV.

- **Paso del eje d/c “Geneto-Candelaria-Granadilla” 66 kV a 220 kV**

Ante la imposibilidad de reutilizar el eje en d/c de 66 kV existente para el futuro eje de 220 kV, se construirá un eje en d/c de 220 kV nuevo y posteriormente se desmantelará el eje de 66 kV existente. En el nuevo d/c se incluye una entrada/salida en la subestación de “Arico” 220 kV. Del d/c de 66 kV existente se dejará sin desmantelar el tramo “Candelaria-Polígono de Güimar” con el objeto de reutilizarlo para crear el d/c “Candelaria-Polígono Güimar” 66 kV, contemplado en la vigente Planificación.

- **Modificación de la línea “Chayofa-Los Vallitos-Los Olivos” 66 kV**

En la vigente Planificación se prevé la puesta en servicio de los segundos circuitos de las líneas “Chayofa-Los Vallitos” 66 kV y “Los Olivos-Los Vallitos” 66 kV. Dado que se retrasa la puesta en servicio de la subestación de “Los Vallitos” 66 kV, se plantea que

primero entre en servicio la línea “Chayofa–Los Olivos 2” y posteriormente se realice la entrada/salida.

- **Paso de la línea “Guía de Isora–Los Olivos” 66 kV a d/c**

Se realizará un nuevo d/c de 66 kV y posteriormente se desmontará la línea existente. La justificación es que los apoyos de esta línea no están preparados para la transformación a d/c, por lo que habría que cambiarlos, y que el descargo necesario no sería aceptable por el impacto que supondría sobre el suministro.

- **Paso de los ejes “Matas Blancas-Gran Tarajal–Salinas–Corralejo” 66 kV y “Playa Blanca–Macher” 66 kV a d/c de 132 kV**

En la vigente Planificación se contempla la transformación de los ejes de s/c de 66 kV “Matas Blancas-Gran Tarajal-Salinas-Corralejo” y “Playa Blanca-Macher” en ejes de d/c de 132 kV. A la dificultad que supone transformar una instalación diseñada para s/c de 66 kV en una de d/c capaz de funcionar en 132 kV se le añade la criticidad de los mencionados ejes, ya que es la única red de transporte existente entre los nudos que une. La pérdida de alguna de las líneas de estos ejes implicaría serias dificultades para suministrar la demanda y en algunos casos pérdidas forzosas de suministro que podrían llegar al 40% de la demanda de Fuerteventura. Por ello, se construirá en primer lugar las líneas de d/c de 132 kV manteniendo mientras tanto las líneas de 66 kV.

- **Cable submarino “Corralejo–Playa Blanca” 132 kV**

El segundo cable submarino que une las subestaciones de “Corralejo” y “Playa Blanca” está previsto que entre en servicio en 2010 a 66 kV, aunque preparado para 132 kV, para pasar a energizarlo en 132 kV en 2015. Con objeto de evitar la instalación de transformadores adicionales se instalará dicho cable directamente funcionando a 132 kV en 2012, fecha en que está prevista la puesta en servicio de las subestaciones de 132 kV de los extremos. Esta actuación permite eliminar un transformador 132/66 kV en cada una de las subestaciones de “Corralejo” y de “Playa Blanca”.

- **Eliminación de transformadores 132/66 kV**

En la vigente Planificación se incluyeron unidades de transformación 132/66 kV en varias subestaciones de Fuerteventura y Lanzarote para conectar los nudos de 66 kV a la red de 132 kV. En algunos nudos no es necesario mantener el nudo de 66 kV una

vez que desaparecen las líneas de esta tensión y por ello se eliminan los transformadores 132/66 kV de las subestaciones de “Gran Tarajal” y “Matagorda”.

- **Reubicación de una reactancia en Lanzarote**

En la vigente Planificación se programaron 3 reactancias de 6 MVAR en la subestación de “Macher” para compensar la energía reactiva producida por los cables de 66 kV “Punta Grande-Macher”. Se propone que una de dichas reactancias se instale en la subestación de “Punta Grande” en lugar de en la subestación de “Macher”.

- **Subestación de “La Oliva” 66 kV**

Ante la falta de espacio en el actual emplazamiento de la subestación de “Corralejo” 66 kV para construir el parque de 132 kV, resulta necesario construir la subestación de “La Oliva” 132 y 66 kV, en las cercanías de la subestación de “Corralejo” 66 kV. Ambos parques de 66 kV se unirán mediante dos circuitos.

- **Subestación de “Puerto del Rosario” 66 kV**

Ante la falta de espacio en el actual emplazamiento de la subestación de “Salinas” 66 kV para construir el parque de 132 kV, resulta necesario construir la subestación de “Puerto del Rosario” 132 y 66 kV, en las cercanías de la subestación de “Salinas” 66 kV. Ambos parques de 66 kV se unirán mediante 4 circuitos.

ACTUALIZACIÓN DE ACCESOS

En las Tablas de los Anexos 1 y 2, relativas a actualizaciones puntuales, se incluyen, así mismo, en su caso, las actualizaciones de aquellos accesos a la red de transporte recogidos en el documento de Planificación 2008-2016 como “condicionado a acceso” y cuyos estudios se han concluido, identificando el código de acceso asignado.

CAMBIOS DE FECHAS DE PUESTA EN SERVICIO

Igualmente, en las Tablas de los Anexos 1 y 2, relativas a actualizaciones puntuales, se incluye la actualización de la fecha de puesta en servicio de las siguientes actuaciones:

- **La ampliación de la subestación de “Valdecaballeros” 400 kV** se adelanta de 2014 a 2011 y la de “Arcos” 400 kV se adelanta de 2015 a 2011, ambas vinculadas a la evacuación de generación de régimen especial.

Al respecto, esta Comisión, a la vista de los comentarios recibidos de miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y otros agentes del Sector, entiende que dichas

actuaciones deberían ser recalificadas como tipo “A” (Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante).

- **La nueva subestación de “Lugo” 400 kV** se adelanta de 2015 a 2012 con el objeto de facilitar la evacuación de nueva generación eólica en Galicia, más concretamente en la zona de Boimente. Además se añade esta funcionalidad a la “motivación”, dado que inicialmente estaba sólo programada para apoyo a distribución.

Al respecto, la Xunta de Galicia valora positivamente el adelanto de la nueva subestación de “Lugo” de 2015 a 2012 puesto que es necesaria para evacuar la generación en régimen especial de la zona y para garantizar el suministro energético a esa ciudad. Sin embargo, pone de manifiesto que teniendo en cuenta la generación prevista de régimen especial que se va a interconectar, esta subestación debe de disponer de dos posiciones de transformación con una potencia total de 900 MVA, aunque inicialmente en 2012 se instale un solo transformador de 450 MVA.

- **Las repotenciones de las líneas “Puertollano-Venta Inés” 220 kV y “Arroyo del Valle-Venta Inés” 220 kV**, asociadas también a la evacuación de generación de régimen especial, se adelantan de 2013 a 2011.
- **Las repotenciones de las líneas “Cordobilla-Sangüesa” 220 kV y “Cordobilla-Orcoyen” 220 kV** se adelantan de 2014 a 2011, las de **las líneas “Cordobilla-Muruarte” 220 kV y “Orcoyen-Muruarte” 220 kV** de 2014 a 2012 y la de **la línea “Ichaso-Orcoyen 2” 220 kV** se adelanta de 2013 a 2010. Todas ellas son necesarias para evacuar distintos parques eólicos en la zona.
- **La subestación de “Mezquita” 220 kV**, así como su transformación 400/220 kV, se adelanta de 2012 a 2011 y **la subestación de “Calamocha” 220 kV y el d/c “Mezquita-Calamocha” 220 kV** se adelanta de 2013 a 2011. Las funciones de estas actuaciones son de apoyo a distribución en la zona, alimentación al TAV y evacuación de generación de régimen especial.
- **El nuevo d/c de 220 kV** entre la futura subestación de **“El Cañuelo”** (antes denominada “Marismas”) y la actual subestación de **“Pinar”** se retrasa de 2010 a 2012 debido a no poderse realizar como inicialmente estaba previsto.
- **La subestación de “Parque Central” 220 kV** se retrasa de 2013 a 2010; **la subestación de “El Grao” 220 kV** se retrasa de 2009 a más allá de 2015 y **la**

subestación de “Alameda” 220 kV se retrasa de 2009 a 2011, debido a la reconfiguración de la red de transporte de Valencia capital.

Al respecto, la Generalitat Valenciana señala que ha detectado una errata ya que en el texto de la Propuesta de Programa Anual se indica que la subestación de “Parque Central” se retrasa y sin embargo también se señala que pasa del 2013 al 2010, en tanto que en las Tablas se recoge que es para 2015.

5.5 Descripción y comentarios sobre las infraestructuras a incluir en la Planificación debido a actuaciones excepcionales

En lo que sigue, se va a proceder a realizar una breve descripción, por Comunidades Autónomas, de las infraestructuras más significativas a incluir, en su caso, en la vigente Planificación debido a actuaciones excepcionales tanto en el sistema eléctrico peninsular como en los sistemas eléctricos insulares, recogándose en cada una de ellas los comentarios que se entiendan precisos así como, en su caso, los que hayan sido realizados por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector.

ANDALUCÍA

- **Repotenciación de las líneas “Alhaurín-Jordana”, “Costasol-Alhaurín”, “Cártama-Los Montes” y “Los Montes-Los Ramos” 220 kV**

Los estudios realizados para analizar la seguridad del Sistema durante los próximos periodos críticos en el horizonte 2010 han dado como resultado, en el caso concreto de la zona sur y ante alguna situación de fallo simple y doble, la necesidad de la repotenciación de las líneas de 220 kV “Alhaurín-Jordana”, “Costasol-Alhaurín”, “Cártama-Los Montes” y “Los Montes-Los Ramos”. Estas repotenciones, junto con las ya planificadas, solucionan en gran parte los problemas que afectan al suministro de la provincia de Málaga.

Al respecto se señala que la repotenciación de la línea “Alhaurín-Jordana” 220 kV aparece en el texto pero no así en las Tablas. Dado que es una propuesta que no está en la vigente Planificación se debería incluir en el Programa Anual como “Nueva”

- **Reducción de la potencia de cortocircuito en Sevilla capital**

La conexión prevista de generación en la red de transporte en la zona de Sevilla junto con el desarrollo de la red en este área dan lugar a elevadas corrientes de cortocircuito que se detectan en la red de 220 kV de Sevilla capital. Por tal motivo, resulta necesario desmallar las subestaciones existentes de “Guillena” 220 kV y “Don Rodrigo” 220 kV mediante la transformación de cada una de ellas en dos nudos, conectados entre sí mediante doble acoplamiento.

- **Actuaciones relacionadas con el TAV**

Las actuaciones que se incorporan relacionadas con el TAV Sevilla-Antequera, son las siguientes:

- Nueva subestación de “Viso del Alcor” 220 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Dos Hermanas-Carmona” 220 kV.
- Ampliación de la subestación de “Urso” 220 kV.

- **Repotenciación de la línea “Onuba-Guillena” 220 kV**

Con objeto de mejorar las posibilidades de evacuación de la generación ubicada en la zona costera de Huelva, se incluye la repotenciación de la línea “Onuba-Guillena” 220 kV.

Al respecto, señala la Junta de Andalucía que en el Programa Anual figuran los siguientes registros en las Tablas:

SUBES ORIGEN	SUBES FINAL	CKT	KV	ACTUACIÓN	ACTUALIZACIÓN	FECHA
GUILLENA	CASAQUEMADA	1	220	Repotenciación línea	Nueva	2011
ONUBA	CASAQUEMADA	1	220	Repotenciación línea	Nueva	2011

Indica la Junta de Andalucía que la línea “Onuba-Guillena” 220 kV no existe actualmente debido a que la subestación de “Casaquemada” 220 kV se construyó como entrada/salida en la antigua línea “Guillena-Onuba” 220 kV, por lo que lo correcto es lo que aparece en las Tablas: Repotenciación de las líneas de 220 kV “Guillena-Casquemada” y “Casaquemada-Onuba”, debiéndose actualizar por tanto el texto.

CASTILLA Y LEÓN

- **Nuevo TAV Olmedo-Orense**

Los análisis realizados concluyen que es necesario llevar a cabo las siguientes actuaciones relacionadas con la alimentación para el TAV Olmedo-Orense.

- Nueva subestación de “Medina del Campo” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Tordesillas-Galapagar” 400 kV.
- Nueva subestación de “Zamora” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Villarino-Grijota 1” 400 kV.
- Nueva subestación de “Toro” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Villarino-Tordesillas” 400 kV.
- Nueva subestación de “Valparaíso” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Aparecida-Tordesillas” 400 kV.
- Ampliación de la subestación de “Aparecida” 400 kV.

Todas estas actuaciones quedan condicionadas a los estudios y procesos de acceso y conexión del TAV.

- **Eliminación de la “T1” y de la “T2” de Zamora 220 kV**

Tal y como indica vigente Planificación, basándose en datos históricos las interrupciones en las líneas conectadas en “T” son mucho más numerosas que las que se producen en líneas conectadas a las subestaciones. El criterio general es eliminar todas las líneas conectadas en “T” porque representan un punto débil en la red de transporte. Las consecuencias perjudiciales son más acusadas cuando las líneas en “T” alimentan zonas de mercado, como son el caso de “TZamora1” y “TZamora2”, donde se han producido recientemente incidencias con reducción de la demanda en la subestación de “Zamora” 220 kV. Por ello se incluye su eliminación.

- **Repotenciación de la línea “Aldeadávila-Villarino” 400 kV**

Con el objeto de mantener los objetivos de capacidad de intercambio comercial entre España y Portugal, sin tener que recurrir a redespachar generación, se incluye la repotenciación de la línea “Aldeadávila–Villarino” 400 kV.

CASTILLA-LA MANCHA

- **Actuaciones relacionadas con el TAV**

Se incorpora la siguiente actuación relacionada con el TAV Madrid-Badajoz en el tramo Madrid-Navalmoral:

- Nueva subestación de “Calera” 220 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Belvís de Monroy (actual Almaraz ET)-Talavera” 220 kV.

- **Reducción de la potencia de cortocircuito en la subestación de “Aceca” 220 kV**
Debido a las elevadas corrientes de cortocircuito que se detectan en los horizontes de estudio en la subestación de “Aceca” 220 kV, resulta necesario desmallar dicha subestación mediante la creación de dos nudos.
- **Repotenciación de la línea “Aceca-Los Pradillos-Torrejón de Velasco 1” 220 kV**
Para poder evacuar la generación solar térmica con previsión de conexión a la red de transporte y la generación solar fotovoltaica con previsión de conexión a la red de distribución y con afección en la red de transporte, es necesaria la repotenciación de la línea “Aceca-Los Pradillos-Torrejón de Velasco 1” 220 kV.
- **Repotenciación del d/c “Elcogás-Puertollano” 220 kV**
Esta repotenciación es necesaria para poder evacuar tanto la generación de régimen ordinario existente como la nueva generación de régimen especial conectada en la subestación de “Elcogás” 220 kV.

CATALUÑA

- **Nuevo TAV entre Castellón y Barcelona**
Se ampliará la subestación de “Vandellós” 400 kV para acoger las posiciones necesarias para dar alimentación a las subestaciones de tracción de la conexión ferroviaria del corredor mediterráneo con el AVE Madrid-Barcelona-Francia.
- **Ampliación de la subestación de “Ascó” 400 kV**
Nueva posición en la subestación de “Ascó” 400 kV para una segunda unidad de transformación 400/110 kV de 200 MVA, motivada por la necesidad de satisfacer los requerimientos indicados por el Consejo de Seguridad Nuclear.

GALICIA

- **Nuevo TAV Olmedo-Orense**
Los análisis realizados concluyen que la mejor opción para la alimentación del nuevo TAV Olmedo-Orense es la construcción de una nueva subestación de “Taboadella” 400 kV alimentada mediante entrada/salida de un circuito de la línea “Cartelle-Trives” 400 kV. Esta actuación queda condicionada a los estudios y procesos de acceso y conexión del TAV.
- **Repotenciación de la línea “Cartelle-Velle” 220 kV**

Esta repotenciación es necesaria para poder evacuar la generación hidráulica futura ubicada en la cuenca del río Sil.

- **Repotenciación de la línea “Mesón-Belesar” 220 kV**

Esta repotenciación es necesaria para eliminar las restricciones a la evacuación de la generación ubicada en la zona Noroeste de la península.

MADRID

- **Reactancias para el control de tensiones**

Se incorpora un plan de compensación de energía reactiva en la zona de Madrid para facilitar el control de tensiones, sobre todo en los periodos de valle, que supone la incorporación de 8 reactancias, de 100 MVar cada una, en la red de 220 kV.

NAVARRA

- **Repotenciación de la línea “Ichaso-Orcoyen” 220 kV circuito 1**

Tras las restricciones producidas en Navarra asociadas a la reducción de la generación eólica que vierte su producción a los nudos de la red de transporte de “Cordovilla”, “Olite” y “Tafalla” 220 kV, se reforzará la red de transporte mediante la repotenciación de la línea “Ichaso-Orcoyen” 220 kV circuito 1.

COMUNIDAD VALENCIANA

- **Subestación de “Nuevo Cauce” 220 kV**

Debido a la incertidumbre sobre la posible vuelta al servicio de la subestación de “Patraix” 220 kV y ante la situación crítica de la alimentación a Valencia se construirá la nueva subestación de “Nuevo Cauce” 220 kV, que se alimentará mediante una doble entrada/salida de las líneas “Torrente-Patraix” 220 kV y “Fuente de San Luis-Patraix” 220 kV. Así mismo, las actuaciones previstas en la subestación de “Patraix” 220 kV pasan a serlo en la subestación de “Nuevo Cauce” 220 kV. Es preciso señalar que esta actuación ya fue incorporada a la vigente Planificación en virtud de la Orden ITC/81/2009, de 28 de enero, por la que se aprueban actuaciones excepcionales en la red de transporte de energía eléctrica y se incorporan a la planificación vigente, informada preceptivamente por la CNE.

- **Desaladora de Guardamar**

Es necesaria la ampliación de la subestación de “Bajo Segura” 220 kV para acoger las posiciones necesarias para el suministro eléctrico a la planta desaladora de Guardamar.

- **Actuaciones relacionadas con el TAV**

Se incorporan las siguientes actuaciones relacionadas con el TAV:

- Ampliación de la subestación de “Sagunto” 220 kV para alimentar al TAV entre Valencia y Castellón (subestación de tracción de “Benavites”).
- Ampliación de la subestación de “Nueva Saladas” 220 kV para alimentar al TAV entre Torrellano y Crevillente.

BALEARES

- **Nueva subestación de “Marratxi-2” 66 kV**

Con el objeto de reducir las corrientes de cortocircuito de la zona de Palma, se creará un nuevo nudo “Marratxi-2” 66 kV mediante separación de barras con carácter permanente en la subestación “Marratxi” 66 kV y la consiguiente reconfiguración de las líneas a 66 kV. Acopladas al nuevo nudo quedarán las líneas:

- d/c “Son Reus-Marratxi-2” 66 kV
- d/c “Marratxi 2-Polígono” 66 kV

Las barras de “Marratxi” 66 kV y “Marratxi-2” 66 kV estarán unidas mediante acoplamientos longitudinales.

- **Repotenciación de las líneas “Bunyola–Ses Veles” 66 kV 1 y 2**

Se incluye la repotenciación de las líneas “Bunyola–Ses Veles” 66 kV 1 y 2 como consecuencia del acceso para demanda solicitado en la subestación de “Son Reus” 66 kV.

- **Doble entrada/salida de la línea “Polígono–Son Reus” 66kV en la subestación de “Bit” 66 kV**

De acuerdo con el informe de configuración de la subestación de “Bit” 66 kV se incluye la entrada/salida en la misma de los dos circuitos “Polígono–Son Reus” 66 kV, y no sólo uno, como se recoge en la vigente Planificación. El objetivo es no crear una nueva subestación (“Bit” 66 kV) no mallada.

- **Segundo circuito “Centro–Llucmajor” 66 kV**

De acuerdo con el informe de configuración de la subestación de “Centro” 66 kV se incluye la nueva línea “Centro–Llucmajor” 66 kV circuito 2. El objetivo es no crear una nueva subestación (“Centro” 66 kV) no mallada.

- **Segundo circuito Cala Blava-Llucmajor 66 kV**

De acuerdo con el informe de configuración de la subestación de “Cala Blava” 66 kV se incluye la nueva línea “Cala Blava-Llucmajor” 66 kV circuito 2. El objetivo es no crear una nueva subestación (“Cala Blava” 66 kV) no mallada.

- **Nueva subestación de “Rafal-2” 66 kV**

Dada la criticidad de la subestación de “Rafal” 66 kV estaba previsto instalar una protección diferencial de barras que permitiera el funcionamiento de la subestación en doble barra. Actualmente existen 2 barras pero se explota en barra simple por faltar dicha protección. Sin embargo, vista la gran cantidad de equipos que es necesario cambiar, y dada la antigüedad de la subestación de “Rafal” 66 kV, se incluye la nueva subestación de “Rafal-2” 66 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que por parte del OS se debería justificar dicha propuesta mediante el correspondiente estudio técnico-económico en el que comparen ambas soluciones.

- **Nueva subestación de “Llucmajor-2” 66 kV**

Dada la criticidad de la subestación de “Llucmajor” 66 kV estaba previsto instalar una protección diferencial de barras que permitiera el funcionamiento de la subestación en doble barra. Actualmente existen 2 barras pero se explota en barra simple por faltar dicha protección. Sin embargo, vista la gran cantidad de equipos que es necesario cambiar, y dada la antigüedad de la subestación de “Llucmajor” 66 kV, se incluye la nueva subestación de “Llucmajor-2” 66 kV.

Al respecto, esta Comisión entiende que por parte del OS se debería justificar dicha propuesta mediante el correspondiente estudio técnico-económico en el que comparen ambas soluciones.

CANARIAS

- **Nueva subestación de “Nueva Jinámar” 220/66 kV**

La subestación de “Jinámar” 66 kV, en la C.T. de Jinámar (Gran Canaria), es el parque con mayor número de posiciones de todo el sistema eléctrico español (37 posiciones).

Además, a este parque evacua cerca de la mitad de la generación instalada en el sistema eléctrico de Gran Canaria. Así mismo, la práctica totalidad de las líneas de evacuación de esta subestación discurren, en sus primeros kilómetros, por el mismo corredor, cruzando todas ellas por encima de la autopista de entrada a la capital. Todo ello implica una elevada vulnerabilidad del nudo y una alta criticidad del mismo, con un tiempo crítico de despeje de cortocircuitos inferior a 100ms. Con el objeto de minimizar la vulnerabilidad y criticidad de este nudo, se modificará y reconfigurará la red de transporte de la zona de Jinámar. Dicha reconfiguración pasa por instalar la nueva subestación de “Nueva Jinámar” 220 y 66 kV, fuera de la central, que hará las veces de nudo concentrador/distribuidor, tanto del 220 kV como del 66 kV de la zona. Este nudo quedará así unido a la C.T. de Jinámar mediante un d/c de 220 kV.

- **Transformación de la “T” de Arico en una doble E/S**

Con el objeto de cumplir los PO SEIE en lo referente a la eliminación de conexiones en “T” y de favorecer la evacuación de la generación renovable de la zona (eólica y fotovoltaica), se eliminará la “T” de Arico transformándola en una doble entrada/salida.

- **Renovación de las subestaciones de “Icod de los Vinos” 66 kV y de “Los Olivos” 66 kV**

Aprovechando la necesidad de renovar estas dos subestaciones por parte de su titular, se llevará a cabo la adaptación de su configuración a los PO SEIE.

- **Nueva subestación de “Cañada de la Barca” 132 kV**

Es necesaria la nueva subestación de “Cañada de la Barca” 132 kV, alimentada mediante entrada/salida de la línea “Gran Tarajal-Matas Blancas 2” 132 kV, para evacuar la energía procedente de un parque eólico.

- **Nueva subestación de “Tuineje” 132 kV**

Es necesaria la nueva subestación de “Tuineje” 132 kV, alimentada mediante entrada/salida de la línea “Gran Tarajal-Antigua 2” 132 kV, para evacuar la energía procedente de una central térmica.

- **Compensación de reactiva para el cable “Corralejo-Playa Blanca” 132 kV**

Se incluyen 24 MVar de reactancias necesarias para compensar la energía reactiva producida por dicho cable.

NUEVOS ACCESOS

En las Tablas de los Anexos 3 y 4, relativas a actuaciones excepcionales, se incluyen, así mismo, en su caso, los accesos urgentes recibidos tras la publicación de la Planificación 2008-2016 y, en el caso de que los estudios precisos hayan concluido, se identifica el código asignado en la contestación.

RENOVACIONES

Igualmente, en las Tablas de los Anexos 3 y 4, relativas a actuaciones excepcionales, debido a los cambios topológicos recogidos en los apartados anteriores y la prioridad existente para ejecutar dichas actuaciones, **se eliminan las renovaciones** planificadas de las subestaciones de 220 kV de “Órgiva”, “Centenario”, “Monzón”, “Entrerríos”, “Pereda”, “Cercs”, “Herrera”, “Puentelarra”, “Sidenor”, “Alcira”, “Ali”, “Lourizán”, “Bolarque” y “El Ingenio”.

ACTUACIONES DESESTIMADAS

Así mismo, tras la aprobación en mayo de 2008 del documento de Planificación 2008-2016 actualmente en vigor, algunos agentes que promovían diferentes instalaciones han renunciado a las mismas. Estas actuaciones se recogen en la Propuesta de Programa Anual como “desestimadas”.

5.6 Comentarios sobre las infraestructuras aplazadas (categoría “R”) y sobre otras infraestructuras

En lo que sigue, se va a proceder a recoger, por Comunidades Autónomas, los comentarios que, en su caso, hayan sido realizados por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector en relación con las infraestructuras aplazadas (categoría “R”) y con el resto de infraestructuras no recogidas en los anteriores apartados.

ANDALUCÍA

La Junta de Andalucía formula observaciones en relación con las siguientes infraestructuras:

- Ampliación de la subestación de “Parralejo” 220 kV:** En el Programa Anual la ampliación de la subestación de “Parralejo” 220 kV figura motivada exclusivamente para dar apoyo a distribución en el horizonte 2012. Sin embargo, la empresa distribuidora de la zona solicita su adelanto al año 2011 para poder dar acceso a nuevos suministros, entre los que cabe destacar los convenios urbanísticos, desarrollos de parques empresariales y la construcción y puesta en marcha de un tranvía eléctrico entre Chiclana y San Fernando (Cádiz).
- Ampliación de subestaciones para Centrales Termosolares:** Las actuaciones recogidas en el Programa Anual relativas a ampliaciones de subestaciones para la evacuación de centrales termosolares son las siguientes

SUBESTACION	KV	ACTUACIÓN	T.A.	ACTUALIZACIÓN	FECHA
DON RODRIGO	400	Ampliación subestación	B2	Actualización	2011
VILLANUEVA DEL REY	220	Ampliación subestación	B2	Actualización	2015
ARCOS DE LA FRA	400	Ampliación subestación	B1	Actualización	2011
ALJARAFE	220	Ampliación subestación	B2	Eliminada	2012
PALOMARES	220	Ampliación subestación	B2	Actualización	2012
PUERTO DE S. MARIA	220	Ampliación subestación	B2	Actualización	2011
CASAQUEMADA	220	Ampliación subestación	R	Aplazada	2016-2020

Expone la Junta de Andalucía que varias de las centrales termosolares que se conectarán en la subestación de “Villanueva del Rey” 220 kV se corresponden con instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación de instalaciones de régimen especial con horizonte **2011**. En concreto, en dicha subestación está prevista la conexión de las termosolares Palma del Río I, Palma del Río II y Soluz Guzman, ya preasignadas por el Ministerio para 2011. Por ello, se considera razonable establecer como fecha de puesta en marcha 2011.

Por otro lado, las ampliaciones de las subestaciones de transporte donde evacúan plantas preasignadas deben considerarse justificadas, dada la garantía que supone la inscripción en dicho registro, y deben pasar por tanto a tipo “A” (Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante).

En resumen, la Junta de Andalucía propone adelantar la ampliación de la subestación “Villanueva del Rey” a **2011**, y pasar a actuaciones tipo “A” aquellas subestaciones en las que se conectan plantas termosolares incluidas en el Registro de Preasignación.

SUBESTACIÓN	kV	ACTUACIÓN	T.A.	ACTUALIZACIÓN	FECHA
DON RODRIGO	400	Ampliación subestación	B2	Actualización	2011
VILLANUEVA DEL REY	220	Ampliación subestación	A	Actualización	2011
ARCOS DE LA FRA	400	Ampliación subestación	A	Actualización	2011
ALJARAFE	220	Ampliación subestación	B2	Eliminada	2012
PALOMARES	220	Ampliación subestación	B2	Actualización	2012
PUERTO DE S. MARIA	220	Ampliación subestación	A	Actualización	2011
CASAQUEMADA	220	Ampliación subestación	R	Aplazada	2016-2020

- **Subestación de “Padul” 220 kV (alternativa a “Fargue-Órgiva” 220 kV):** Señala la Junta de Andalucía que en escrito remitido el 10 de diciembre de 2009 propuso eliminar la línea “Fargue-Órgiva” 220 kV por inviabilidad física de su ejecución debido a problemas de desarrollo urbanístico y de proximidad de espacios protegidos por otras infraestructuras desarrolladas por zonas menos conflictivas (circunvalación por al oeste de la aglomeración urbana), que permitiese el refuerzo estructural de una red actualmente precaria. Sin embargo, de las propuestas realizadas únicamente aparece la entrada/salida en la subestación de “Padul” 220 kV de la línea “Gabias-Nueva Órgiva” así como la nueva subestación de “Padul” 220 kV, todo ello aplazado al horizonte 2016-2020.

SUBES ORIGEN	SUBES FINAL	CKT	kV	ACTUACIÓN	T.A.	ACTUALIZACIÓN	FECHA
GABIAS	PADUL	1	220	Alta E/S línea	R	Aplazada	2016-2020
NUEVA ORGIVA	PADUL	1	220	Alta E/S línea	R	Aplazada	2016-2020
GABIAS	NUEVA ORGIVA	1	220	Baja E/S línea	R	Aplazada	2016-2020

SUBESTACIÓN	kV	ACTUACIÓN	T.A.	ACTUALIZACIÓN	FECHA
PADUL	220	Nueva subestación	R	Aplazada	2016-2020

Dada la inviabilidad del trazado recogido en el documento de Planificación 2008-2016 y la necesidad de mallado y refuerzo estructural de la red de la zona, así como el apoyo de la distribución en Granada capital, Alpujarras y Costa de la provincia, se propone la inclusión de las siguientes actuaciones:

- Nuevas líneas:

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	KV	CKT	ACTUACION	FECHA ALTABAJA	T.A.	MOTIVACION					
							MRdT	Cim	ATA	EvRO	EvRE	ApD
PADUL	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Alta E/S Línea	2011	A						X
CAPARACENA	PADUL	220	1	Alta E/S Línea	2011	A						X
CAPARACENA	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Baja E/S Línea	2011	A						X
PADUL	GABIAS	220	1	Alta E/S Línea	2011	A	X					X
ÓRGIVA	PADUL	220	1	Alta E/S Línea	2011	A	X					X
GABIAS	ÓRGIVA	220	1	Baja E/S Línea	2011	A	X					X
PADUL	ÓRGIVA	220	2º	Nueva Línea	2011	A	X					X

- Nuevas subestaciones:

SUBESTACION	ACTUACION	TENSION (KV)	FECHA ALTABAJA	T.A.	MOTIVACION						
					MRdT	Cim	ATA	EvRO	EvRE	ApD	
PADUL	Nueva subestación	220	2011	A	X						X

En lo referente a las **actuaciones excepcionales**, la Junta de Andalucía formula los comentarios siguientes:

- **Nueva subestación de “ENCE” 220 kV:** Esta actuación en una nueva subestación de 220 kV necesaria para **2011** y que no está recogida actualmente en el documento de Planificación. Según se detalla, la nueva subestación de “ENCE” 220 kV tiene su justificación en:
 - La subestación que se propone es la solución para la evacuación de la energía generada en Régimen especial por la futura planta de biomasa (50 MW) que proyecta el Grupo Empresarial ENCE, S.A., cuyo coste será asumido por el promotor del proyecto.
 - El proyecto de ejecución de la citada planta de biomasa cuenta con priorización para evacuación por parte de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia de la Junta de Andalucía de fecha 29/07/2009, Autorización Ambiental Integrada para la Planta de Biomasa de 50 MW de fecha 06/02/2010.

En resumen, la actuación que se debería incluir el Programa Anual sería la siguiente:

SUBESTACION	ACTUACION	KV	FECHA	T.A.	MOTIVACION
NUEVA ENCE	Nueva subestación	220	2011	A	EvRE

En relación con esta actuación, la propia ENCE solicita su inclusión en el Programa Anual.

- **Ampliación de la subestación de “Lancha” 220 kV:** Señala la Junta de Andalucía que la distribuidora que opera en Córdoba capital tiene solicitudes de acceso en firme de varias actuaciones, entre las que destacan los 25,5 MW del parque Tecnológico Rabanales XXI y los 36 MW necesarios para el desarrollo de Córdoba en su zona Oriental. La capacidad de la red de distribución en la zona se encuentra saturada, no existiendo posibilidad de acudir al apoyo desde otras subestaciones de transporte, “Casillas”/“Nueva Casillas”, por estar también saturadas e incluso comprometidas las potencias que derivan de sus proximidades ampliaciones. La concentración de estas actuaciones con cierta proximidad a la subestación de “Lancha” 220 kV, y el aplazamiento de la futura subestación “Córdoba” 400 y 220 kV (antes “Arenal”) en el Programa Anual, justifican la ampliación de la subestación de “Lancha” 220 kV en un plazo corto de tiempo. Por tanto, la actuación que se debería incluir el Programa Anual sería la siguiente:

SUBESTACION	ACTUACION	KV	FECHA	T.A.	MOTIVACION
LANCHA	Ampliación subestación	220	2011	A	ApD

Por su parte, ACOGEN solicita la inclusión en el Programa Anual de una nueva subestación de 220 kV en San Juan del Puerto (Huelva) para la evacuación de 132 MW.

ARAGÓN

El Gobierno de Aragón valora negativamente:

- **Supresión de la línea “Cardiel-Monzón” 220 kV** por inviabilidad de la ampliación de la subestación de “Monzón” 220 kV.
- **Aplazamiento de los refuerzos en “Osera” y “Peñaflor”** condicionados a la implantación de un Ciclo Combinado.
- **Aplazamiento de la nueva posición en la subestación de “Muniesa”** para evacuación de Régimen Especial, “condicionado a Acceso”, lo que unido al previsible

descenso de las primas eólicas, limita aún más el desarrollo y aprovechamiento de tales recursos en la provincia de Teruel, contrariamente a las previsiones del Plan Energético de Aragón.

Por su parte, ACOGEN solicita la inclusión en el Programa Anual de una nueva subestación de 220 kV en Alcolea de Cinca (Huesca) para la evacuación de 42-44 MW.

ASTURIAS

El Principado de Asturias realiza los siguientes comentarios:

- **La subestación de “San Claudio” 220 kV** figura dos veces en el Programa Anual lo que puede inducir a una mala interpretación. Por un lado, se actualiza el acceso y se mantiene la previsión de puesta en servicio para el año 2011; por otro lado, aparece con categoría “R”, aplazándose a 2016-2020. Esta subestación tiene un trámite administrativo avanzado ya que inició su tramitación el 30 de enero de 2008. En estos momentos están finalizados los trámites para la Autorización administrativa y sólo queda pendiente la tramitación ambiental. Por lo tanto, se considera que no debería tener la categoría “R” manteniéndose según la Planificación vigente. En este sentido, se considera que las líneas “Carrió-San Claudio” 220 kV y “Soto de Ribera-San Claudio” 220 kV, que alimentarán a la subestación de “San Claudio” 220 kV, que figuran como aplazadas para 2016-2020 con categoría “R”, deberían de mantenerse según la Planificación vigente con previsión para 2011.
- **La subestación de “Valle del Nalón” 400 kV**, planificada para el periodo 2008-2016, no figura en la Propuesta de Programa Anual. Se considera que debería incluirse clasificándola con categoría “R”, aplazándose para 2016-2020.
- **La subestación de “Costa Verde” 400 kV** y, por tanto, las unidades de transformación, que tienen categoría “R” y se aplazan a 2016-2020, no se debería retrasar ya que la citada subestación permitirá la conexión de dos grandes polígonos industriales que se están desarrollando en el municipio de Gijón. En este sentido, se considera que la línea “Carrió-Costa Verde” 400 kV, que alimentará a la subestación de “Costa Verde” 400 kV, que figura como aplazada para 2016-2020 y que tiene categoría “R”, debería de mantenerse según la Planificación vigente con previsión para

2013. Además, el OS ha comunicado la inviabilidad de construir la **subestación de “Reboria” 400 kV** (antes “Carrió” 400 kV) al lado de “Carrió” 220 kV, por lo que se hace necesario introducir una nueva línea d/c “Carrió-Reboria” 220 kV para conectar la actual subestación de “Carrió” 220 kV con la futura subestación de “Reboria” 220 kV, con la misma funcionalidad y fecha prevista de puesta en servicio que la subestación de “Reboria” 220 kV.

CANTABRIA

El Gobierno de Cantabria realiza los siguientes comentarios:

- **La nueva subestación de “Torrelavega” 220 KV** aparece motivada exclusivamente por el Ciclo Combinado en estudio en esa localidad, es decir, por “Evacuación de Régimen Ordinario”. Sin embargo, también está motivada por la Cogeneración prevista en la fábrica de Solvay, lo que vendría a representar una motivación del tipo “Evacuación de Régimen Especial”, cuya previsión de necesidad debe ser anterior a la prevista para el Ciclo Combinado, y teniendo en cuenta las necesidades de distribución debe programarse para 2012, y no posterior (figura entre 2016 y 2020), por lo que el tipo de actuación debería ser **“B1”** (no “B2”). Así mismo, consta que el promotor tiene solicitado y concedido el acceso, lo que debería reflejarse.
- Por otro lado, se encuentra iniciado el desarrollo de dos polígonos industriales, uno en la zona de Piélagos-Villaescusa, y otro en Piélagos (zona del Llano de la Pasiega) sumando entre ambos 5 millones de m², lo que hace necesaria una **subestación de 220 kV**, y una apertura mediante **entrada/salida en la subestación de “Piélagos” 220 kV**, que es conveniente disponer para 2012, por lo que debe ser tipo **B1**, en lugar de retrasarla al período 2016-2020. veniencia de que no sean aplazadas las actuaciones señaladas.
- **La subestación de “Cicero” 220 kV**, en tramitación, figura en el apartado de observaciones "condicionado", lo que se considera como un error a eliminar.

CASTILLA Y LEÓN

La Junta de Castilla y León entiende necesaria la incorporación al Programa Anual de la siguiente instalación:

- **Ampliación de la subestación “Moncayo” 220 KV para entrada/salida de la línea “Magallón-Oncala” 220 KV y tendido del circuito “Moncayo-Oncala” 220 KV, para 2011.** Expone la Junta de Castilla y León que en las proximidades del nudo “Moncayo” 220 kV está previsto un importante desarrollo industrial, incluyendo una acería, y la red de distribución de la zona, a 45 kV, resulta totalmente insuficiente. Se hace necesario el desarrollo de una infraestructura eléctrica que complemente a la actual línea de 45 kV. Dicha nueva infraestructura consiste, básicamente, en instalar una nueva transformación 220/45 kV en la subestación "Moncayo" y una Línea aérea de alta tensión en triple circuito en 45 kV desde la subestación "Moncayo" hasta una nueva subestación 45/15 kV en el entorno industrial. El acceso a “Moncayo” 220 kV solicitado por la empresa distribuidora de la zona ha sido denegado por el OS, basándose en la actual configuración en antena de esta subestación, denegación que ha sido ratificada por la CNE. La importancia del mercado previsto en la zona justifica la propuesta de actuaciones tendentes al aumento de la seguridad del suministro lo que, unido al previsible retraso de las actuaciones previstas en la Planificación 2008-2016 que vendrían a eliminar la condición de antena del nudo “Moncayo” 220 kV, da origen a la propuesta. Para solventar los problemas expuestos, habría que adelantar el circuito “Moncayo-Oncala” (incluido en Planificación 2008-2016) al año 2011. No obstante, esto que resultaría incompleto en tanto no se realice el también previsto cierre del bucle entre “Oncala” y “Santa Engracia”, que está sufriendo retrasos por problemas a su paso por la Comunidad de La Rioja. En resumen, se propone como alternativa la modificación a lo recogido en la vigente Planificación, realizando una entrada/salida en “Moncayo” del actual circuito “Magallón-Trévago-Oncala” 220 kV. Esta actuación estaría prevista para el 2011. El d/c previsto “Santa Engracia-Oncala” 220 kV se configuraría con sólo uno de los circuitos entrando en “Oncala” y el segundo conectado al eje “Trévago-Moncayo-Magallón”. De este modo se la urgencia del antes citado adelanto a 2011 de la nueva línea “Moncayo-Oncala” 220 kV, ya que la antena de “Moncayo” quedaría eliminada con la entrada/salida en la misma de la actual “Magallón-Trévago” 220 kV.

CATALUÑA

La Generalitat de Catalunya considera que dado el avanzado estado de los procedimientos de conexión a la red de transporte asociados, la fecha de puesta en servicio de la nueva subestación “Olvan” 220 kV y la ampliación de la subestación “Vic” 220 kV debería ser el año 2012. Asimismo, la Generalitat de Catalunya considera necesario que la puesta en servicio de la nueva línea “Olvan-Vic” 220 kV se adelante hasta el año 2012, dadas las limitaciones de apertura de nudos no mallados entre nudos mallados que establece el PO 13.1.

Por otro lado, la Generalitat de Catalunya considera necesario recuperar las fechas de puesta en servicio iniciales que aparecen en el documento de Planificación vigente por el grave impacto sobre la garantía de suministro que supone el aplazamiento de la fecha de puesta en servicio de nuevas subestaciones y ampliaciones de las existentes hasta el período 2016-2020 contemplado en la Propuesta de Programa Anual:

- Nuevas subestaciones:

Subestación	Tensión (kV)	Fecha puesta en servicio
SABADELL SUR	220	2010
SUBIRATS	220	2010
RIERA DE MARTORELL	220	2011
NOU BARRIS	220	2013
CERDÁ	220	2013
CORNELLÁ	220	2013
SANT ANDREU DE LA BARCA	220	2015
SARRIA	220	2015

- Ampliación de subestaciones:

Subestación	Tensión (kV)	Fecha puesta en servicio
-------------	--------------	--------------------------

EIXAMPLE	220	2010
JUNEDA	220	2010
PUIGPELAT	220	2010
VIC	220	2010
SABADELL SUR	220	2010
BESOS NUEVO	220	2011
VILANOVA	220	2011
CODONYER	220	2011
GAVA	220	2013
ALBATARREC	220	2013
MATA	220	2013
ELS AUBALS	220	2013
GUIXERES	220	2014
RIUDARENES	400	2014
GARRAF	400	2014
MOTORS	220	2015
LESSEPS	220	2015
ANOIA	220	2015

Así mismo, la Generalitat de Catalunya señala que en el documento de Planificación vigente figura el siguiente comentario respecto a la subestación “Mas Figueres” 220 kV: *“Pdte solución de conexión por coexistencia de dos Empresas Distribuidoras”*. Dado que la empresa distribuidora Electra de Abusejo, S.L. ha manifestado a la Generalitat de Catalunya su desinterés por mantener el acceso en esta subestación, debería suprimirse este comentario.

Igualmente, la Generalitat de Catalunya señala que la actualización de la conexión de la subestación “Guixerres” 220 kV mediante entrada/salida del circuito “Badalona-Canyet” 220 kV, que figuran en la Propuesta de Programa Anual no suponen ningún cambio efectivo, ya que las nuevas actuaciones son las mismas que las eliminadas. Se intuye que debe tratarse de un error.

Así mismo, la Generalitat de Catalunya considera necesario incluir las siguientes actuaciones adicionales como actuaciones de carácter excepcional:

- **Nuevo transformador 220/110 kV 200 MVA en la subestación de “Ascó”** como reserva fría del actual para el apoyo de la red de distribución 110 kV de la zona de Tarragona, con una previsión de puesta en servicio prevista para el año 2010.
- **Repotenciación del circuito “Espluga-Montblanc” 220 kV:** La entrada en servicio de la transformación 400/220 kV en la subestación “Espluga” y la evacuación de generación en esta subestación puede provocar niveles de carga excesivos sobre el circuito “Espluga-Montblanc” 220 kV, por lo que se considera necesario el cambio de conductor de este circuito pasando a tener el mismo conductor que el circuito “Montblanc-Penedes-Begues” 220 kV, es decir, con una capacidad de transporte de 450 y 340 MVA para invierno y verano, respectivamente.
- **Nueva subestación “Reus II” 220/25 kV** de 3x60 MVA, alimentada mediante entrada/salida la línea “La Selva-Tarragona” 220 kV, para atender nuevos suministros, con puesta en servicio para el año 2012.
- **Nuevas subestaciones y ampliaciones de las existentes para la evacuación de generación acogida al Régimen Especial.** Se indica entre paréntesis el año de puesta en servicio que debería constar en el Programa Anual: nueva subestación “Ivorra” 220 kV alimentada mediante entrada/salida de la línea “Pobla-Rubió” 220 kV (2015), ampliación de la subestación “Espluga” 220 kV (2011), ampliación de subestación “Sta. Llogaia” 400 kV (2013) y ampliación de la subestación “Maials” 400 kV (2011).

EXTREMADURA

La Junta de Extremadura eleva propuesta de modificación del Programa Anual, señalando las actuaciones que considera que deben ser actualizadas en cuanto a Fecha de alta/baja, Tipo de Actuación en función de la necesidad y/o Motivación que justifica el desarrollo de las instalaciones. Dichas instalaciones son las recogidas en las siguientes Tablas:

Subestación	Fecha Alta/Baja Programa Anual (Dato en Planif. 2.008-2.016)	Fecha Alta/Baja (Actualización solicitada)	T.A. Programa Anual (Dato en Planif. 2.008-2.016)	T.A. (Actualización solicitada)	Motivación (Programa anual)	Motivación (Actualización solicitada)	Tecnología que justifica la modificación del campo Motivación
1 Alange 400 kV (Nueva Subestación)	R (2011)	2014	R (B2)	BI	EvRO	EvRO, EvRE	Termosolar
2 Carmonita 400 kV (Nueva Subestación)	2011	2014	A	A	ATA	ATA, EvRE	Termosolar
3 Arañuelo 400 kV (Ampliación Subestación)	2011	2011	A	A	ATA	ATA, EvRE	Biomasa
4 Maimona 220 kV (Nueva Subestación)	R (2011)	2011	R (A)	A	(EvRO, ApD)	EvRO, ApD	
5 Pinofranqueado 400 kV (Nueva Subestación)	R (2011)	2012	R (B2)	BI	EvRE	EvRE, ApD	Eólica, Termosolar y Biomasa
6 Serena 400 kV (Nueva Subestación)	-	2012	-	BI	-	EvRE, ApD	Eólica y Termosolar
7 Valdecaballeros 400 kV (Ampliación Subestación)	2014	2011	BI	A	EvRE	EvRE	Termosolar, Fotovoltaica y Biomasa

Línea	km	Actuación	Fecha Alta/Baja Programa Anual (Dato en Planif. 2.008-2.016)	Fecha Alta/Baja Actualización solicitada	T.A. Programa Anual (Dato en Planif. 2.008-2.016)	T.A. Actualización solicitada	Motivación Programa anual (Dato en Planif. 2.008-2.016)	Motivación Actualización solicitada	Tecnología que justifica la modificación del campo Motivación
1 Alange-Bienvenida 400 kV	62 CKT: 1	Alta E/S línea	R (2011)	2014	R (B2)	BI	EvRO	EvRO, EvRE	Termosolar
2 Almaraz C.N.- Alange 400 kV	123 CKT: 1	Alta E/S línea	R (2011)	2014	R (B2)	BI	EvRO	EvRO, EvRE	Termosolar
3 San Serván-Carmonita 400 kV	65 CKT: 1	Alta E/S línea	- (2011)	2014	A	A	ATA	ATA, EvRE	Termosolar
4 Almaraz C.N.- Carmonita 400 kV	55 CKT: 1	Alta E/S línea	- (2011)	2014	A	A	ATA	ATA, EvRE	Termosolar
5 Aldeadávila-Arañuelo 400 kV	98 CKT: 1	Repotenciación Línea	- (2009)	2011	- (A)	A	- (MRdT)	MRdT, EvRE	Biomasa
6 Aldeadávila-Arañuelo 400 kV	106 CKT: 1	Repotenciación Línea	- (2009)	2011	- (A)	A	- (MRdT)	MRdT, EvRE	Biomasa
7 Aldeadávila-Arañuelo 400 kV	204 CKT: 1	Baja E/S línea	R (2011)	2011	R (B2)	A	EvRE	EvRE	Biomasa
8 Arañuelo-Cañaverál 400 kV	78 CKT: 1	Alta E/S línea	- (2011)	2011	- (A)	A	- (ATA)	ATA, EvRE	Biomasa
9 Arañuelo-Pinofranqueado 400 kV	102 CKT: 1	Alta E/S línea	R (2011)	2011	R (B2)	A	EvRE	EvRE, ApD	Eólica, Termosolar y Biomasa
10 Arañuelo-Valdecaballeros 400 kV	102 CKT: 1	Repotenciación Línea	- (2009)	2011	- (A)	A	- (MRdT)	MRdT, EvRE	Termosolar, Fotovoltaica y Biomasa
11 Arañuelo-Valdecaballeros 400 kV	102 CKT: 2	Repotenciación Línea	- (2009)	2011	- (A)	A	- (MRdT)	MRdT, EvRE	Termosolar, Fotovoltaica y Biomasa
12 Arañuelo-Jose María de Oriol 400 kV	121 CKT: 1	Baja E/S línea	- (2011)	2011	- (A)	A	- (ATA)	ATA, EvRE	Biomasa
13 Arañuelo-Jose María de Oriol 400 kV	121 CKT: 1	Repotenciación Línea	- (2008)	2008	- (A)	A	- (MRdT)	MRdT, EvRE	Biomasa
14 Aldeadávila-Pinofranqueado 400 kV	119 CKT: 1	Alta E/S línea	R (2011)	2012	R (B2)	BI	EvRE	EvRE	Eólica, Termosolar y Biomasa
15 Cuillenz-Maimona 220 kV	108 CKT: 1	Alta E/S línea	R (2011)	2011	R (B1)	A	ApD	ApD	
16 Almaraz C.N.- Bienvenida 400 kV	181 CKT: 1	Baja E/S línea	R (2011)	2011	R (B2)	A	EvRO	EvRO, EvRE	Termosolar

GALICIA

La Xunta de Galicia muestra su desacuerdo con el retraso que se propone para algunas infraestructuras entre las que destacan, por su necesidad para atender los futuros incrementos de la demanda, las siguientes:

- **Subestación de “Sabón”:** Se anula la ampliación de la subestación de “Sabón”, indicando como justificación que “el agente ha cambiado el acceso para la sustitución de dos trafos existentes por otros dos de mayor potencia”. Al respecto, solicita que no se anule dicha ampliación ya que las necesidades de la empresa distribuidora son dos nuevos transformadores de 220/66 kV de 75 MVA. Además esta actuación aparece retrasada para el periodo 2016-2020, cuando la fecha de necesidad es 2012.
- **Subestación de “A Grela”:** A la vista de los anexos que acompañan al Programa Anual, se genera cierta incertidumbre en relación con la ampliación del tercer trazo 220/15 kV de 60 MVA, pues en la página 81 figura como “actualización” y en la página 86 se retrasa al período 2016-2020. Al respecto, solicita que dicha infraestructura se programe para en 2010.
- **Subestación de “Ventorrillo”:** La subestación de “Ventorrillo” 220/15 kV 3x60 MVA se retrasa de 2013 a 2016-2020. Al respecto, solicita que no se anule dicha subestación ya que la necesidad sigue siendo 2015.
- **Ampliación de la subestación de “Frieira”:** La ampliación de la subestación de “Frieira” para la sustitución del transformador de 220/132 kV de 100 MVA por otro de 240 MVA se retrasa de 2015 a 2016-2020. Solicita que no se anule dicha ampliación ya que la necesidad sigue siendo 2015.
- **Subestaciones planificadas en el eje “Ferrol–A Coruña-Vigo”:** En lo referente a las subestaciones de Vigo (“Nuevo Vigo” y “Balaidos”), de “San Marcos” y de “Vilagarcía”, también solicita que no se retrasen, porque dicho retraso impediría garantizar los incrementos de demanda previstos en dichas ciudades.
- **Subestación de “Boimente”:** Bajo ningún concepto puede posponerse la ampliación de la subestación de “Boimente” para el período 2016-2020 ya que la potencia de

transformación instalada en la actualidad ya es insuficiente para evacuar la generación en régimen especial de la zona, lo que está provocando restricciones en generación eólica. En estos momentos la potencia instalada en generación supera los 1.300 MW y la potencia de transformación instalada en la subestación de “Boimente” es de 900 MVA por lo que su ampliación es urgente y de máxima necesidad.

- **Subestación de “Tomeza”:** Se considera necesario que no se aplase al período 2016-2020 la ampliación de la subestación de “Tomeza” con 2 transformadores de 220/66 kV de 75 MVA, dado que dicha ampliación debería ir ligada a la repotenciación de la línea “Pazos de Borbén-Tomeza” prevista para 2012.

MADRID

El OS entiende necesaria la inclusión en el Programa Anual de la siguiente instalación:

- **Línea de entrada/salida en la subestación de “Villaviciosa” 220 kV de la línea “Lucero-Boadilla” 220 kV**

Manifiesta el OS que ante la desaparición del eje de 220 kV “Tordesillas-Segovia-Otero-Majadahonda”, derivado de los trabajos del SUMA, se constata la existencia de riesgos en la alimentación del consumo de la zona en situación de post-contingencia simple tras la indisponibilidad del eje de 220 kV “Fuencarral-Mirasierra-Ventas” o de la línea de 220 kV “Majadahonda-Villaviciosa”, todo debido a que el proyecto SUMA acumula retrasos significativos que impedirán que el mencionado eje sea compensado en su función por las nuevas instalaciones previstas. Expone el OS que la Comunidad de Madrid tuvo conocimiento de esta circunstancia y por ello dictó Resolución por la que *“Autoriza provisionalmente a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. la instalación de una posición móvil de 220 kV y apoyos provisionales, temporalmente por un 1 año, a instalar en el parque de 220 kV en la subestación de Villaviciosa cuyas características son las siguientes:*

- *Posición móvil formada por un módulo prefabricado bajo envolvente metálica y aislamiento en SF6, configuración simple barra y montada sobre un semirremolque de dos ejes.*

- *Dos apoyos provisionales de celosía 40.1 y 40.2 y línea con dos tramos de 52,8 y 42,5 m. de longitud, con cable tipo CONDOR AW para la conexión en "T" entre la línea Lucero-Boadilla de 220 kV de la subestación de Villaviciosa."*

MURCIA

La Región de Murcia realiza comentarios en relación con las siguientes instalaciones:

- **Nueva subestación de “Mar Menor” 220/20 kV:** se propone su retraso al periodo 2016-2020. Vinculado a ello, se propone la **nueva subestación de “Los Camachos” 220/20 kV**, para puesta en servicio en 2014. Al respecto expone que si bien el OS anuló la anterior solicitud de acceso de la empresa distribuidora de la zona para la nueva subestación de “Mar Menor” (tres máquinas 220/20 de 50 MVA solicitadas para 2015 y 2018), mediante escrito de 30 de noviembre de 2009 el OS concedió acceso para la nueva subestación de “Los Camachos” (dos máquinas 220/20 kV de 50 MVA solicitadas para 2011 y 2014 -posteriormente actualizadas a 2012 y 2014-). Por ello se solicita la inclusión en el Programa Anual de:
 - Nueva subestación de “Los Camachos” 220 kV, para 2014.
 - Nueva subestación de “Mar Menor”, para el periodo 2016-2020.
 - Conexión de la nueva subestación “Los Camachos” 220 kV mediante entrada/salida de la línea mixta (subterránea-aérea) actual “Fausita-El Palmar” 220 kV.

Origen	Final	kV	CKT	Actuación	Km	Cap. INV	Cap. VER	Fecha PES
Fausita	Camachos	220	1	Alta E/S Línea Mixta	14	485	485	2014
Balsicas	Camachos	220	1	Alta E/S Línea Mixta	17	485	485	2014
Fausita	Balsicas	220	1	Baja E/S Línea Mixta	31	485	485	2014

- **Nueva subestación de “Espinardo” 220 kV** para 2014. Vinculado a ello se propone a la vez eliminar de la actual Planificación la subestación de “Ulea”, con puesta en servicio en 2014. Al respecto se expone que el crecimiento de la demanda de Murcia

capital está siendo espectacular, tanto en su valor como en su persistencia a lo largo de los años, siendo del orden del 7% en esta última década, lo que indica que la demanda se ha duplicado en este periodo. Este crecimiento está conduciendo, por una parte a la saturación de todas las subestaciones de distribución, llegando al máximo de su expansión en cuanto a la transformación MAT/MT, requiriéndose por lo tanto construir nuevas subestaciones (en enero de 2005 se puso en servicio la nueva subestación de “Parque Levante” y en junio de 2007 se ha puesto en servicio la nueva subestación de “Condomina”), necesitando a corto plazo una nueva subestación en el núcleo urbano (nueva subestación de “Murcia”). De igual forma señala que el fuerte crecimiento de la demanda también está provocando que los ejes de subtransporte (triples circuitos 132 kV desde “El Palmar” y “Rocamora”), estén llegando al límite de su capacidad de transporte, requiriéndose a corto plazo el realizar nuevos enlaces en la red de MAT desde los puntos de inyección de potencia hasta las subestaciones del núcleo urbano. Así mismo se establece que la previsión de crecimiento de nuevos suministros será de un valor de 3300 MW. Por todo ello, se establece un programa de actuaciones en las siguientes tres fases:

1. Desarrollo de un nuevo cable en d/c de 220 kV desde la subestación de “El Palmar” hasta la nueva subestación de “Murcia” 220/20 kV (totalmente en subterráneo).
2. Posteriormente, en la subestación de “Espinardo” se desarrollaría un nuevo parque de 220 kV (tecnología compacta SF6), con transformación 220/132 kV para apoyar a la red actual de 132 kV, quedando alimentado desde la nueva subestación de “Murcia” 220 kV con un nuevo cable de d/c (totalmente en subterráneo). Esta nueva subestación de “Murcia” 220/20 kV, descargaría en gran medida a las subestaciones de “El Palmar” 220/20 kV, de “Parque Levante” 132/20 kV y de “Espinardo” 132/20 kV y, consecuentemente, esta última descargaría a la subestación de “San Félix”, permitiendo asumir los primeros desarrollos de la nueva zona norte de Murcia entre la subestación de “Condomina” y en menor medida con las subestaciones de “San Félix” y de “Espinardo”.
3. Finalmente, sería necesario continuar el d/c a 220 kV desde la subestación de “Espinardo”, conectándose de dicho eje una nueva subestación 220/20 kV a situar por la zona norte de Murcia (entre las subestaciones de “San Félix” y de “Condomina”), que asumiría la consolidación de la totalidad de los desarrollos

propuestos en la zona norte de Murcia. Este nuevo eje de 220 kV, continuaría hacia Alicante.

Por último, señala la Región de Murcia que el Ayuntamiento de Murcia ratificó en el pleno de abril de 2010 por unanimidad el "Convenio entre el Excmo. Ayuntamiento de Murcia y la Compañía Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U., para la mejora de la red de distribución eléctrica en el municipio de Murcia", quedando incluidos todos estos nuevos desarrollos (subestación de "Murcia" con su cable de alimentación y subestación de "Espinardo" con su cable de alimentación) en dicho Convenio y existiendo un acuerdo total entre el Ayuntamiento y la empresa distribuidora sobre ubicaciones y trazados para todas estas nuevas infraestructuras. Por todo ello, solicita la inclusión en el Programa Anual de las instalaciones siguientes:

- Nueva subestación de "Espinardo" 220 kV: Renovación-Ampliación de la actual subestación de "Espinardo" 132 kV (mediante compactación) y nuevo sistema 220 kV compacto. La necesidad de esta nueva instalación se corresponde con el año 2014.
- Nueva subestación de "Ulea" 4001132 kV: Eliminar esta instalación de la Planificación.
- Conexión nueva subestación de "Espinardo" 220 kV: Conexión mediante un nuevo cable d/c (subterráneo) desde la nueva subestación de "Murcia".

Quedando en la Planificación de la siguiente forma:

Origen	Final	kV	CKT	Actuación	Km	Cap. INV	Cap. VER	Fecha
Murcia	Espinardo	220	1	Nuevo Cable	7	485	485	2014
Murcia	Espinardo	220	2	Nuevo Cable	7	485	485	2014

- Necesidad de modificación la descripción del **nuevo cable d/c "El Palmar-Murcia" 200kV** sustituyendo la palabra Línea por Cable, dado que se trata de un nuevo circuito eléctrico totalmente por suelo urbano en subterráneo.

Quedando de la siguiente forma:

<i>Origen</i>	<i>Final</i>	<i>kV</i>	<i>CKT</i>	<i>Actuación</i>	<i>Km</i>	<i>Cap. INV</i>	<i>Cap. VER</i>	<i>Fecha</i>
El Palmar	Murcia	220	1	Nuevo Cable	8	485	485	2012
El Palmar	Murcia	220	2	Nuevo Cable	8	485	485	2012

NAVARRA Y PAIS VASCO

El OS expone que desde las Comunidades Autónomas del País Vasco y Navarra se ha constatado una importante oposición social para llevar a cabo por el trazado previsto el eje en d/c de 400 kV que conecta las subestaciones de “Muruarte”, “Dicastillo” y “Vitoria”, tal y como está considerado en la Propuesta de Programa Anual. Señala que habiéndose alcanzado una solución de consenso con los Gobiernos del País Vasco y Navarra y con muy amplio respaldo político en estos territorios, propone una modificación consistente en la sustitución de la línea de unión de 400 kV de las subestaciones de “Muruarte-Castejón” con la de “Vitoria-Gasteiz” por la nueva línea de unión de la subestación de “Vitoria-Gasteiz” con la línea de 400 kV “Barcina-Itxaso” existente y una nueva línea de 400 kV de d/c que una “Itxaso-Orkoien” con “Dicastillo” aprovechando el corredor de infraestructuras de la A-12 y sustituyendo el trazado de la línea “Itxaso-Orkoien 2” existente en la actualidad así como la conexión de la subestación de “Dicastillo” con el eje “Castejón-Muruarte”. El OS indica que con el objeto de evitar mayores retrasos a la unión en 400 kV de “Vitoria” con “Muruarte” (ya incluida en la Planificación publicada en 2006) considera necesario modificar el Programa Anual con los cambios topológicos que plantea la propuesta de consenso mencionada.

COMUNIDAD VALENCIANA

La Generalitat Valenciana realiza comentarios en relación con las siguientes actuaciones relativas a nuevas subestaciones o ampliación de subestaciones existentes:

- **Subestación de “Requena”:** Se debe programar una ampliación para la instalación de dos nuevas posiciones: una posición para apoyo a la distribución para atender la conexión para dar servicio al Programa de Actuación Urbanística SUZI4 y otros

desarrollos en el municipio de Requena, y otra posición para evacuación de régimen especial. Ambas posiciones deben programarse para el año 2013.

- **Ampliación subestación de “La Plana”:** Mantener año 2011.
- **Ampliación subestación “Catadau” 220 kV:** Mantener año 2011.
- **Ampliación subestación de “Benicull”:** Programar para el año 2013.
- **Ampliación subestación de “Benadresa”:** Mantener año 2015.
- **Ampliación subestación de “Parque Central”:** Programar para el año 2011 para la instalación inicial de dos transformadores.
- **Ampliación subestación de “Albal”:** Mantener año 2015.
- **Nueva subestación de “El Grao”:** Programar para el año 2015.
- **Nueva subestación de “Parque Cabecera”:** Programar para el año 2014.
- **Nueva subestación de “Vallbona” (antigua “Carrases”):** Mantener para el año 2013.
- **Nueva subestación de “Oropesa”:** Programar para el año 2014.
- **Nueva subestación de “Vinaroz”:** Programar para el año 2015. Se propone cambiar el nombre a “Boveral” para evitar duplicidad con otra subestación existente con el nombre de “Vinaroz”.
- **Nueva subestación de “Moncofar”:** Programar para el año 2014.

Por su parte, ACUAMED señala que la ampliación de dicha subestación es necesaria para diciembre de 2011.

- **Nueva subestación de “Burriana”:** Programar para el año 2014. Se propone cambiar el nombre a “Santa Pau”.
- **Nueva subestación de “Rabasa”:** Programar para el año 2016.
- **Nueva subestación de “Universidad”:** Programar para el año 2015.
- **Nueva subestación de “Salsadella”:** Programar para el año 2014.
- **Eliminación de la “T” de Alcira:** Programar para el año 2011.
- **Nueva subestación de “Viveros”:** Programar para el año 2016.
- **Nueva subestación de “Puzol”:** Programar para el año 2014.

- **Nueva subestación de “San Vicente”:** Se propone su compactación a 220 kV para anular la transformación 132/20 kV. Programar para el año 2014.
- **Nueva subestación de “Lliria oeste”:** Para apoyo a la distribución dada la fuerte demanda que se espera en esta zona. Programar para el año 2016.

Así mismo, la Generalitat Valenciana expone que, en lo que se refiere a las líneas eléctricas, se ha observado la falta de mención a la utilización de cable (línea enterrada en parte o en su totalidad) en las actuaciones que se reflejan en la Tabla siguiente, siendo necesario en algunas de ellas reducir la capacidad de transporte para que se permita que en algún tramo sea cable.

INSTALACIÓN	ACTUACIÓN	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	
		INV	VER
ALCIRA-BENICULL	Nueva línea/cable	500	500
BENICULL-BROSQLIL	Nueva línea/cable	500	500
SALADAS-SANTA POLA	Nueva línea/cable	500	500
E/S BENICARLO	Nueva línea/cable	500	500
E/S MONTEBELLO	Nueva línea/cable	500	500
CATADAU-VILANOVA	Nueva línea/cable	500	500
E/S BENIFERRI	Nueva línea/cable	500	500
GANDÍA-VERGEL	Nueva línea/cable	500	500
E/S ELDA (PETREL ESTE)	Nueva línea/cable	500	500
E/S VILLAJOYOSA	Nueva línea/cable	500	500
BRIOSQUIL-PLAYA TABERNES	Nueva línea/cable	500	500
NOVELDA-SALADAS	Nueva línea/cable	500	500
BAJO SEGURA-ROJALES	Nueva línea/cable	500	500
E/S LA TORRE	Nueva línea/cable	500	500
E/S CASTALLA	Nueva línea/cable	500	500
ALCIRA-VALLE DE VALLDIGNA	Nueva línea/cable	529	367
SM SALINAS-TORREVIEJA	Nueva línea/cable	500	500
VILANOVA-GANDÍA	Nueva línea/cable	533	525
E/S ALICANTE (de la línea S. Vicente-Jijona)	Nueva línea/cable	550/633	500/446
EL PALMERAL-ALICANTE	Nueva línea/cable	500	500
NUEVAS SALADAS-PALMERAL	Nueva línea/cable	500	500
LA PLANA-VILLAREAL SUR-RAMBLETA-SAGUNTO	Nueva línea/cable	547	387
E/S ALDAIA	Nueva línea/cable	543	500
E/S EL ALTET	Nueva línea/cable	500	500
E/S EL GRAO	Nueva línea/cable	539	539
E/S RAMASA	Nueva línea/cable	500	500
UNIVERSIDAD E/S 1	Nueva línea/cable	500	500
UNIVERSIDAD E/S 2	Nueva línea/cable	533	446
CASTELLÓN INGENIO-EL SERRALLO	Nueva línea/cable	500	500
E/S PLAYA DE TABERNES	Nueva línea/cable	533/633	525/625
E/S MARINA	Nueva línea/cable	460	320
E/S PUZOL	Nueva línea/cable	543	339



Comisión
Nacional
de Energía

E/S NOVELDA	Nueva línea/cable	500	446
-------------	-------------------	-----	-----

6 SOBRE EL SECTOR GASISTA

A la vista de lo establecido en el artículo 4, de la Ley 34/1998, sobre Planificación en materia de hidrocarburos, y de los aspectos que se han de tener en cuenta en el proceso de planificación, o de revisión de la misma, esta Comisión entiende que esta Propuesta de “Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte de Energía Eléctrica y Gas” habría de analizar los aspectos indicados en el citado artículo 4 de la Ley 34/1998.

En los siguientes epígrafes se describe con mayor detalle el alcance de la Propuesta y se realizan consideraciones a la misma.

6.1 Alcance de la Propuesta

La Propuesta no modifica las previsiones realizadas en la Planificación 2008-2016 sobre la demanda de gas natural, ni sobre los criterios de desarrollo de la red básica, ni sobre las instalaciones de los sistemas insulares de las Islas Canarias, y se centra solamente en modificar algunas de las instalaciones del sistema gasista que conforman la Península y las Islas Baleares.

La Propuesta realiza tres actuaciones claramente diferenciadas: (a) añade nuevas instalaciones en la Planificación (que denomina Actuaciones Excepcionales); (b) actualiza para una serie de infraestructuras recogidas en la Planificación 2008-2016 las características técnicas y las categorías que determinan los condicionantes para la construcción; y, por último, (c) determina como actuaciones *No-prioritarias* a otro conjunto de infraestructuras recogidas en la Planificación 2008-2016 cuya necesidad, indica, no se justifica en el escenario actual, aplazando su reconsideración a la futura Planificación 2012-2020⁴.

Sobre la capacidad de regasificación

En cuanto a la capacidad total de entrada al sistema para 2016 por plantas de regasificación de GNL, se reduce de 2.617 GWh/día a 2.139 GWh/día ya que del incremento de 1.190 GWh/día recogido en la Planificación 2008-2016 para dicho periodo,

⁴ Cuyo proceso ha comenzado ya con la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

se reclasifican, mediante la Propuesta, 478 GWh/día de instalaciones que presentaban categoría A en la nueva categoría R.

Esta reclasificación afecta al 53% de la capacidad de regasificación inicialmente planificada con categoría A para el periodo 2008-2016, y al 18% de la capacidad total de entrada por Plantas que se preveía para 2016. Las actuaciones reclasificadas son las siguientes:

PLANTA	ACTUACIÓN A REVISAR	Capacidad (Nm ³ /h)	Capacidad (GWh/día)	P.E.M.	Categoría Planif.2008-16	Categoría REV. 2010 Planif.2008-16
Planta de Bilbao	Ampliación de la emisión a 1.200.000 Nm ³ /h	400.000	112	2012	A	R
Planta de Huelva	Ampliación de la emisión a 1.650.000 Nm ³ /h	300.000 (*)	84	2015	A	R
Planta del Musel	Ampliación de la emisión a 1.000.000 Nm ³ /h	200.000	56	2013	A	R
Planta de Reganosa	Ampliación de la emisión a 825.600 Nm ³ /h	412.800	115	2013	A	R
Planta de Sagunto	Ampliación de la emisión a 1.200.000 Nm ³ /h	200.000	56	2009	A	R
	Ampliación de la emisión a 1.400.000 Nm ³ /h	200.000	56	2012	A	R
TOTAL		1.712.800	478	2009-2015	A	R

(*) La Propuesta de Revisión, al igual que la Planificación 2008-2016, indica realmente un incremento de 150.000-300.000 Nm³/h. La Planificación 2008-2016 explica que el incremento será de 300.000 Nm³/h si la actuación de ampliación de la emisión a 1.500.000 Nm³/h (planificada con categoría B) no se ha llevado a cabo en la fecha prevista del 2011.

Figura 6.1. Capacidad de Emisión en Plantas de Regasificación que se modifica en la Propuesta.

En consecuencia, tras la Propuesta, los 1.190 GWh/día de capacidad de regasificación previstos construir en la Plantas peninsulares en el periodo 2008-2016, se segmentarán en 419 GWh/día con categoría A, 293 GWh/día con categoría B y 478 GWh/día con categoría R.

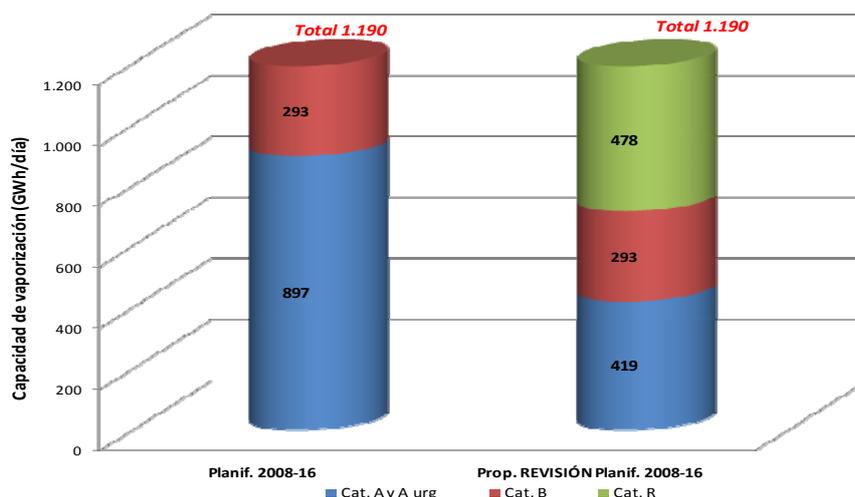


Figura 6.2. Capacidad de Emisión en Plantas de Regasificación peninsulares⁵, desagregada por categoría, prevista construir en la Planificación 2008-2016 y en la Propuesta.

⁵ La capacidades correspondientes a las Plantas Insulares planificadas - Planta de Gran Canaria y Planta de Tenerife- añadirían 83,7 GWh/día en categoría (A+A Urgente) y 41,9 GWh/día en categoría B. Estas capacidades no son revisadas por la Propuesta de Revisión 2010 de la Planificación.

Sobre la capacidad de almacenamiento de GNL

En relación con el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación, señalar que la capacidad de almacenamiento total para 2016 se reduce de 4.277.000 m³ de GNL a 3.527.000 m³ de GNL ya que la Propuesta reclasifica 5 tanques planificados (750.000 m³ de GNL ó 5.085 GWh) con categoría A en la Planificación 2008-2016 a la nueva categoría R. Esta reclasificación afecta al 33% de la capacidad de almacenamiento inicialmente recogida en la Planificación 2008-2016 con categoría A para dicho periodo, y en torno al 17% de la capacidad total de almacenamiento de GNL que se preveía para el 2016. Las actuaciones reclasificadas son las siguientes:

PLANTA	ACTUACIÓN A REVISAR	Capacidad (m ³ G.N.L.)	Capacidad (GWh)	P.E.M.	Categoría Planif.2008-16	Categoría REV. 2010 Planif.2008-16
Planta de Bilbao	4º tanque de G.N.L.	150.000	1.017	n.d.	A	R
Planta de Huelva	6º A tanque de G.N.L.	150.000	1.017	2015	A	R
Planta del Musel	3º tanque de G.N.L.	150.000	1.017	2013	A	R
	4º tanque de G.N.L.	150.000	1.017	2015	A	R
Planta de Sagunto	5º tanque de G.N.L.	150.000	1.017	2012	A	R
TOTAL		750.000	5.085	2012-2015	A	R

Figura 6.3. Capacidad almacenamiento GNL en Plantas de Regasificación modificado por la Propuesta.

En consecuencia, tras la Propuesta, los 2.090.000 m³ de GNL de capacidad de almacenamiento prevista construir en las plantas de regasificación peninsulares en el periodo 2008-2016 se segmentará en 1.500.000 m³ de GNL con categoría A y 750.000 m³ de GNL con categoría R. Asimismo, se mantiene el desmantelamiento de tanques por una capacidad de 160.000 m³ de GNL⁶. Por último, señalar que ni en la Planificación 2008-2016, ni en la Propuesta existen instalaciones con categoría B⁷.

⁶ Tal y como se definía en la Planificación 2008-16, se desmantelan con la instalación del 7º y 8º tanque en la Planta de Barcelona, dos tanques de 40.000 y uno de 80.000 m³, respectivamente.

⁷ Salvo el 6º tanque B de la Planta de Huelva planificado con categoría B para el 2011, si bien esta actuación se corresponde con el 6º tanque A, planificado en A para el 2015, estableciendo la Planificación 2008-2016 que la construcción del mismo en 2011 se realizaría de no producirse la entrada en operación de los AASS de Marismas y Poseidón en la fecha prevista.

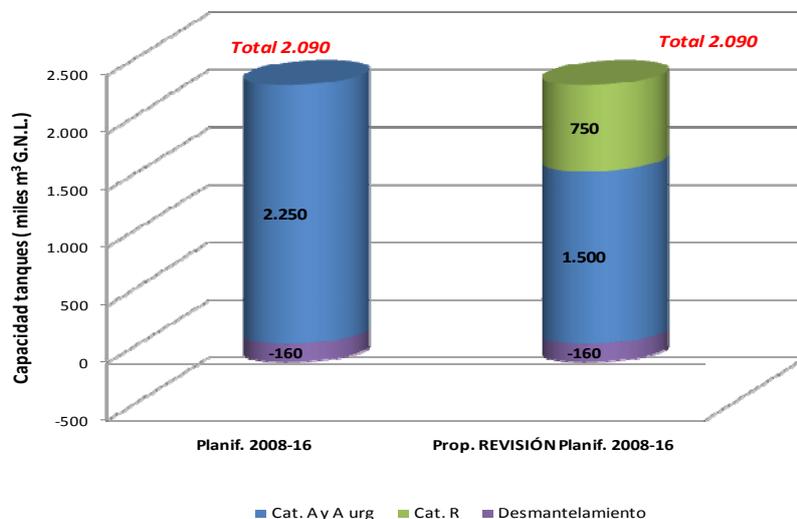


Figura 6.4. Capacidad almacenamiento G.N.L. en Plantas de Regasificación peninsulares⁸, prevista en la Planificación 2008-2016 y en la Propuesta

Red de Transporte del Sistema

En cuanto a las instalaciones principales que conforman la red de transporte del sistema (red de gasoductos y estaciones de compresión) la Propuesta realiza cambios en ambas tipologías de instalaciones.

Red de Gasoductos

Según los datos de los que se disponía a la publicación de la Planificación 2008-2016, para el año 2016 se tendría una longitud total de la red de transporte –gasoductos primarios más gasoductos secundarios– en torno a 18.000 km.

La Propuesta introduce cambios respecto a la Planificación 2008-2016, que obedecen fundamentalmente a tres motivos: la incorporación de nuevas instalaciones bajo el epígrafe de “Actuaciones excepcionales” (23 km), la reclasificación de la categoría (condicionantes para su construcción) o modificación de características técnicas de instalaciones ya planificadas⁹, y, por último, la catalogación como actuaciones No-prioritarias de instalaciones ya planificadas, que podría asimilarse a una reclasificación de condicionantes para la construcción.

⁸ La capacidades de almacenamiento correspondientes a las Plantas Insulares planificadas - Planta de Gran Canaria y Planta de Tenerife- añadirían 300.000 m³ de GNL en categoría (A+A Urgente) y 300.000 m³ de GNL en categoría B. Estas capacidades no son revisadas por la Propuesta de Revisión 2010 de la Planificación.

⁹ En este caso, también se realizan modificaciones de fechas de puesta en servicio previstas de algunas de las instalaciones

En relación con las reclasificaciones y modificaciones de instalaciones señalar que, teniendo en cuenta el volumen de km de gasoducto implicados, se observan, fundamentalmente cuatro tipos:

- Modificación de características técnicas de gasoductos con categoría A ¹⁰;
- Reclasificación de gasoductos con categoría A en categoría R (1.721 km);
- Reclasificación de gasoductos con categoría A en categoría B (90 km);
- Reclasificación de gasoductos con categoría B en categoría A (83 km);
- Exclusión de la Planificación de gasoductos con categoría B (10 km)

Si bien tras la Propuesta, y en conjunto, se incrementa escasamente la longitud de los gasoductos de transporte a considerar en el periodo 2008-2016 en 13 km netos –23 km nuevos por actuaciones excepcionales menos 10 km por exclusión, siendo el resto reclasificaciones o modificaciones que no afectan a la longitud–, la Propuesta reduce en 1.728 km la longitud de los gasoductos con categoría A recogidos en la Planificación 2008-2016¹¹. Esta reclasificación afecta aproximadamente al 24% de la longitud planificada con categoría A para el periodo 2008-2016, y a cerca del 10% de la longitud total de gasoductos de transporte que se preveía tener puestos en marcha en 2016.

Tras la Propuesta, la Planificación 2008-2016 corregida comprende 8.592 km de gasoductos, que se segmentan en 5.591 km con categoría A (5.568 km ya planificados y 23 km nuevos), 1.280 km con categoría B y 1.721 km con categoría R.

¹⁰ Únicamente se tendría el caso del gasoducto de transporte secundario “Alacant-Sant Joan –Benidorm”, de 70 Km, para el cual la Propuesta pretende una modificación de diámetro reduciéndolo de 12” a 10”. Esta modificación, en tanto el gasoducto no se reclasifica, no afectaría al balance de la longitud que finalmente se encuentra planificada en cada categoría tras la Propuesta.

¹¹ 1.721 km por reclasificación en categoría R y otros 7 km resultantes de la reclasificación en categoría A de 83 km de categoría B y de la reclasificación de 90 km de categoría A que se reclasifican en B

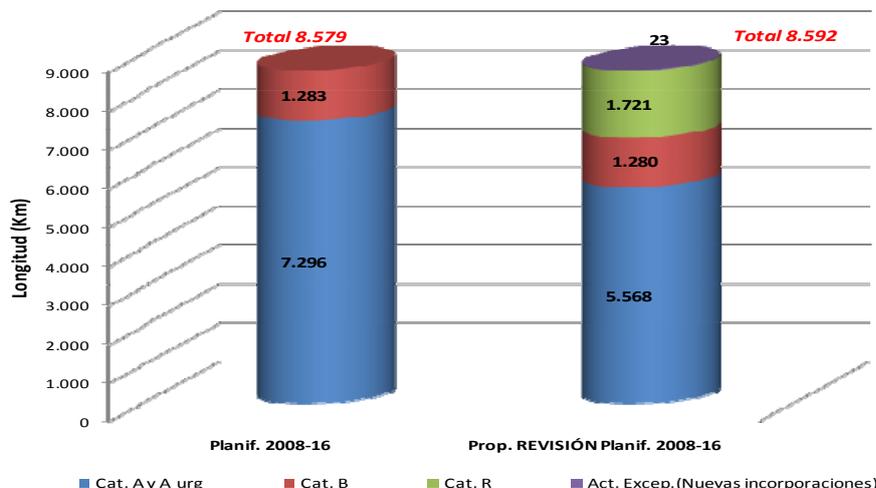


Figura 6.5. Longitud (km) de red de gasoductos de transporte prevista construir en la Planificación 2008-2016 y en la Propuesta.

A continuación se muestra la tabla con las actuaciones mencionadas:

Gasoducto	Longitud (km)	Diámetro (")	Fecha P.E.M. Planif.2008-16	Fecha P.E.M. PROPUESTA	Categoría Planif.2008-16	Categoría PROPUESTA
Gasoductos de TRANSPORTE PRIMARIO						
Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y la seguridad del sistema (IACT)						
Nuevo Gasoducto Tiviss-Arbós	90	30	2012	2012	A	B
Gasoducto Marismas-Almonte	7	20	2009	2010	B	A Urg
Gasoducto al AASS Cástor	30	30	n.d.	2011	B	A Urg
Gasoducto Villar de Arnedo-Castelnou	200	26	2012	2012	A	R
Gasoducto Lugo-Villafranca del Bierzo	90	30	2013	2013	A	R
Gasoducto Villafranca del Bierzo-Castropodame	30	30	2009	2009	A	R
Gasoducto Castropodame-Zamora	170	30	2013	2013	A	R
Gasoducto Zamora-Algete	270	32	2013	2013	A	R
Gasoducto Burgos-Haro	71	26	2013	2013	A	R
Gasoducto Burgos-Algete	225	26	2014	2014	A	R
Gasoducto Cartagena-Agullent	187	24	2014	2014	A	R
Gasoducto Huelva-Almendralejo	180	30	2015	2015	A	R
Gasoductos para la atención de su zona geográfica de influencia (IAMI)						
Gasoducto Cártama-Rincón de la Victoria (Andalucía)	91	20	2010	2010	A	R
Gasoducto Semenat-Andorra (Cataluña)	175	12-16	n.d.	n.d.	A	R
Gasoducto Belmonte de Tajo-Morata de Tajuña-Arganda del Rey (Madrid)	32	20	2010	2010	A	R
Variante del Semianillo de Madrid y su ampliación	5,5	20	No contemplaba	2010	No contemplaba	Act. Excep.
Gasoducto de interconexión entre el futuro gasoducto a Besós y el Seal-Line	0,3	20	No contemplaba	2010	No contemplaba	Act. Excep.
Gasoductos de TRANSPORTE SECUNDARIO						
Gasoductos para la atención de su zona geográfica de influencia (IAMI)						
Gasoducto Alacant-Sant Joan Benidorm	70	12 revisado a 10	2008	2008	A	A
Gasoducto Yeles-Seseña	10	8	2008	-	B	Eliminado
Gasoducto El Puerto-Rota	22	12	2007	2007	B	A
Gasoducto Arévalo-Sanchidrián	24	12	2008	2008	B	A
Gasoducto Bárboles-Alagón-Sobradíel	17	10	2007	2010	Eliminado	Act.Excep.

Figura 6.6. Gasoductos de transporte que se modifican, introducen o dan de baja, en la Propuesta.

Estaciones de compresión

En cuanto a las estaciones de compresión (E.C.), señalar que la potencia total instalada para 2016 entre instalaciones construidas y previstos en la Planificación 2008-2016, de 567 MW, se reduce a un total 503,5 MW, ya que la Propuesta reclasifica 7 actuaciones en E.C. (63,5 MW) con categoría A en la Planificación 2008-2016 a la nueva categoría R. Esta reclasificación afecta al 20% del incremento de potencia planificado con categoría A en la Planificación 2008-2016, unos 307 MW, que supone un 11,2% de la potencia total prevista para el año 2016. A continuación se muestra la tabla con las actuaciones mencionadas:

ACTUACIÓN	nº grupos -tras ampliación-	Potencia ⁽¹⁾ (MW)	P.E.M.	Categoría Planif.2008-16	Categoría PROPU. REV. 2010 Planif.2008-16
Ampliación de la E.C. de Zaragoza	(3+1)	4,00	2012	A	R
Ampliación de la E.C. de Zamora	(3+1)	4,21	2013	A	R
Ampliación de la E.C. de Algete	(2+1)	8,22	2013	A	R
Ampliación de la E.C. de Haro	(2+1)	11,50	2013	A	R
Ampliación de la E.C. de Crevillente	(2+1)	11,20	2014	A	R
Ampliación de la E.C. de Almendralejo	(5+1)	4,37	2015	A	R
E.C. de La Granja (Cáceres)	(1+1)	20,00	2015	A	R
TOTAL	(18+7)	63,50	2012-2015	A	R

(1): En las actuaciones que son ampliaciones la potencia es la potencia neta que se amplía.

Figura 6.7. Actuaciones en las E.C. que se modifican en la Propuesta.

En la siguiente gráfica se reflejan estas reclasificaciones, en ella se observa que los 307,4 MW de incremento de potencia instalada prevista construir en el periodo 2008-2016 se segmentan en 243,9 MW con categoría A y 63,5 MW con categoría R.

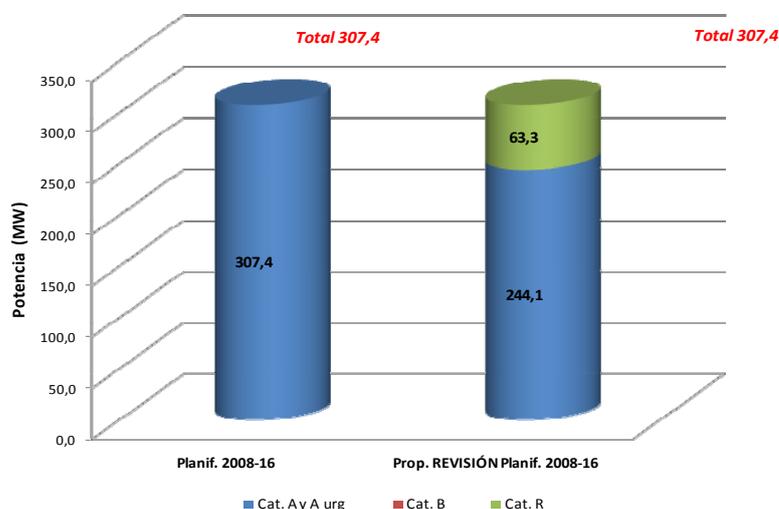


Figura 6.8 Incremento de potencia (MW) instalada en EC prevista construir en la Planificación 2008-2016 y en la Propuesta.

Sobre las conexiones internacionales

La Propuesta no indica modificaciones en las previsiones para las Conexiones Internacionales, de modo que la capacidad de entrada al sistema por estas infraestructuras seguirá rigiéndose por lo descrito en la Planificación 2008-2016. No obstante, es preciso tener en cuenta los trabajos desarrollados dentro del ámbito de la Iniciativa Regional del Gas para el sur de Europa, en particular de los procedimientos denominados de “*Open Season*”, dado que el resultado de éstos determinará en última instancia las necesidades de capacidad de interconexión final entre Francia y España, en función de las solicitudes y compromisos finales de reserva de capacidad asumidos por los agentes a ambos lados de la Frontera.

Sobre los almacenamientos subterráneos

La Propuesta no indica modificaciones en las previsiones para los almacenamientos subterráneos. La capacidad total de almacenamiento¹² en la Planificación para el año 2016 estaba cercana a los 77.500 GWh.

En cuanto a las capacidades de inyección/extracción de los almacenamientos subterráneos previstas desarrollar en la Planificación 2008-2016 son 337 y 646 GWh/día, respectivamente.

Resumen sobre la variación respecto de la Planificación 2008-2016

En el cuadro siguiente, se muestra de modo resumido y agregado por instalaciones, su tipología y su categoría, las características con las que fueron planificadas para el periodo 2008-2016 en la Planificación 2008-2016 y su comparación tras las modificaciones que figuran en la Propuesta.

¹² Esta capacidad incluye, en el caso de Gaviota y Serrablo, la parte del gas colchón gas extraíble por procedimientos mecánicos.

	SITUACIÓN SEGÚN PLANIF. 2008-16			SITUACIÓN TRAS PROPUESTA			VARIACION PROPUESTA vs Planif. 2008-16
	Periodo 2008-2016	Sin fecha de puesta en marcha ⁽¹⁾	Total Periodo 2008-2016	Periodo 2008-2016	Sin fecha de puesta en marcha ⁽¹⁾	Total Periodo 2008-2016	Periodo 2008-2016
Activos							
GASODUCTOS en km	8.226,3	353,0	8.579,3	8.239,1	353,0	8.592,1	12,8
Transporte Primario	5.818,3	178,0	5.996,3	5.824,1	178,0	6.002,1	5,8
Aumento Capacidad y Seguridad Sistema - IACT	4.153,7	29,0	4.182,7	4.153,7	29,0	4.182,7	
A y A Urgente	4.069,7		4.069,7	2.593,7		2.593,7	-1.476,0
B	84,0	29,0	113,0	137,0	29,0	166,0	53,0
R				1.423,0		1.423,0	1.423,0
Atención Mercados Zona de Influencia- IAMI	1.664,6	149,0	1.813,6	1.670,4	149,0	1.819,4	5,8
A y A Urgente	1.511,6		1.511,6	1.213,6		1.213,6	-298,0
B	153,0	149,0	302,0	153,0	149,0	302,0	
R				298,0		298,0	298,0
Act. Excep. (nuevas incorporaciones)				5,8		5,8	5,8
Transporte Secundario	2.408,0	175,0	2.583,0	2.415,0	175,0	2.590,0	7,0
Aumento Capacidad y Seguridad Sistema - IACT	24,0		24,0	24,0		24,0	
A y A Urgente	24,0		24,0	24,0		24,0	
B							
R							
Atención Mercados Zona de Influencia- IAMI	2.384,0	175,0	2.559,0	2.391,0	175,0	2.566,0	7,0
A y A Urgente	1.691,0		1.691,0	1.737,0		1.737,0	46,0
B	693,0	175,0	868,0	637,0	175,0	812,0	-56,0
R							
Act. Excep. (nuevas incorporaciones)				17,0		17,0	17,0
ESTACIÓN DE COMPRESIÓN en MW instalados	307,4		307,4	307,4		307,4	
A y A Urgente	307,4		307,4	243,9		243,9	-63,5
B							
R				63,5		63,5	63,5
PLANTAS REGASIFICACIÓN ⁽²⁾							
Sistema Peninsular y Baleares							
Almacenamiento en miles m ³ de GNL	2.090,0		2.090,0	2.090,0		2.090,0	
A y A Urgente	2.250,0		2.250,0	1.500,0		1.500,0	-750,0
B							
R				750,0		750,0	750,0
Desmantelamiento de tanques	160,0		160,0	160,0		160,0	
Vaporización en GWh/día	1.134,0	55,8	1.189,8	1.134,0	55,8	1.189,8	
A y A Urgente	896,8		896,8	418,7		418,7	-478,1
B	237,3	55,8	293,1	237,3	55,8	293,1	
R				478,1		478,1	478,1
Otras Instalaciones (nº)	4		4	4		4	
cargaderos sistemas	2		2	2		2	
Atraques	1		1	1		1	
Ampliación atraques	1		1	1		1	
Islas Canarias							
Almacenamiento en miles m ³ de GNL	600,0		600,0	600,0		600,0	
A y A Urgente	300,0		300,0	300,0		300,0	
B	300,0		300,0	300,0		300,0	
Vaporización en GWh/día	125,6		125,6	125,6		125,6	
A y A Urgente	83,7		83,7	83,7		83,7	
B	41,9		41,9	41,9		41,9	
Otras Instalaciones (nº)	2		2	2		2	
Atraques	2		2	2		2	
ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO							
Capacidad Útil en GWh	45.833,8		45.833,8	45.833,8		45.833,8	
A y A Urgente	45.833,8		45.833,8	45.833,8		45.833,8	
Capacidad Inyección en GWh/día (3)	337		403	337,0		337,0	
A y A Urgente	337		337	337,0		337,0	
Capacidad extracción en GWh/día (3)	696		696	708,2		696,0	
A y A Urgente	696		696	696,0		696,0	

(1): Bajo este epígrafe se incluyen instalaciones de la Planificación 2008-16 que no disponían de fecha de puesta en marcha en dicha Planificación y para las que, en el caso de figurar en anteriores Planificaciones, tampoco se consignaba dicha fecha en las mismas.

Figura 6.9. Resumen de las modificaciones introducidas por la Propuesta en las instalaciones del sistema gasista que figuran en la Planificación 2008-2016.

En los siguientes apartados se realizan comentarios sobre la Propuesta.

6.2 Consideraciones Generales sobre el sector gasista

En primer lugar, cabe señalar que esta Comisión considera adecuado la aplicación de controles y medidas correctoras periódicas sobre la Planificación vigente. De hecho, entre las recomendaciones generales que realizó esta Comisión en su Informe sobre el Documento de Planificación 2008-2016, se sugirió, visto el impacto determinante que tiene la Planificación en las inversiones a realizar en el sector del gas, incorporar “los

controles y medidas correctoras suficientes para que dicha planificación sea aplicada con la flexibilidad suficiente para adaptarse a un entorno cambiante”, y proponía “establecer que haya revisiones periódicas de la Planificación no más tarde de cada 4 años”.

No obstante, esta Comisión entiende que este organismo regulador debería cobrar un mayor protagonismo en el proceso de control y revisión de la Planificación, en particular en la determinación de los criterios e hipótesis de partida, así como en la supervisión de los distintos estudios realizados por el Gestor Técnico del Sistema, en aras a garantizar la transparencia de los procesos y la equidad en el trato otorgado a las peticiones realizadas por los distintos agentes y Administraciones participantes en dicho proceso.

En segundo lugar, se ha de señalar que la Propuesta no aporta información suficiente para poder valorar si el documento que se informa responde, o no, a un análisis riguroso.

Entre las carencias de información más significativas se pueden enumerar las siguientes:

1. Un apartado introductorio dónde se recogiera un análisis de los cambios y novedades producidos desde marzo del año 2008 hasta hoy día que pudieran afectar al desarrollo en el futuro del sector del gas natural en España. Entre otros, se podrían realizar observaciones sobre la evolución de los factores macro-económicos, del precio del gas natural y sus inductores, de la demanda diferenciando por mercados, etc.
2. No se indican los objetivos y criterios que se han aplicado para el control y definición del “Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte de Energía Eléctrica y Gas”. Por tanto, no es posible saber si se mantienen, o han variado, los objetivos y los criterios de diseño para las instalaciones del sistema gasista recogidos en la Planificación 2008–2016, o si se han tenido en cuenta las consideraciones -ver breve resumen en el ANEXO I- realizadas al respecto por esta Comisión en su Informe preceptivo sobre la Planificación 2008-2016.
3. No se indican los nuevos escenarios de demanda considerados.
4. No se indican los índices de cobertura y de seguridad esperados en diferentes escenarios de riesgo.
5. No se indican las simulaciones sobre el funcionamiento del sistema gasista en las nuevas hipótesis de demanda y con las nuevas infraestructuras previstas para el

año 2016, en particular, sobre cuáles podrían ser los intercambios máximos de gas con Francia en diferentes condiciones de funcionamiento del sistema gasista.

6. En relación con la valoración económica, no se aporta información sobre el escenario macro-económico ni sobre criterios adoptados para la determinación del impacto económico, ni sobre el impacto por GWh de demanda.

6.2.1 Sobre la conveniencia de desarrollar en la Normativa del Sector Gasista los Procedimientos que regulan la Planificación del Sector Gasista.

Esta Propuesta de “Programa anual de instalaciones de las redes de transporte de energía eléctrica y gas”, se dicta al amparo de lo establecido en los artículos 14 y 15 del Real Decreto 1955/2000¹³, de 1 de diciembre, extendiendo la elaboración del plan anual eléctrico al gasista por coherencia con la elaboración de la planificación energética vinculante, que comprende a ambos sectores.

Siendo esta extensión lógica, se considera que el sector gasista tiene entidad suficiente para que la planificación del mismo disponga de un desarrollo normativo propio. Si bien es cierto, que en aras a la optimización de procesos, se considera conveniente que las planificaciones del sector eléctrico y gasista estén coordinadas

6.2.2 Sobre las nuevas categorías de clasificación de las instalaciones planificadas

La Planificación 2008-2016, de manera general, diferencia entre tres tipos de infraestructuras a construir: aquellos proyectos aprobados sin ningún tipo de condicionante (Categoría A), aquellos condicionados al cumplimiento de algún hito (Categoría B) y aquellos que no han sido incluidos en la Planificación (Excluidos). Además, cataloga como URGENTE aquellas instalaciones que es necesario agilizar al máximo posible su puesta en servicio por motivos de seguridad del sistema o necesidad de atención de determinadas demandas.¹⁴

¹³ Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica

¹⁴ Los documentos de planificación anteriores, incluían una tercera categoría de proyectos (Categoría C). Así tanto en el documento de Planificación 2002-2011 como en el de su Revisión en 2005, se definía esta categoría como aquella “en la que se incluyen los proyectos en que no se ha justificado la demanda que deben atender. En esta categoría, las capacidades son meramente indicativas, ya que el dimensionamiento final dependerá de la demanda efectivamente justificada”.

Asimismo, diferencia entre los diferentes tipos de instalaciones que componen el sistema (plantas de regasificación, gasoductos, etc...), y en el caso concreto de los gasoductos distingue además de por presión de diseño (mayor o menor de 60 bar), por la utilidad dentro del sistema: aumento de la capacidad de transporte (IACT) o atención a mercados de su zona de influencia (IAMI).

Por último, señalar que la Planificación 2008-2016 a la hora de presentar las instalaciones distingue, al menos, cinco estados de caracterización de cada activo: construido, en construcción, autorizado o en tramitación, características técnicas modificadas y descartados – estos dos últimos casos aplicables sólo a activos ya planificados para 2002-2011 – si bien no utiliza estos estados para segmentar las instalaciones.

La Propuesta añade tres nuevas categorías de instalaciones:

- a) Actuaciones Excepcionales, para recoger las nuevas instalaciones a incluir en la Planificación.
- b) Instalaciones Actualizadas, que recoge todas aquellas infraestructuras recogidas en la Planificación 2008-2016, que sufren bien una modificación de características técnicas bien una reclasificación entre las categorías establecidas en el documento de planificación 2008-2016 para determinar los condicionantes para la construcción (categorías A Urgente, A, B y No incluida).
- c) La Categoría R, a la que se trasladarían todas aquellas infraestructuras recogidas en la Planificación 2008-2016 cuya necesidad, en el escenario actual no estarían justificadas. En todo caso, estas instalaciones serán reconsideradas en la futura Planificación 2012-2020¹⁵.

En el cuadro siguiente se recogen los diferentes documentos de Planificación existentes hasta el momento, así como los distintos tipos de instalaciones, categorías relativas a su construcción y estado de caracterización de las mismas respecto al avance del proyecto, utilizados en estos documentos.

¹⁵ Cuyo proceso ha comenzado ya con la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

Por el Documento de Planificación que hace referencia al Activo por 1ª vez	Por la Naturaleza/Tipo de Instalaciones	Por el Estado de Desarrollo/Caracterización del Activo	Por los Condicionantes para su construcción (Categorías)
Planificación 2002-2011	Plantas Regasificación ⁽¹⁾	Construido ⁽⁴⁾	A Urgente ⁽¹⁾
Revisión 2005	Almacenamientos Subterráneos ⁽¹⁾	En construcción ⁽⁴⁾	A ⁽¹⁾
Planificación 2008-2016	Estaciones de Compresión ⁽¹⁾	Autorizado / En Tramitación ⁽⁴⁾	B ^{(1) (2)}
Propuesta de Revisión 2010	Gasoductos que Aumentan Capacidad de Transporte y Seguridad del Sistema (IACT) ⁽⁴⁾	Características modificadas ⁽⁴⁾	C ^{(1) (3)}
	Gasoductos para la Atención de los Mercados de su Influencia (IAMI) ⁽⁴⁾	Instalaciones que se Actualizan ⁽⁶⁾	Descartado / No incluido ⁽⁵⁾
			R ⁽⁶⁾
			Actuaciones Excepcionales ⁽⁶⁾

(1) Introducida en el documento de planificación 2002-2011

(2) En el Documento de Planificación 2002-2011, se indicaba en el número de hitos a los que estaba condicionado (1, 2, 3 o más)

(3) La categoría C ha dejado de utilizarse en el documento de planificación 2008-2016

(4) Introducida en el documento de Revisión 2005 de la Planificación 2002-2011

(5) Introducida en el documento de planificación 2008-2016

(6) Introducidas en la nueva Propuesta

Figura 6.10 Segmentación de los activos recogidos en los distintos documentos de Planificación.

A la vista de las diferentes categorías utilizadas en los cuatro documentos de planificación (los tres publicados y la Propuesta actual), se considera necesario recomendar, previamente a cualquier otro análisis, que las nuevas categorías introducidas por la Propuesta se equiparen con categorías ya existentes. Así las Actuaciones Excepcionales, por su naturaleza, deberían considerarse actuaciones a incluir en la categoría A Urgente; la nueva categoría R, tiene un alcance similar a la antigua categoría C y las instalaciones que se actualizan no dejan de ser una reclasificación de los condicionantes para su construcción o una modificación de las características consideradas en el documento de planificación anterior.

Por tanto, al objeto de mantener una nomenclatura homogénea a lo largo del tiempo que permita la trazabilidad a lo largo de los documentos de Planificación de las instalaciones, se proponen las siguientes categorías para las instalaciones a planificar:

Por el Documento de Planificación que hace referencia al Activo por 1ª vez	Por la Naturaleza/Tipo de Instalaciones	Por su Relación con Documentos de Planificación Anteriores	Por el Estado de Desarrollo del Activo	Por los Condicionantes para su construcción
Planificación 2002-2011	Plantas Regasificación	Nueva Incorporación	Sin Adjudicar Promotor	A Urgente
Revisión 2005	Almacenamientos Subterráneos	Instalación sin Modificar	En Tramitación ⁽¹⁾	A
Planificación 2008-2016	Gasoductos que Aumentan Capacidad de Transporte y Seguridad del Sistema (IACT)	Instalación Modificada	En construcción	B
Propuesta de Revisión 2010	Gasoductos para la Atención de los Mercados de su Influencia (IAMI)		Construido	C o R
	Estaciones de Compresión			Descartado / No incluido

(1) Se podría explicar la fase Administrativa en la que se encuentra: Adjudicado Promotor, DIA, Autorizado

Figura 6.11 Propuesta de categorías de los activos recogidos en los distintos documentos de Planificación

6.2.3 Sobre las instalaciones planificadas que hayan iniciado la tramitación administrativa

En general, la maduración de cualquier proyecto hasta su puesta en marcha es un proceso de larga duración compuesto de varias fases: planificación, ingeniería, financiación, tramitación administrativa, adquisición de equipos y materiales y construcción.

En el caso del sector gasista, la tramitación administrativa podría resumirse en los siguientes hitos: Inclusión en la Planificación Sectorial, Adjudicación al Promotor (Directa o por Concurrencia), Información Pública, Autorización Ambiental Integrada o Declaración de Impacto Ambiental (DIA), Autorización Administrativa, Autorización de proyecto de ejecución, Licencias y Acta de Puesta en Marcha.

Para conseguir terminar una instalación incluida en la planificación en la fecha prevista, los promotores han de ejecutar las diferentes fases del proyecto según van superando trámites administrativos, o tienen la previsión de superarlos, y en función de los plazos estimados para disponer de los servicios y equipos contratados. Así, al objeto de alcanzar los plazos previstos en la Planificación, tanto el contrato de obra como los contratos de adquisición de equipos y materiales asociados a una instalación suelen realizarse una vez definido en detalle el proyecto y superados los primeros trámites administrativos.

En consecuencia, en aquellas instalaciones que hayan obtenido la Adjudicación al Promotor, la DIA favorable, o la Autorización Administrativa los promotores puede que

hayan dado pasos significativos, y eventualmente adquirido compromisos económicos, en consonancia con el trámite administrativo alcanzado

La Propuesta debería recoger un análisis del coste/beneficio que podría suponer la reclasificación a categoría “R” de infraestructuras incluidas en la Planificación 2008-2016 con categoría “A” y con trámites administrativos superados. De acuerdo con la información disponible en esta Comisión en el Sistema de Información para la Determinación de la Retribución de Activos (SIDRA), a continuación se recoge el listado de instalaciones incluidas en la Propuesta que tienen avanzado el trámite administrativo, indicando su situación administrativa:

Proyecto	Adjudicación al Promotor (Directa/Concurrencia)			Autorización Administrativa		
	Propuesta DGPEyM	Informe CNE	Resolución DGPEyM	Propuesta DGPEyM	Informe CNE	Resolución DGPEyM
Instalaciones de Regasificación						
Ampliación Emisión Bilbao a 1.200.000 m ³ /h	14/06/2006	20/07/2006	04/09/2006	11/12/2007	07/02/2008	15/04/2008
Ampliación Emisión Sagunto a 1.200.000 m ³ /h	04/05/2007	14/06/2007	12/11/2007	19/11/2008	29/01/2009	
Ampliación Emisión Reganosa a 825.600 m ³ /h	11/01/2010	04/03/2010				
Instalaciones de Transporte						
Gto Villafranca del Bierzo - Castropodame	23/06/2007	10/10/2007				
Triplicación Gasoducto Tivisa - Arbos	09/01/2008	14/02/2008				
Ampliación EC de Zaragoza	13/02/2009	26/03/2009				

Figura 6.12. Instalaciones incluidas en la Propuesta con trámite Administrativo Avanzado

De acuerdo con las alegaciones presentadas por los distintos promotores se cuestiona que la modificación de la calificación de “Categoría A” a “Categoría R” esté soportada por el ordenamiento jurídico vigente, señalando que no procede, ni está regulada, la recalificación en “categoría R” cuando, además, son opciones con mayores eficiencias y economías de escala que otras instalaciones no sujetas a recalificación. Además, XXX y ZZZ plantean que los costes que supone la no ejecución de las instalaciones deberían ser asumidos por el sistema gasista ya que, tal y como señala ZZZ, en los casos de *“retraso o anulación por parte de la Administración del proyecto aprobado en planificación, deriva en incumplimientos contractuales con terceros, según los cuales, ZZZ tendrá que asumir unos gastos no previstos con unas penalizaciones añadidas que perjudicarán seriamente su cuenta de resultados”*.

En consecuencia, esta Comisión pone de manifiesto las posibles consecuencias económicas que para el sistema gasista podría tener la reclasificación que la Propuesta realiza para determinadas instalaciones con categoría “A” a la categoría “R”, y que cuentan con la correspondiente autorización administrativa.

6.2.4 Sobre las variantes de gasoductos que ya están puestos en servicio

Las variantes de gasoductos, como la “Variante del xxx y su Ampliación” introducida por la Propuesta, son modificaciones puntuales del trazado de un gasoducto construido por las afecciones que producen bien nuevos trazados de carreteras o ferrocarriles bien nuevas zonas urbanizadas. Normalmente, el coste que supone la variante es soportado por el que produce la afección.

Por ello, con independencia de la justificación o necesidad de la misma, y por tanto, de la procedencia de su ejecución, la normativa establece claramente que las variantes, bien sean solicitadas por un particular o por la Administración, no serán incluidas en el régimen retributivo¹⁶.

Por tanto, no parece adecuado, sin perjuicio de que la instalación se realice efectivamente, que este tipo de instalaciones sea incluida en un documento relativo a la Planificación, máxime cuando los documentos de planificación obligatoria se limitan a describir, en líneas generales, las características técnicas de las instalaciones que permiten la vertebración del sistema gasista (plantas de regasificación, gasoductos, AASS y estaciones de compresión) pero sin entrar en detalle para el resto de instalaciones como las posiciones de los gasoductos, las ERM, EM, rampas de regulación, conexiones entre las posiciones de gasoductos existentes y su desdoblamientos, o las modificaciones y ampliaciones de posiciones de válvulas.

6.3 Previsiones de demanda de gas y su cobertura

La Planificación obligatoria del sistema gasista pretende asegurar la cobertura de la demanda de gas natural y garantizar la seguridad del sistema a un coste razonable¹⁷, el “Programa anual de instalaciones de las redes de transporte”, en tanto instrumento por el cual se pretende poner al día la citada Planificación, debería justificar convenientemente la nueva previsión de la demanda y su cobertura.

¹⁶ Apartado b) del artículo 9.2 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre.

¹⁷ De hecho el Documento de Planificación 2008-2016 indica acertadamente que la correcta definición de las instalaciones a construir a medio y largo plazo, acordes con las necesidades de la demanda, es la pieza clave para garantizar la cobertura de la demanda de gas en condiciones de seguridad y a un coste razonable para los consumidores.

Estos dos aspectos –demanda y cobertura– son cruciales en la determinación de las infraestructuras a construir, máxime teniendo en cuenta que la retribución de estas inversiones supone la mayor parte de los costes de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento subterráneo. Por tanto, la correcta definición de la demanda y de los criterios de desarrollo, y en consecuencia de las inversiones que realmente se hayan de efectuar a medio y largo plazo, son la pieza clave para obtener los objetivos indicados.

Dicho esto, esta Comisión ha observado que si bien el objeto del Programa anual, que presenta la Propuesta indica que *“Para el análisis efectuado se ha considerado la última información disponible en el momento de su realización en cuanto a nuevos datos y previsiones de demanda eléctrica y gasista, modificaciones necesarias de carácter técnico identificadas en determinadas infraestructuras, así como la aparición de nuevas necesidades de carácter imprevisto no contempladas en la planificación aprobada.”*, el citado documento no adjunta dichas previsiones

Al considerar la demanda un aspecto justificativo clave para la correcta definición, o revisión de las infraestructuras planificadas en el sistema, esta Comisión realiza a continuación sus previsiones de demanda y cobertura.

6.3.1 Previsiones de demanda de gas

Demanda anual de gas natural

El documento de Planificación 2008-2016 estableció dos escenarios de evolución de la demanda de gas, denominados escenario de eficiencia y escenario del Gestor Técnico del Sistema (en adelante GTS). El primero de ellos se basaba en la hipótesis de una adecuada respuesta a las medidas de ahorro y eficiencia energética, cuya aplicación daría lugar a un incremento más moderado de la demanda de gas, de valor medio interanual 0,9%. Por otro lado, el escenario del GTS fue estimado por éste en base a un modelo, que para el cálculo de la demanda convencional tenía en cuenta variables como el crecimiento previsto del PIB, el grado de gasificación o la estructura industrial por provincias, y para el cálculo de la demanda eléctrica consideraba como escenario más probable aquél en el que la generación con carbón representaría un coste marginal inferior al de la generación con ciclo combinado. Estas hipótesis dieron lugar a unas

previsiones de incremento de la demanda sensiblemente superiores a las del escenario de eficiencia, de valor medio interanual 4,5%.

Es preciso tener en cuenta que estos escenarios fueron diseñados durante el año 2007, en fechas en las que la coyuntura económica existente era muy diferente a la actual, con unas previsiones de crecimiento en las que no se preveía la crisis económica.

No obstante, en línea con lo indicado en la Propuesta, el contexto económico actual, que ha provocado una contracción de la economía a nivel mundial en 2009 y prevé una recuperación de ésta a partir de 2010, ha tenido y tendrá una repercusión directa sobre el sector gasista, que hace necesaria la revisión de las estimaciones de la demanda de gas en base a las cuales se determinaron las necesidades de nuevas infraestructuras del Sistema Gasista. Todo ello, al objeto de adaptar éstas a la situación actual del sector, adecuando la incorporación progresiva de nuevas instalaciones a las necesidades reales del Sistema, de modo que éstas permitan cubrir la demanda con una garantía de suministro suficiente, de una forma eficiente y sin hacer incurrir a los consumidores en unos costes mayores, derivados de unas inversiones anticipadas.

A continuación se analizan las nuevas estimaciones de demanda de gas, actualizadas con la información disponible en el momento presente¹⁸, y éstas se comparan con los escenarios de demanda considerados en la Planificación 2008-2016.

Según se aprecia en la Figura 6.13, la demanda registrada en 2008 se situó en línea con lo previsto en la Planificación, en el escenario definido por el Gestor. No obstante, se aprecia también cómo la demanda de 2009 se situó por debajo de la horquilla determinada por los dos escenarios de la Planificación, por los motivos apuntados previamente.

Para la interpretación de los datos contenidos en este apartado, en adelante se ha de tener en cuenta que los incrementos porcentuales medios de demanda se han calculado respecto de 2008. El motivo de ello es que éste fue el año en que se registró el mayor consumo histórico de gas natural sin ningún problema de cobertura con las

18 La información más actualizada sobre previsiones de demanda de gas natural con la que cuenta esta Comisión en el momento de elaborar este informe es la remitida por el GTS, en mayo de 2010, con motivo de la elaboración de la nueva edición del Informe Marco sobre cobertura de la demanda de electricidad y gas natural. Estas estimaciones, que cubren el horizonte temporal 2010-2014, han sido proyectadas hasta el año 2016.

infraestructuras existentes y, a efectos de determinar la necesidad de nuevas capacidades, se considera que da una idea más realista del crecimiento efectivo de la demanda que las justifica.

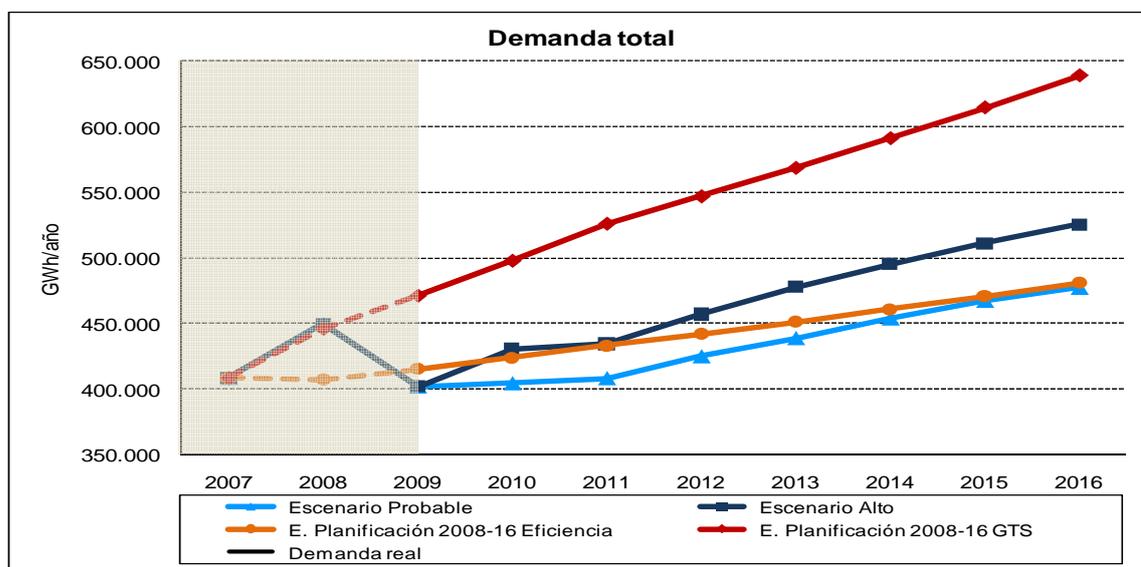


Figura 6.13 Escenarios de previsión de la demanda de gas natural considerados en la Planificación 2008-2016¹⁹ versus nuevos escenarios de demanda actualizados.

La revisión de las estimaciones de la demanda de gas natural da lugar a la definición de dos nuevos escenarios, que son notablemente inferiores a los previstos en la Planificación 2008-2016. Dichos escenarios establecen una nueva horquilla de evolución de la demanda, que supone un crecimiento interanual medio del 0,8%, en el caso del escenario probable, y del 2% en el caso del escenario alto, frente al 4,5% que determinaba la Planificación (ver Figura 6.14 y Figura 6.15). Incluso el escenario más conservador de la Planificación, el escenario de eficiencia, que suponía un incremento interanual medio del 0,9%, es superior al considerado como probable en la actualidad, que prevé un incremento medio del 0,8%.

¹⁹ Dado que en los escenarios de demanda de la Planificación únicamente se definían valores para los años 2008, 2011 y 2016, para el resto de los años comprendidos en el horizonte temporal de ésta se ha realizado una estimación a través de una extrapolación lineal de los datos.

Escenario Probable	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Incr. medio 2016 vs 2008
Sector convencional	261.921	241.062	257.225	258.948	267.976	277.301	286.853	294.774	300.875	1,7%
Sector eléctrico	187.468	160.793	147.023	149.250	156.882	161.478	166.944	172.551	176.326	-0,8%
TOTAL	449.389	401.855	404.248	408.198	424.858	438.779	453.797	467.325	477.201	0,8%

Escenario Alto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Incr. medio 2016 vs 2008
Sector convencional	261.921	241.062	259.865	265.197	280.288	296.357	310.509	322.767	333.537	3,1%
Sector eléctrico	187.468	160.793	170.833	169.250	176.882	181.478	184.944	188.458	192.039	0,3%
TOTAL	449.389	401.855	430.698	434.447	457.170	477.835	495.453	511.225	525.576	2,0%

Figura 6.14 Escenarios de demanda actuales.

E. Planificación 2008-16 Eficiencia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Incr. medio 2016 vs 2008
Sector convencional	261.921	241.062	257.320	267.000	275.625	284.528	293.718	303.206	313.000	2,3%
Sector eléctrico	187.468	160.793	166.664	166.000	166.398	166.797	167.197	167.598	168.000	-1,4%
TOTAL	449.389	401.855	423.984	433.000	442.023	451.325	460.915	470.804	481.000	0,9%

E. Planificación 2008-16 GTS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Incr. medio 2016 vs 2008
Sector convencional	261.921	241.062	333.503	354.000	366.313	379.055	392.239	405.882	420.000	6,1%
Sector eléctrico	187.468	160.793	164.330	172.000	180.514	189.450	198.828	208.670	219.000	2,0%
TOTAL	449.389	401.855	497.832	526.000	546.827	568.505	591.067	614.553	639.000	4,5%

Figura 6.15 Escenarios de demanda utilizados en la Planificación 2008-2016.

De acuerdo con las nuevas previsiones, será el sector convencional el que soporte la recuperación del consumo de gas respecto del año 2008, con un crecimiento previsto para éste del 1,7% ya que, por el contrario, en el caso del sector eléctrico se prevé una reducción interanual media del consumo de valor 0,8% (escenario probable).

Demanda punta de gas natural

El valor de la demanda punta de gas se considera esencial a efectos de la Planificación, dado que en base a él se analizan, valoran y justifican las necesidades de nuevas infraestructuras, que deben garantizar el abastecimiento de la demanda en cualquier situación, en particular, en la situación de mayor consumo puntual del Sistema gasista.

En este apartado se analizan las nuevas estimaciones de demanda punta de gas, actualizadas con la información disponible en el momento presente, y se comparan éstas con la demanda punta considerada en la Planificación 2008-2016.

De forma paralela al apartado anterior, los incrementos porcentuales medios de demanda punta se han calculado respecto del año en que se registró el récord de demanda punta de gas natural, que en este caso fue 2007. Esta demanda fue suministrada sin ningún

problema con las infraestructuras existentes. Se considera que este valor da una idea más realista del crecimiento efectivo del consumo que justifica la necesidad de nuevas capacidades.

Según se aprecia en la Figura 6.16, las demandas puntas registradas, tanto en 2008 como en 2009, se situaron notablemente por debajo de lo previsto en la Planificación. En línea con esto y teniendo en cuenta el nuevo contexto económico global, el GTS ha realizado una revisión de las estimaciones de la demanda punta, que ha dado lugar a la definición de dos nuevos escenarios, notablemente inferiores al considerado en la elaboración de la Planificación 2008-2016. Dichos escenarios definen una nueva horquilla de evolución de la punta, que supone un crecimiento interanual medio del 2,8%, en el caso del escenario probable, y del 4,2% en el caso del escenario alto, frente al 6,7% que determinaba la Planificación (ver Figura 6.17 y Figura 6.18).

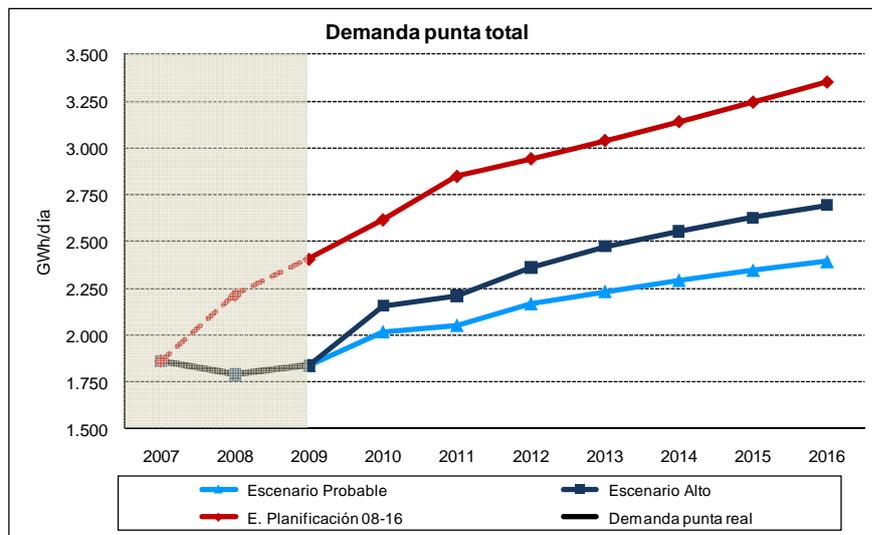


Figura 6.16 Escenario de previsión de la demanda punta de gas natural considerado en la Planificación 2008-2016²⁰ versus escenarios de demanda punta actuales.

²⁰ Al igual que en el caso de la demanda anual, se ha realizado una extrapolación lineal para los años en los que no se dispone de un valor concreto para la punta de consumo.

Escenario Probable	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Incr. medio 2016 vs 2007
Sector convencional	1.135	1.048	1.126	1.147	1.181	1.219	1.260	1.301	1.337	1.366	2,1%
Sector eléctrico	728	741	711	871	871	949	973	992	1.010	1.028	3,9%
TOTAL	1.863	1.789	1.837	2.018	2.052	2.168	2.233	2.293	2.347	2.394	2,8%

Escenario Alto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Incr. medio 2016 vs 2007
Sector convencional	1.135	1.048	1.126	1.161	1.209	1.278	1.352	1.412	1.464	1.511	3,2%
Sector eléctrico	728	741	711	995	1.000	1.083	1.121	1.141	1.162	1.183	5,5%
TOTAL	1.863	1.789	1.837	2.156	2.209	2.361	2.473	2.553	2.626	2.694	4,2%

Figura 6.17 Escenarios de demanda punta actuales.

E. Planificación 2008-16 GTS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Incr. medio 2016 vs 2007
Sector convencional	1.135	1.048	1.126	1.405	1.488	1.538	1.590	1.643	1.698	1.755	5,0%
Sector eléctrico	728	741	711	1.211	1.360	1.404	1.450	1.497	1.546	1.596	9,1%
TOTAL	1.863	1.789	1.837	2.616	2.848	2.942	3.039	3.140	3.244	3.351	6,7%

Figura 6.18. Escenario de demanda punta de la Planificación 2008-2016.

Cabe apuntar que los valores porcentuales estimados de crecimiento de la demanda punta son superiores a los previstos para el consumo anual, de valor 2,8% y 0,8% respectivamente en el caso del escenario probable. Esto deriva básicamente de la necesidad de garantizar el suministro potencial simultáneo de todos los consumos del Sistema, en particular de los ciclos combinados, que en 2009 supusieron un 40% del consumo total. En la actualidad, éstos son utilizados esencialmente como tecnología de “back-up” en el sector eléctrico, cubriendo las puntas de demanda y los defectos de producción de otras tecnologías menos predecibles, como la eólica o la hidráulica (a corto o largo plazo), de modo que su factor de utilización es más reducido que el de la demanda convencional.

6.3.2 Previsiones de tránsitos de gas asociados al Mercado Único Europeo

Bajo un criterio conservador desde el punto de vista de la seguridad de suministro del Sistema, se han tenido en cuenta las hipótesis siguientes.

- Para todas las conexiones internacionales que admiten flujos de gas en ambos sentidos, es decir tanto de exportación como de importación, se ha considerado que éstas son utilizadas exclusivamente en sentido exportador.

- Asimismo, a efectos de cálculo de los índices de cobertura, se ha supuesto una contratación y utilización del 80% de la capacidad de exportación nominal de dichas infraestructuras durante los días de demanda punta.

Las hipótesis anteriores se aplican, por tanto, a todas las interconexiones de España con Portugal y Francia, cuyas capacidades se desglosan en la Figura 6.19, pero no afectan a las interconexiones de Tarifa y Medgaz, dado que éstas son exclusivamente importadoras. En este caso, a efectos de cálculo de los índices de cobertura, se ha considerado la capacidad nominal de importación de ambas entradas.

En cualquier caso, el flujo final a través de las conexiones internacionales será el resultado de la libre actuación de los agentes, siendo la planificación la que ha de posibilitar su desempeño.

(GWh/día)	Inv. 10/11	Inv. 11/12	Inv. 12/13	Inv. 13/14	Inv. 14/15	Inv. 15/16	Inv. 16/17
CI Badajoz – Exportación	134	134	134	134	134	134	134
CI Badajoz - Importación	105	105	105	105	105	105	105
CI BADAJOZ - Valor neto	-29	-29	-29	-29	-29	-29	-29
CI Irún – Exportación	5	5	5	5	5	60	60
CI Irún – Importación	0	0	0	0	0	60	60
CI IRÚN - Valor neto	-5	-5	-5	-5	-5	0	0
CI Larrau – Exportación	30	30	110	165	165	165	165
CI Larrau – Importación	100	100	100	165	165	165	165
CI LARRAU - Valor neto	70	70	-10	0	0	0	0
CI Tuy – Exportación	36	36	36	36	36	36	36
CI Tuy – Importación	12	12	12	12	12	12	12
CI TUY - Valor neto	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24
CI MIDCAT – Exportación						230	230
CI MIDCAT – Importación						180	180
CI MIDCAT - Valor neto	0	0	0	0	0	-50	-50
TOTAL – Exportación	205	205	285	340	340	625	625
TOTAL – Importación	217	217	217	282	282	522	522
TOTAL- Valor neto	12	12	-68	-58	-58	-103	-103

Figura 6.19 Previsión de capacidades netas en las conexiones internacionales con Francia y Portugal

Es preciso apuntar también que para las interconexiones entre Francia y España, en el año 2013 y siguientes se han tenido en cuenta las capacidades resultantes del procedimiento de *Open Season* 2013. No obstante, en la fecha de realización de este

informe se está desarrollando el procedimiento de *Open Season* 2015, que determinará las nuevas infraestructuras de interconexión entre ambos países de manera coordinada.

En consecuencia, dado que aún se desconoce la capacidad resultante para el año 2015 y siguientes, a efectos de este estudio se ha considerado uno de los posibles escenarios que se plantean en la citada *Open Season*, según puede apreciarse en la Figura 6.19, si bien en el apartado siguiente se analiza también la repercusión de la no construcción de MIDCAT ni de la ampliación de la interconexión de Irún sobre los índices de cobertura de la demanda gasista nacional.

6.3.3 Índices de cobertura de la demanda

Una vez actualizadas las estimaciones del consumo anual de gas natural y de la demanda punta, que han dado lugar a una revisión apreciable a la baja de los escenarios considerados en la Planificación 2008-2016, es necesario analizar la repercusión de dicha revisión sobre el índice de cobertura de la demanda. Para ello, a continuación se compara la situación antes y después de tener en cuenta los proyectos de ampliación de la capacidad de entrada que la Propuesta califica como no necesarios antes de 2016.

De acuerdo con las hipótesis citadas en el apartado anterior, para todas las conexiones internacionales que admiten flujos de gas en ambos sentidos se ha considerado que éstas son utilizadas exclusivamente en sentido exportador. Asimismo, a efectos de cálculo de los índices de cobertura, se ha supuesto una contratación y utilización del 80% de la capacidad de exportación nominal de dichas infraestructuras durante los días de demanda punta. Para el resto de las infraestructuras de entrada se ha considerado la capacidad nominal de éstas, sin valorar las posibles restricciones que podría llegar a imponer el sistema de transporte. Solo se incluyen infraestructuras con categoría A. En relación con la fecha de puesta en marcha de nuevos proyectos se ha tenido en cuenta la información remitida por los promotores para la elaboración del informe de seguimiento de las infraestructuras contenidas en el Informe Marco, actualizado periódicamente por esta Comisión. Bajo estas hipótesis, los resultados alcanzados son los que se comentan a continuación (ver Figura 6.20).

Por un lado, teniendo en cuenta la totalidad de los proyectos de ampliación de las infraestructuras de entrada contenidos en la Planificación 2008-2016, con el nuevo escenario de demanda punta probable, el grado de cobertura se situaría entre un 133% y un 158%, según se muestra en la Figura 6.21. Es decir, que el Sistema estaría en condiciones de cubrir completamente la demanda punta prevista y contaría con un margen de seguridad adicional mínimo del 33%, que en el invierno 2014-2015 llegaría a alcanzar incluso el 58%.

Bajo el hipotético caso de no construcción de la interconexión de MIDCAT así como de la no ampliación de la interconexión de Irún, dado que en el supuesto anterior éstas han sido consideradas como infraestructuras de exportación, los índices de cobertura de la demanda nacional indicados en el párrafo anterior se ven incrementados sensiblemente a partir de 2015, en un valor adicional cercano al 10% en ambos escenarios de punta, alto y probable.

Estos márgenes se consideran significativamente elevados, máxime teniendo en cuenta las hipótesis conservadoras asumidas sobre las capacidades disponibles. Incluso en el caso del escenario alto de demanda punta, los márgenes de cobertura se sitúan en valores notablemente elevados, que en ningún caso son inferiores al 24% de dicha demanda, muy por encima del 10% considerado en los criterios de Planificación.

(GWh/día)	Inv. 10/11	Inv. 11/12	Inv. 12/13	Inv. 13/14	Inv. 14/15	Inv. 15/16	Inv. 16/17
Planta de Barcelona	579	579	579	579	579	579	579
Planta de Bilbao	231	231	354	354	354	354	354
Planta de Cartagena	402	402	402	402	402	402	402
Planta de Huelva	402	402	402	402	402	486	486
Planta de Mugardos	131	131	131	250	250	250	250
Planta de Musel			228	286	286	286	286
Planta de Sagunto	347	347	411	411	411	411	411
CI Almería	266	266	266	266	266	266	266
CI Badajoz (80% Cap. Exportación)	-107	-107	-107	-107	-107	-107	-107
CI Irún (80% Cap. Exportación)	-4	-4	-4	-4	-4	-48	-48
CI Larrau (80% Cap. Exportación)	-24	-24	-88	-132	-132	-132	-132
CI Tarifa	355	355	355	355	355	355	355
CI Tuy (80% Cap. Exportación)	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28
CI MIDCAT (80% Cap. Exportación)						-184	-184
AASS Serrablo + Gaviota	149	149	149	149	149	198	247
AASS de Castor			148	148	296	296	296
AASS de Yela				37	83	119	119
AASS Marismas					51	51	51
AASS Las Barreras					9	9	9
AASS El Ruedo						6	6
Yacimientos nacionales	37	37					
TOTAL	2.735	2.735	3.197	3.367	3.621	3.568	3.617

Figura 6.20. Evolución de las capacidades de entrada e interconexión del sistema en el horizonte temporal 2010-2016 (periodos invernales), de acuerdo con lo previsto en la Planificación 2008-2016.

(GWh/día)	Inv. 10/11	Inv. 11/12	Inv. 12/13	Inv. 13/14	Inv. 14/15	Inv. 15/16	Inv. 16/17
Escenario Probable	2.018	2.052	2.168	2.233	2.293	2.347	2.394
Escenario Alto	2.156	2.209	2.361	2.473	2.553	2.626	2.694
Capacidad Nominal (GWh/día)	2.735	2.735	3.197	3.367	3.621	3.568	3.617
Grado de cobertura (E. Probable)	136%	133%	147%	151%	158%	152%	151%
Grado de cobertura (E. Alto)	127%	124%	135%	136%	142%	136%	134%

Figura 6.21. Grados de cobertura en los escenarios de demanda punta probable y alto, de acuerdo con las infraestructuras previstas en la Planificación 2008-2016.

Por otro lado, una vez constatado el holgado margen de cobertura que se obtiene con las infraestructuras consideradas en la Planificación 2008-2016 y teniendo en cuenta los nuevos escenarios de demanda, a continuación se analizan los márgenes de cobertura tras tener en cuenta los retrasos que se incluyen en la Propuesta.

De acuerdo con ésta, los proyectos que afectarían directamente a la capacidad de entrada al Sistema son los que se muestran en la Figura 6.22. Dado que la Propuesta considera que dichos proyectos no serían necesarios en el horizonte temporal de este

estudio 2010-2016 (concretamente, indica que no lo serían antes de 2016), éstos no se han considerado a partir del año en que la Planificación preveía su puesta en marcha, a efectos de calcular los nuevos márgenes de cobertura sin tener en cuenta la capacidad asociada a los mismos.

Ref.	Planta	Proyecto	Fecha de puesta en marcha según Planificación 2008-2016	Capacidad (m ³ (n)/h)
❶	Sagunto	Ampliación emisión a 1.200.000 m ³ (n)/h	2009 (se ha considerado 2010)	200.000
❷	Sagunto	Ampliación emisión a 1.400.000 m ³ (n)/h	2012	200.000
❸	Bilbao	Ampliación emisión a 1.200.000 m ³ (n)/h	2012	400.000
❹	Mugardos	Ampliación emisión a 825.600 m ³ (n)/h	2013	412.800
❺	Musel	Ampliación emisión a 1.000.000 m ³ (n)/h	2013	200.000
❻	Huelva	Ampliación emisión a 1.650.000 m ³ (n)/h	2015	300.000

Figura 6.22. Proyectos de la Planificación 2008-2016 que supondrían un incremento de la capacidad de entrada al sistema pospuestos, considerados en la Propuesta como no necesarios antes de 2016 (calificados con la nueva categoría “R”).

En consecuencia, en el supuesto de la Propuesta, las capacidades de entrada del sistema serían las indicadas en la Figura 6.23. En ella se han sombreado las casillas correspondientes a las infraestructuras y fechas a partir de las cuales no se ha tenido en cuenta la capacidad de entrada de los proyectos calificados como “R” en la Propuesta.

(GWh/día)	Inv. 10/11	Inv. 11/12	Inv. 12/13	Inv. 13/14	Inv. 14/15	Inv. 15/16	Inv. 16/17
Planta de Barcelona	579	579	579	579	579	579	579
Planta de Bilbao	231	231	❸ 231	231	231	231	231
Planta de Cartagena	402	402	402	402	402	402	402
Planta de Huelva	402	402	402	402	402	❻ 402	402
Planta de Mugardos	131	131	131	❹ 131	131	131	131
Planta de Musel			228	❺ 228	228	228	228
Planta de Sagunto	❶ 296	296	❷ 296	296	296	296	296
CI Almería	266	266	266	266	266	266	266
CI Badajoz (80% Cap. Exportación)	-107	-107	-107	-107	-107	-107	-107
CI Irún (80% Cap. Exportación)	-4	-4	-4	-4	-4	-48	-48
CI Larrau (80% Cap. Exportación)	-24	-24	-88	-132	-132	-132	-132
CI Tarifa	355	355	355	355	355	355	355
CI Tuy (80% Cap. Exportación)	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28
CI MIDCAT (80% Cap. Exportación)						-184	-184
AASS Serrablo + Gaviota	149	149	149	149	149	198	247
AASS de Castor			148	148	296	296	296
AASS de Yela				37	83	119	119
AASS Marismas					51	51	51
AASS Las Barreras					9	9	9
AASS El Ruedo						6	6
Yacimientos nacionales	37	37					
TOTAL	2.684	2.684	2.959	2.952	3.206	3.069	3.118

NOTA: Se resaltan las casillas en las que el incremento de capacidad es debido a un proyecto calificado como “R” según la Propuesta, y se referencian a su descripción en la Figura 6.9.

Figura 6.23. Evolución de las capacidades de entrada e interconexión del sistema en el horizonte temporal 2010-2016 (periodos invernales), de acuerdo con lo previsto en la Propuesta.

Según puede observarse en la Figura 6.24, de no considerar la capacidad de entrada de los proyectos pospuestos por la Propuesta, con el nuevo escenario de demanda punta probable el grado de cobertura de ésta se situaría entre un 130% y un 140%. Es decir, que el Sistema cubriría completamente la demanda punta prevista y contaría con un margen de seguridad adicional mínimo del 30% en todos los años del periodo, llegando a alcanzar durante el invierno 2014-2015 un margen del 40%.

Por otro lado, incluso en el escenario alto de demanda punta, se observa que los márgenes de cobertura se sitúan en valores significativamente elevados, que en ningún caso son inferiores al 16% de dicha demanda, muy por encima del 10% considerado en los criterios de Planificación.

De forma análoga al caso anterior, bajo la hipótesis de no construcción de la interconexión de MIDCAT ni de la ampliación de la interconexión de Irún, los índices de cobertura de la demanda nacional indicados en los párrafos previos se ven incrementados sensiblemente a partir de 2015, en un valor adicional cercano al 10% en ambos escenarios, alto y probable, de demanda punta.

En definitiva, incluso teniendo en cuenta el retraso de los proyectos considerado en la Propuesta, se constata que los márgenes de cobertura de la demanda punta prevista en la actualidad son significativamente elevados, superiores al 16% en cualquiera de los escenarios.

(GWh/día)	Inv. 10/11	Inv. 11/12	Inv. 12/13	Inv. 13/14	Inv. 14/15	Inv. 15/16	Inv. 16/17
Escenario Probable	2.018	2.052	2.168	2.233	2.293	2.347	2.394
Escenario Alto	2.156	2.209	2.361	2.473	2.553	2.626	2.694
Capacidad Nominal (GWh/día)	2.684	2.684	2.959	2.952	3.206	3.069	3.118
Grado de cobertura (E. Probable)	133%	131%	136%	132%	140%	131%	130%
Grado de cobertura (E. Alto)	124%	122%	125%	119%	126%	117%	116%

Figura 6.24. Grados de cobertura en los escenarios de demanda punta probable y alto, de acuerdo con lo previsto en la Propuesta.

6.3.4 Sobre la Autonomía de las Plantas de Regasificación

En este epígrafe se compara el impacto de la Propuesta en términos de autonomía de las plantas de GNL, teniendo en cuenta el retraso que se propone tanto sobre proyectos de capacidad de regasificación como sobre proyectos de tanques de almacenamiento.

En primer lugar, en la Figura 6.25, se muestra la evolución de los días de autonomía de las plantas antes de tener en cuenta la Propuesta. En ella, los días de autonomía se han calculado como la relación entre la capacidad de almacenamiento de los tanques (una vez descontado el gas talón) y la capacidad de regasificación nominal de cada planta.

Días de autonomía según Planificación 08-16 (Respecto Cap. Nominal)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Barcelona	6	7	8	8	8	8	8	8
Cartagena	7	10	10	10	10	10	10	10
Huelva	8	10	10	10	10	10	10	10
Bilbao	8	8	8	8	8	8	8	11
Sagunto	10	8	8	9	12	12	12	12
Mugarodos	16	16	16	16	8	8	8	8
Musel			8	8	10	10	13	13
Total PI. Peninsulares	8	9	9	9	9	9	10	10

Figura 6.25. Días de autonomía de las plantas de acuerdo con lo previsto en la Planificación 2008-2016, una vez descontado el gas talón y teniendo en cuenta la capacidad de regasificación nominal de éstas.

Cabe apuntar el incremento progresivo de la autonomía conjunta de las plantas de GNL, que crece desde los ocho días en 2009 hasta los 10 días en 2015 y 2016.

No obstante, es preciso tener en cuenta que el nivel de contratación difiere de unas plantas a otras y que, en 2009, en todas ellas éste fue inferior al 100% de la capacidad nominal. En consecuencia, teniendo en cuenta las capacidades contratadas en lugar de las nominales, situación que refleja de una forma más aproximada la realidad del Sistema, los valores de autonomía que se obtienen son notablemente superiores a los anteriores, de modo que, bajo este supuesto, la autonomía conjunta de las plantas crecería desde los 14 días en 2009, hasta los 18 en 2016.

Por otro lado, en la Figura 6.26, se muestra la evolución de los días de autonomía de las plantas después de tener en cuenta la Propuesta. Al objeto de evitar los posibles errores derivados de la estimación de las contrataciones en cada planta, los cálculos se realizan

nuevamente en base a la capacidad de regasificación nominal de cada una, por lo que, al objeto de comparar el impacto de la Propuesta, los valores obtenidos han de compararse directamente con los de la Figura 6.25.

Días de autonomía de acuerdo con la Propuesta	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Barcelona	6	7	8	8	8	8	8	8
Cartagena	7	10	10	10	10	10	10	10
Huelva	8	10	10	10	10	10	10	10
Bilbao	8	8	8	↑ 12	↑ 12	↑ 12	↑ 12	↑ 12
Sagunto	10	↑ 10	↑ 10	↑ 13	↑ 13	↑ 13	↑ 13	↑ 13
Mugardos	16	16	16	16	↑ 16	↑ 16	↑ 16	↑ 16
Musel			8	8	↓ 8	↓ 8	↓ 8	↓ 8
Total PI. Peninsulares	8	9	9	↑ 10	↑ 10	↑ 10	10	10

Figura 6.26. Días de autonomía de las plantas de acuerdo con lo previsto en la Propuesta, una vez descontado el gas talón. Fuente: GTS y Propuesta.

Según se observa, de las cuatro plantas en las que la Propuesta introduce la modificación de alguno de sus proyectos de ampliación (Bilbao, Sagunto, Mugardos y Musel), tres de ellas ven incrementada su autonomía, mientras que solamente en una, Musel, ésta disminuye ligeramente. No obstante, incluso en este caso la autonomía se sitúa por encima de los ocho días de la capacidad nominal de regasificación de la planta. Esto se traduce en que, en cómputo global, la autonomía de las plantas se ve ligeramente incrementada, de modo que en el periodo 2010-2011 éstas contarían con 9 días de la capacidad de regasificación conjunta, elevándose hasta los 10 días a partir de 2012.

En consecuencia, se constata que los proyectos retrasados por la Propuesta, en ningún caso penalizan la autonomía del conjunto de las plantas de regasificación, ya que coordinan en gran medida la dilación de nuevas capacidades de emisión con la de nuevos tanques de almacenamiento de GNL.

6.3.5 Capacidad de almacenamiento del Sistema gasista

Se considera relevante también analizar la repercusión de la Propuesta y de los nuevos escenarios de demanda sobre la capacidad de almacenamiento global del Sistema.

Para los cálculos de este apartado se ha utilizado la demanda firme del día medio anual correspondiente al escenario probable, asumiendo una proporción del 10% de demanda interrumpible. No se ha computado el gas inmovilizado (talón de los tanques y llenado de tubo) y se ha supuesto que cada planta dispone de espacio libre suficiente para albergar el GNL descargado por un buque de tamaño grande (de valor 900 GWh de gas natural). De acuerdo con la normativa, también se ha considerado el gas colchón que se puede extraer por medios mecánicos, aproximadamente 1/3 de éste. Asimismo, cabe apuntar que como fecha prevista de puesta en marcha de cada infraestructura se ha utilizado la información más actualizada de que dispone esta Comisión, a través del proceso seguimiento de las infraestructuras del Informe Marco o de la información remitida por el Gestor para la elaboración de la nueva edición del Informe Marco.

6.3.5.1 Capacidad de almacenamiento total del Sistema

De acuerdo con los valores reflejados en la Figura 6.27, las infraestructuras de almacenamiento consideradas en la Planificación 2008-2016 dotarían al Sistema de una capacidad máxima que, para el periodo analizado, fluctuaría entre los 36 y los 68 días de la demanda diaria media firme considerada en el Escenario del alto de dicha Planificación.

GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Tanques de GNL Peninsulares	9.887	12.157	13.527	15.367	17.208	17.208	19.048	19.968
Barcelona	2.413	2.842	3.272	3.272	3.272	3.272	3.272	3.272
Cartagena	1.781	2.701	2.701	2.701	2.701	2.701	2.701	2.701
Huelva	1.953	2.873	2.873	2.873	2.873	2.873	3.793	3.793
Bilbao	940	940	940	1.861	1.861	1.861	1.861	2.781
Sagunto	1.861	1.861	1.861	2.781	3.701	3.701	3.701	3.701
Mugarodos	940	940	940	940	940	940	940	940
Musel	0	0	940	940	1.861	1.861	2.781	2.781
AASS (Gas útil + Extraíble por medios mecánicos)	27.500	27.500	27.500	44.935	60.626	69.316	77.440	77.440
Serrablo	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531
Gaviota	17.969	17.969	17.969	17.969	17.969	17.965	24.695	24.695
Castor	0	0	0	17.435	17.435	17.435	17.435	17.435
Yela	0	0	0	0	15.691	15.691	15.691	15.691
Marismas	0	0	0	0	0	7.671	7.671	7.671
Las Barreras	0	0	0	0	0	1.023	1.023	1.023
El Ruedo	0	0	0	0	0	0	1.395	1.395
Poseidón	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ALMACENAMIENTO (GWh)	37.387	39.657	41.027	60.302	77.833	86.524	96.488	97.409
Demanda firme anual Planificación	361.670	448.049	473.400	492.145	511.654	531.961	553.097	575.100

2008-2016 - Escenario GTS								
Demanda firme media diaria	991	1.228	1.297	1.348	1.402	1.457	1.515	1.576
Capacidad de almacenamiento del Sistema (días de demanda media)	38	32	32	45	56	59	64	62

Figura 6.27. Capacidad de los almacenamientos (GNL y Almacenamientos Subterráneos) en relación con la demanda firme prevista en la Planificación 2008-2016.

Por lo que se refiere al valor absoluto de la capacidad total de almacenamiento, la repercusión de la Propuesta es reducida, dado que en su versión actual, como se ha indicado previamente, solo afecta a determinados proyectos de tanques GNL, pero no afecta a ningún proyecto de almacenamiento subterráneo. No obstante, la revisión a la baja que suponen los nuevos escenarios de demanda repercute directamente sobre la capacidad relativa de almacenamiento del Sistema, expresada en días de demanda firme media, según se indica a continuación.

Bajo el escenario actual de demanda, de cumplirse las fechas previstas en el momento presente para los nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo, tiene lugar un incremento apreciable de los días de almacenamiento del Sistema, cuyo valor se sitúa ahora entre los 38 y 81 días a lo largo del periodo analizado (ver Figura 6.28).

GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Tanques de GNL Peninsulares	9.887	12.157	13.527	15.367	15.367	15.367	15.367	15.367
Barcelona	2.413	2.842	3.272	3.272	3.272	3.272	3.272	3.272
Cartagena	1.781	2.701	2.701	2.701	2.701	2.701	2.701	2.701
Huelva	1.953	2.873	2.873	2.873	2.873	2.873	2.873	2.873
Bilbao	940	940	940	1.861	1.861	1.861	1.861	1.861
Sagunto	1.861	1.861	1.861	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781
Mugarodos	940	940	940	940	940	940	940	940
Musel	0	0	940	940	940	940	940	940
AASS (Gas útil + Extraíble por medios mecánicos)	27.500	27.500	27.500	44.935	60.626	69.316	77.440	77.440
Serrablo	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531
Gaviota	17.969	17.969	17.969	17.969	17.969	17.965	24.695	24.695
Castor	0	0	0	17.435	17.435	17.435	17.435	17.435
Yela	0	0	0	0	15.691	15.691	15.691	15.691
Marismas	0	0	0	0	0	7.671	7.671	7.671
Las Barreras	0	0	0	0	0	1.023	1.023	1.023
El Ruedo	0	0	0	0	0	0	1.395	1.395
Poseidón	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ALMACENAMIENTO (GWh)	37.387	39.657	41.027	60.302	75.993	84.683	92.808	92.808
Demanda firme anual Planificación	361.670	363.823	367.378	382.372	394.901	408.417	420.593	429.481

2008-2016 - Escenario GTS								
Demanda firme media diaria	991	997	1.007	1.048	1.082	1.119	1.152	1.177
Capacidad de almacenamiento del Sistema (días de demanda media)	38	40	41	58	70	76	81	79

Figura 6.28. Capacidad de los almacenamientos (GNL y Almacenamientos Subterráneos) de acuerdo con la Propuesta, en relación con la demanda firme del Escenario Probable.

6.3.5.2 Capacidad de almacenamiento de reservas estratégicas y operativas

En relación con el mantenimiento de existencias de seguridad, el Real Decreto 1766/2007 estableció un valor equivalente a 20 días de las ventas firmes de gas, en las siguientes condiciones:

1. 10 días de las ventas firmes en el año natural anterior, en todo momento, en concepto de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Dichas existencias deben mantenerse 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 las ventas firmes en el año natural anterior, que se computarán del siguiente modo:
 - a. 2 días, que se acreditarán como media de los valores diarios en todos 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, 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 los almacenamientos subterráneos son las infraestructuras destinadas al mantenimiento de las reservas estratégicas requeridas por la normativa vigente, equivalentes a diez días de las ventas firmes, a continuación se muestra la capacidad de éstos en exclusiva respecto de dicha demanda, es decir, sin tener en cuenta el resto de infraestructuras de almacenamiento del Sistema. Según se observa en la Figura 6.29, la

incorporación progresiva de los nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo da lugar a un incremento progresivo del número de días de autonomía de éstos, llegando a ofrecer a los usuarios una capacidad de 67 días de la demanda firme media prevista hacia el final del periodo, valor significativamente superior a los ofrecidos habitualmente por el Sistema.

GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
TOTAL AASS (GWh)	27.500	27.500	27.500	44.935	60.626	69.316	77.440	77.440
Demanda firme media diaria	991	997	1.007	1.048	1.082	1.119	1.152	1.177
Capacidad de los AASS (días de demanda media)	28	28	27	43	56	62	67	66

Figura 6.29. Capacidad de los Almacenamientos Subterráneos de acuerdo con la Propuesta, en relación con la demanda firme del Escenario Probable.

6.3.6 Capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos

Por otro lado, resulta necesario también analizar la disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad, es decir, la velocidad a la que se puede llevar dicho gas a los consumidores. A este efecto, en la Figura 6.30 se realiza una comparativa del valor de la emisión conjunta de los almacenamientos subterráneos con la demanda punta del escenario probable y del escenario GTS de la Planificación 2008-2016.

Teniendo en cuenta los datos del nuevo escenario probable de demanda, la incorporación de los nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo supondría un incremento creciente de las posibilidades de cubrir una parte significativa de la demanda punta desde dichas infraestructuras, de modo que en el año 2016 más del 30% de ésta podría llegar a ser suministrada por los almacenamientos subterráneos.

Demanda punta vs capacidad AASS (GWh/día)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Escenario Planificación 2008-2016	2.616	2.848	2.942	3.039	3.140	3.244	3.351
Escenario probable	2.018	2.052	2.168	2.233	2.293	2.347	2.394
Capacidad Producción AASS	149	149	297	334	588	679	728
Cobertura de la demanda con AASS							
Escenario Planificación 2008-2016	5,69%	5,23%	10,09%	10,99%	18,73%	20,93%	21,72%
Escenario probable	7,38%	7,26%	13,70%	14,96%	25,64%	28,93%	30,42%

Figura 6.30 Comparación entre la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos y la demanda punta en el escenario de la Planificación 2008-2016 y la nueva demanda punta probable.

6.3.6.1 Cobertura de la situación de fallo N-1 por los almacenamientos subterráneos

En el análisis comparativo de la capacidad de emisión conjunta de los almacenamientos subterráneos respecto de la capacidad de producción de la planta de Barcelona, a efectos de hacerse una idea de la posible contribución de aquéllos a la cobertura de la demanda en situación de fallo de la mayor de las entradas del Sistema, se obtienen los resultados que se muestran en la Figura 6.31. En ella se distinguen dos situaciones: la sustitución de la capacidad nominal de la planta, lo que constituye el peor de los escenarios posibles y es un caso altamente improbable, y la sustitución de ésta bajo un criterio de contratación similar al valor medio registrado en 2009 en el conjunto de las plantas, que se situó en torno al 70%.

Según puede observarse, el fallo de la planta de Barcelona, asumiendo que el Sistema estuviera haciendo uso de la totalidad de su capacidad nominal, podría llegar a ser cubierto por los almacenamientos subterráneos en una proporción progresivamente creciente, que se vería incrementada desde una cuarta parte de aquélla hasta llegar a cubrir el fallo íntegramente, a partir del año 2014. Asimismo, bajo el escenario de contratación supuesto, los almacenamientos llegarían a ser capaces de sustituir a la planta Barcelona ante el fallo de ésta a partir de 2014, con un margen de cobertura adicional significativo, superior al 80% al final del periodo considerado.

Cobertura fallo de Barcelona con AASS (GWh/día)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad máxima de producción AASS	149	149	297	334	588	679	728
Capacidad máxima de producción Barcelona	562	562	573	573	573	573	573
Capacidad media contratada (%)	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Cobertura con AASS							
Sobre la producción máxima de Barcelona	26,51%	26,51%	51,83%	58,29%	102,62%	118,50%	127,05%
Sobre la producción contratada en Barcelona	37,87%	37,87%	74,05%	83,27%	146,60%	169,28%	181,50%

Figura 6.31 Comparación entre la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos y la capacidad de emisión máxima y contratada en la planta de Barcelona.

6.4 Consideraciones particulares sobre la Propuesta

6.4.1 Sobre las Actuaciones en Plantas de Regasificación que se consideran No-prioritarias (Categoría R)

La Propuesta ha reclasificado a categoría R varias actuaciones relativas a las Plantas de Regasificación de GNL –capacidades de emisión de gas y capacidades de almacenamiento de GNL–, que presentaban, todas ellas, categoría A en la Planificación 2008-2016.

Las actuaciones que entran en la nueva categoría R según la Propuesta, son todas aquellas que se incluyeron por primera vez en la Planificación 2008-2016 con categoría A, más otras 3 que se incluyeron en la Revisión 2005 de la Planificación 2002-2011: la ampliación de la emisión 1.200.00 Nm³/h y el 4^a tanque en la Planta de Bilbao y la ampliación de la emisión a 1.200.000 Nm³/h en la Planta de Sagunto.

En resumen, la Propuesta congela temporalmente estas instalaciones asignando a la nueva Planificación 2012-2020 la labor de considerar la incorporación de las instalaciones con categoría R al Sistema Gasista. No obstante se mantiene con categoría A la capacidad de regasificación (800.000 Nm³/h) que incorpora la nueva planta de regasificación del Musel. Esta capacidad de regasificación es equivalente a la capacidad reclasificada como R en las plantas de regasificación de Bilbao y de Reganosa, con 400.000 y 412.800 Nm³/h, respectivamente. Igualmente, ocurre con la capacidad de almacenamiento de GNL, cuando se mantienen con categoría A la construcción prevista de dos nuevos tanques de GNL en Musel con 300.000 m³ de capacidad de almacenamiento, y se clasifica con categoría R el 4^o tanque de 150.000 m³ de la planta de Bilbao.

En relación con lo anterior cabe indicar que, desde el punto de vista de las inversiones y de los costes de operación y mantenimiento, suele ser más económica la construcción de nuevas capacidades sobre plantas de regasificación ya construidas, que la construcción completa de una nueva planta. Si bien, por el contrario, la construcción de una nueva planta de regasificación supone una mayor diversificación en puntos de entrada al sistema gasista, un menor transporte del gas por tubería y en teoría una menor necesidad de

construir nuevas capacidades de transporte de gas.

Finalmente, y a la vista de la evolución de los índices de cobertura a lo largo del periodo considerado, según los cuales el sistema permitiría suministrar la totalidad de la demanda prevista en situación de punta, junto al tránsito internacional previsto, con unos márgenes adicionales entre el 6 % y el 41%, por encima del índice de cobertura de puntas previsto en la Planificación, del 1,1, en cualquiera de los escenarios de demanda previstos; de la autonomía de las plantas de regasificación; de la capacidad disponible de almacenamiento subterráneo de gas y de la cobertura en situación de fallo n-1; esta Comisión considera adecuada la reclasificación a la categoría “R” o “C” de estas actuaciones que, en todo caso, serán revisadas en la próxima Planificación 2012-2020.

6.4.2 Sobre los gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema (IACT) que se consideran No-prioritarias (Categoría R)

Los gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema, reclasificados a categoría R por la Propuesta por considerarse infraestructuras no prioritarias, son un total de 1.423 km de gasoducto. Estos gasoductos fueron incluidos por primera vez en la Planificación 2008-2016²¹.

Su reclasificación a la nueva categoría R, trae como consecuencia que de todos los gasoductos de tipología IACT incluidos por primera vez en la Planificación 2008-2016 con categoría A o A Urgente, sólo queden sin reclasificar el gasoducto al AASS de Las Barreras (16 km y 18”), el gasoducto al AASS del Ruedo (3 km y 24”), el desdoblamiento de la interconexión Llanera-Otero (1 km y 26”) y el gasoducto Guitiriz-Lugo (30 km y 30”).

De acuerdo con el Documento de Planificación 2008-2016, los gasoductos reclasificados son principalmente infraestructuras asociadas a ampliaciones de la capacidad de emisión de diferentes plantas²² de regasificación, o para dotar de una mayor seguridad al sistema ante posibles fallos de éstas²³.

²¹ Todos salvo el gasoducto Villafranca del Bierzo-Castropodame que, en realidad, ya fue incluido en la Revisión 2005 de la Planificación 2002-2011, pero que la Planificación 2008-2016 incrementó su diámetro para que formara parte del Eje Galicia- Madrid.

²² Tal y como indica la Planificación 2008-2016, los gasoductos Lugo-Villafranca, Villafranca-Castropodame y Castropodame-Zamora se planificaron de manera asociada a la duplicación de la capacidad de producción de la Planta de Reganosa; el gasoducto Zamora-Algete se planificó asociado a esta ampliación y a la de la Planta del Musel; el gasoducto Burgos-Haro, siendo su continuación el

Dada la actual coyuntura de la demanda, y las reclasificaciones de varias actuaciones de ampliación de las Plantas de Regasificación surgidas como consecuencia de la misma, esta Comisión considera adecuado otorgar la categoría “R” (o “C”) a estos gasoductos.

6.4.3 Sobre las Actuaciones en Estaciones de Compresión que se consideran No-prioritarias (Categoría R)

La totalidad de las actuaciones relativas a E.C. planificadas con categoría A que fueron introducidas por la Planificación 2008-2016 –seis ampliaciones de E.C. ya existentes y una nueva E.C. – han sido reclasificadas a categoría R por la Propuesta, de tal modo que con estas modificaciones se volvería a la situación prevista en la Revisión 2005 de la Planificación 2002-2011.

Se considera adecuado que estas siete actuaciones relativas a E.C. se reclasifiquen a categoría “R” (o “C”), en tanto la construcción de las mismas, según indica la Planificación 2008-2016, estaría asociada a las infraestructuras para las cuales, a su vez, se observa que han entrado también en categoría de revisión²⁴.

Además, analizando la evolución de potencia instalada en E.C frente a la evolución de la capacidad transportable o la demanda (ver Figura 6.32), se observa que, durante el periodo 2002 - 2009, la potencia instalada ha tenido un crecimiento anual acumulado del 21%, mientras que la capacidad máxima de transporte ha tenido una tasa de crecimiento del 12% o la demanda del 7%.

Algete-Burgos, se planificó asociado a la ampliación de la Planta del Musel; y el gasoducto Huelva-Almendralejo se planificó asociado a la ampliación de la capacidad de la Planta de Huelva.

23 Tal y como indica la Planificación 2008-2016, la duplicación del gasoducto Villar de Arnedo-Castelnou se planificó para hacer frente al fallo total de la Planta de Barcelona, y el gasoducto Cartagena-Agullent se planificó para permitir la evacuación de la producción total de la Planta de Cartagena sin condicionar el consumo de las CTCC ante posibles fallos de alguna de las otras dos Plantas ubicadas en el Mediterráneo.

24 Según la Planificación 2008-2016, la ampliación de la E.C. de Zaragoza está asociada a la duplicación de los gasoductos Villar de Arnedo-Castelnou y Castelnou-Tivissa para aumentar la capacidad en el Eje del Ebro y garantizar la cobertura ante el fallo de la Planta de Barcelona; la ampliación de la E.C. de Zamora está asociada a las ampliaciones de las Plantas de Reganosa y El Musel; la ampliación de la E.C. de Algete está asociada a los gasoductos Guitiriz-Lugo, Lugo-Villafranca, Villafranca-Castropodame, Castropodame-Zamora y Zamora-Algete; la ampliación de la E.C. de Haro está asociada a la duplicación del gasoducto Burgos-Haro; la ampliación de la E.C. de Crevillente está asociada a la duplicación del gasoducto Cartagena-Agullent; y la ampliación de la E.C. de Almendralejo así como la construcción de la nueva E.C. de La Granja están asociadas a la ampliación de la Planta de Huelva y al nuevo gasoducto Huelva-Almendralejo.

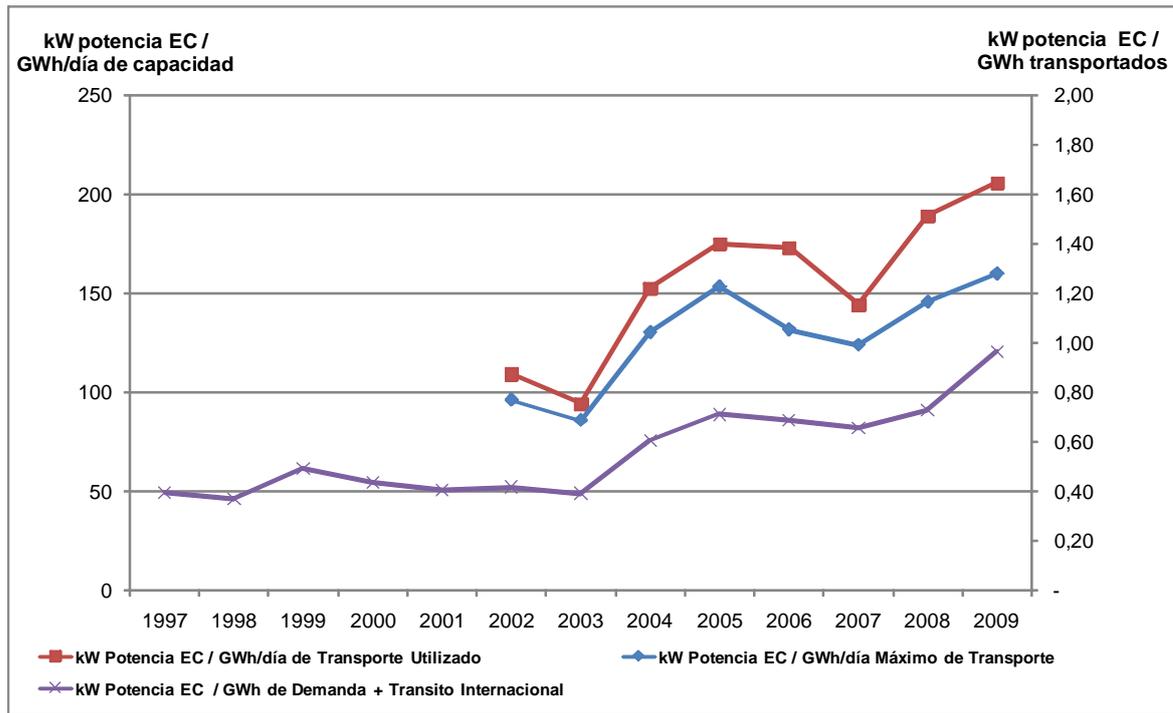


Figura 6.32. Evolución Potencia Instalada en EC vs Capacidad de Transporte y Volumen Anual de Gas en el periodo 1997-2009.

Las inversiones realizadas en EC, han hecho que los ratios de potencia instalada por capacidad de transporte (GWh/día) o por volumen anual de gas transportado (GWh) se hayan duplicado respecto a los valores históricos. Bajo este prisma, y sin otros parámetros que pudieran justificar las inversiones realizadas (como por ejemplo la subsanación de congestiones zonales o el aumento de capacidad de transporte interzonal), se pone de manifiesto que, o bien ha existido una cierta sobre-inversión en este tipo de instalaciones o bien, por el contrario, un posible infra-dimensionamiento de los gasoductos que se han puesto en servicio.

6.4.4 Sobre el Impacto Económico de la Propuesta

La información proporcionada en la Propuesta sobre su impacto económico es escasa, ya que sólo se estima el valor de inversión de las actuaciones incluidas en ella²⁵ y no se hace ningún análisis sobre su posible repercusión en los consumidores, es decir, sobre las necesidades económicas anuales que generan (retribución).

Esta Comisión ha realizado una proyección para el año 2016 de los costes anuales

²⁵ De acuerdo con la Propuesta, la estimación económica se a llevado a cabo utilizando los costes unitarios asociados a cada tipo de actuación según la normativa vigente

asociados a las actividades reguladas, teniendo en cuenta la retribución de las nuevas instalaciones previstas poner en servicio en la Planificación 2008-2016, antes y después de la Propuesta²⁶. Los resultados obtenidos se han comparado con las necesidades económicas para el año 2010 de las actividades reguladas del sector del gas natural calculadas por esta Comisión con motivo de su propuesta de Retribución del año 2010.

De acuerdo con las proyecciones efectuadas, y tal y como recoge la Figura 6.33, la retribución correspondiente al año 2016 asociada a Actuaciones Excepcionales o Reclasificaciones a Categoría A, es de 5 millones de euros. Por su parte, la retribución del año 2016 asociada a instalaciones que se reclasifican en categoría R, B o son Excluidas, o bien reducen sus características técnicas, suponen un monto de 393 millones de euros.

En consecuencia, la retribución evitada en 2016 por las instalaciones incluidas en la Propuesta, ascendería a 388 millones de Euros/año, que en términos unitarios serían aproximadamente 0,81 €/MWh.

²⁶ Para estimar la retribución que se reconocería a las nuevas infraestructuras, 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 las Ordenes y Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publican la retribución de actividades reguladas, y las fórmulas de actualización contempladas en ellas.

Se ha considerado un escenario macroeconómico donde el tipo de interés previsto en los próximos años del bono a 10 años sea de 4,21% y el incremento del IPC, el IPRI y el ICE sea del 2%.

Se ha considerado como fecha de puesta en marcha de los activos la más actualizada, prevista por sus promotores, de acuerdo con la información que se publica en el informe de seguimiento de infraestructuras que elabora periódicamente esta Comisión. No obstante, en aquellos casos en los que la Planificación no indica una fecha concreta de puesta en marcha, se ha adoptado el criterio de fijar ésta en el año 2013, para todos aquellos activos que ya figuraban en el Documento de Revisión de la Planificación 2005-2011, y el año 2016 para aquellos que no figuraban en el citado documento.

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, salvo en el caso de las estaciones de compresión, en los que se ha supuesto una potencia instalada del 16,5 MW cada una.

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.

Retribución Prevista para el año 2016 asociada a Instalaciones incluidas en la Propuesta:				
Instalaciones que suponen Incrementos de Inversión (A)				
En Millones de Euros	Aumento Caract. Tec	Actualización a Categoría A	Actuación Excepcional	Total
Transporte		4,6	0,4	5,0
Instalaciones que suponen Decrementos de Inversión (B)				
En Millones de Euros	Reducción Caract. Tec	Actualización a Categoría B o Excluido	Reclasificación No prioritaria	Total
Transporte	1,9	8,4	160,4	170,7
Regasificación			222,4	222,4
Total	1,9	8,4	382,8	393,1
Retribución Evitada en Millones de Euros (A)-(B)				-388,1
Demanda Prevista en 2016 en GWh				477.201
Retribución Evitada Unitaria €/MWh				-0,81

Figura 6.33 Previsión de Retribución para el año 2016 de instalaciones incluidas en la Propuesta

Tal y como se observa en la Figura 6.34, la Propuesta efectuada supone una reducción del 19% en las necesidades económicas anuales asociadas a las actividades de transporte y regasificación recogidas en la Planificación 2008/2016.

En Millones de €	Necesidades Económicas Sector Gasista		Variación
	Año 2016		
Actividad	Planificación 2008/16	Planificación 2008/16 Tras Propuesta	
Transporte	1.245,17	1.079,52	-13%
Regasificación	770,21	547,79	-29%
Total	2.015,38	1.627,31	-19%

Figura 6.34 Previsión de Necesidades Económicas asociadas a la Planificación 2008/16 antes y después de la Propuesta

El aplazamiento de inversiones, junto con la contracción de la demanda -se reduce un 25% (de 639 TWh a 477 TWh)- tiene un impacto directo en las previsiones de necesidades económicas totales del sector para el año 2016. Tal y como se puede observar en la Figura 6.35, las necesidades económicas totales del sector en el año 2016 se reducen un 12,4% (pasando de 4.743 M€ a 4.165 M€). Tomando como referencia la retribución del año 2010, esta reducción de las necesidades económicas supone que, hasta el año 2016, se espere un crecimiento de las mismas a una tasa anual acumulada del 6,2% (frente al 8,6% previsto en la planificación original).

En Millones de Euros	Necesidades Económicas Sector Gasista			Incremento Anual Acumulado respecto Año 2010	
	Año 2010	Año 2016		De la Planificación 2008/16	De la Planificación 2008/16 Tras Propuesta
		Planificación 2008/16	Planificación 2008/16 Tras Propuesta		
Actividad					
Transporte	760,99	1.245,17	1.079,52	8,6%	6,0%
Regasificación	590,95	770,21	547,79	4,5%	-1,3%
AASS	51,95	687,78	687,78	53,8%	53,8%
Distribución	1.362,07	2.031,28	1.830,57	6,9%	5,1%
Otros (Tasas, Cotas, Plan E3)	133,97	20,36	19,98	-26,9%	-27,2%
Necesidades Económicas Totales	2.899,92	4.754,80	4.165,64	8,6%	6,2%

Figura 6.35 Previsión de Necesidades Económicas del Sector Gasista para los años 2010 y 2016

Este nuevo escenario económico, trasladado a términos unitarios por MWh de demanda, supone que el coste de la red se incremente de 7,17 €/MWh en 2010 a 8,73 €/MWh en 2016, tal y como puede observarse en la Figura 6.36. Es decir, se prevé una tasa de crecimiento anual acumulada del coste unitario de las actividades reguladas del 3,3% frente al 0,6% previsto inicialmente en la Planificación 2008-2016.

La razón fundamental para estos valores es la reducción de la demanda. Tomando como referencia 2010, la demanda prevista originalmente para 2016 en el documento de Planificación, supondría una tasa de crecimiento anual acumulada del 7,9%, mientras que con el nuevo escenario de demanda, esta tasa de crecimiento desciende al 2,8%

	Necesidades Económicas Sector Gasista			Incremento Anual Acumulado respecto Año 2010	
	Año 2010	Año 2016		De la Planificación 2008/16 Original	De la Planificación 2008/16 Tras Propuesta
		Planificación 2008/16	Planificación 2008/16 Tras Propuesta		
Necesidades Economicas Totales (M€)	2.899,92	4.754,80	4.165,64	8,6%	6,2%
Demanda Nacional. Escenario Probable (GWh)	404.248,00	639.000,00	477.201,00	7,9%	2,8%
Demanda Nacional + Transito ⁽¹⁾ . (GWh)	418.830,00	753.375,00	591.576,00	10,3%	5,9%
Necesidades Económicas Unitarias €/MWh					
Con Demanda Nacional	7,17	7,44	8,73	0,6%	3,3%
Con Demanda Nacional + Transito ⁽¹⁾	6,92	6,31	7,04	-1,5%	0,3%

(1) Se ha considerado para 2016 que se utiliza 50% de la Capacidad Anual de Exportación del Sistema Gasista Español

Figura 6.36 Previsión de Necesidades Económicas Unitarias (€/MWh demanda) para año 2010 y 2016

No obstante, si consideramos que a la demanda prevista consumir por la CNE en el mercado español se adiciona una estimación²⁷ del gas en tránsito hacia Francia y Portugal, se puede pasar de un coste unitario medio estimado de 8,73 €/MWh a 7,04

²⁷ Se ha considerado una demanda de gas en tránsito internacional en el año 2016, correspondiente al 50% de la capacidad anual de exportación del sistema gasista español

€/MWh, con lo que los costes unitarios podrían alcanzar un incremento anual acumulado en el periodo 2010-2016 del 0,3%

6.5 Sobre la posibilidad de incluir en la Propuesta con categoría R otras Infraestructuras Planificadas que Amplían la Capacidad de Almacenamiento del Sistema

Como se indicó en apartados anteriores, la Propuesta no aporta información suficiente para poder valorar si el documento responde, o no, a un análisis detallado.

Ante la carencia de información sobre objetivos, criterios e información utilizados para elaborar la Propuesta, esta Comisión considera conveniente aportar una serie de reflexiones para que el MITyC, considere si otras infraestructuras planificadas pueden reclasificarse como No-Prioritarias (categoría R) en el documento definitivo del Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte.

En el Sistema Gasista español la capacidad de almacenamiento viene dada por la suma de la capacidad de almacenamiento de los AASS (en forma de gas natural) y por la capacidad de almacenamiento de los tanques de GNL de las plantas de regasificación (en forma de GNL); por ello, ambas infraestructuras –AASS y Plantas– se han de considerar conjuntamente en lo relativo a la planificación de la capacidad de almacenamiento, si bien teniendo en cuenta, en cada caso, sus especificidades funcionales y operativas.

Aunque la Propuesta propone la reclasificación a la categoría R de diversos tanques de GNL situados en las plantas de regasificación, con lo que ya se estaría actuando sobre la capacidad de almacenamiento del Sistema Gasista, no se indica nada sobre los AASS en fase de estudio o desarrollo para las instalaciones recogidas en la Planificación 2008-2016.

El Documento de Planificación 2008-2016 aprobado, en lo relativo a las instalaciones de AASS, asigna las categorías “A Urgente”, “A”, o “B” a cada instalación, según el caso, pero complementariamente solo recoge información de carácter general y recopilatoria de los distintos proyectos de AASS que se encuentran en fase de estudio o desarrollo,

careciendo el documento de las necesarias referencias al grado de viabilidad o riesgo de cada uno de los proyectos, el coste de inversión de la instalación, o el coste de inversión por unidad de gas almacenada/inyectada/extraída.

En este sentido, tampoco hay referencias a criterios de selección o sobre las posibles prioridades o preferencias de unas instalaciones sobre otras, o la preferencia de unos tipos de emplazamientos sobre otros, siendo estos datos necesarios a la hora de tomar decisiones sobre la conveniencia de asignar una u otra categoría a cada instalación de AASS, o, en su caso, de autorizar administrativamente la ejecución una determinada instalación de AASS, con los correspondientes compromisos económicos que ello puede conllevar.

En este contexto, cabe señalar que recientemente el Consejo de Administración de esta Comisión aprobó, en su sesión celebrada el 25 de marzo de 2010, el *“Informe sobre la consulta de la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con el proyecto de ampliación del almacenamiento subterráneo Gaviota –Proyecto ALGA 1600- de Repsol Investigaciones petrolíferas, S.A., y Murphy Spain Oil Company”*. Entre otros aspectos, el informe analizaba el grado de cobertura de las necesidades de almacenamiento del Sistema Gasista en el periodo 2008-2016 tanto en el supuesto de que se cumpliera la Planificación 2008-2016 como en el supuesto de que no entrase alguno de los AASS planificados con categoría “A” o “A urgente”, con la finalidad concreta de analizar el caso de la ampliación del AASS de Gaviota.

En el análisis de la CNE sobre el grado de cobertura de las necesidades de almacenamiento del Sistema Gasista en el periodo 2008-2016, con y sin la ampliación de Gaviota, se tomaron como referencia los conceptos definidos por el apartado 4.3.3.c), *sobre infraestructuras a construir*, del Documento de Planificación 2008-2016 para caracterizar la capacidad y definir las necesidades de almacenamiento, así como los criterios de diseño para AASS²⁸ y tanques de GNL²⁹ indicados en el Documento de Planificación 2008-2016.

²⁸ -En el capítulo de criterios de desarrollo de la red básica de gas natural de la Planificación 2008-2016, apartado 4.2.5 “Criterios de diseño de los almacenamientos subterráneos”, se indica lo siguiente:

“La capacidad de almacenamiento subterráneo incluida en la planificación obligatoria tiene por objeto garantizar la capacidad operativa y de flexibilidad, de seguridad operativa y de existencias mínimas de seguridad requeridas para el correcto funcionamiento y seguridad del sistema gasista.

Los conceptos definidos por la Planificación 2008-2016 para caracterizar la capacidad y definir las necesidades de almacenamiento del Sistema Gasista son:

- **“Capacidad Operativa”**: es la capacidad de almacenamiento necesaria para la modulación de la oferta de gas a la demanda en situación de operación normal del sistema, se estima para el conjunto del sistema de almacenamiento (GN en AASS más GNL en Plantas) en una capacidad equivalente al consumo de unos 17 días medios del consumo anual del sistema. En concreto, para el caso del almacenamiento de GNL la define como la capacidad máxima de descarga de un buque metanero en cada planta de regasificación más un margen adicional del 50%.
- **“Capacidad de Seguridad Operativa”**: es la capacidad de almacenamiento necesaria para afrontar con garantías alteraciones puntuales no previstas en la operación normal del sistema: olas de frío extremas o prolongadas, cierres de puertos, fallo en alguna instalación de entrada de gas, etc. La capacidad de seguridad operativa se mantendrá para el conjunto del sistema en torno a 7 días medios del consumo anual del sistema. En concreto, la capacidad de seguridad

Por ello, y dada la escasez de capacidad de almacenamiento subterráneo existente en la actualidad, es necesario promover el estudio y desarrollo de las estructuras que a priori puedan resultar viables, con independencia de su ubicación geográfica.

Los almacenamientos subterráneos constituyen el único grupo de infraestructuras gasistas en el que no es posible asegurar la viabilidad técnica de cada instalación sin haber incurrido previamente en una parte muy relevante de la inversión necesaria para su desarrollo.

Por ello, y dado que los costes medios unitarios de inversión y operación que pueden resultar en cada proyecto son suficientemente dispares como para impedir la posibilidad de la fijación y aplicación de valores estándares, la retribución de cada proyecto de almacenamiento deberá establecerse de acuerdo con sus características técnicas singulares con el objetivo de garantizar una rentabilidad mínima razonable a sus promotores.”

Además, tanto en la Planificación 2008-2016 como en la Revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011, se establece lo siguiente al respecto de los almacenamientos subterráneos planificados:

“El desarrollo de nueva capacidad de almacenamiento subterráneo es necesario para adecuar la capacidad de almacenamiento total del sistema gasista a las necesidades existentes motivadas por la práctica total dependencia de aprovisionamiento de gas natural con el exterior, así como por la obligación legalmente establecida de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad”

En relación con las existencias mínimas, cabe señalar que el artículo 17 del Real Decreto 1716/2004 de 23 de julio, modificado por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, sobre “Contabilización de existencias mínimas de seguridad de gas natural” fija las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico en 10 días equivalentes de las ventas firmes en el año natural anterior, debiendo mantenerse dichas existencias estratégicas en almacenamientos subterráneos de la red básica.

²⁹ *-Para el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL de cada una de las plantas de regasificación del sistema gasista español, el Documento de Planificación 2008-2016, consideró los siguientes criterios:*

“Capacidad de almacenamiento frente a posibles contingencias meteorológicas (cierres de puertos). 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 días, si la planta se encuentra ubicada en el Mediterráneo, o 4 días, si la planta en cuestión se encuentra emplazada en el Atlántico o en el Cantábrico. Es decir, la capacidad de almacenamiento operativa total de cada una de las plantas debería situarse, según lo anteriormente descrito, entre los seis y los ocho días de su capacidad nominal de producción.

Adicionalmente a la capacidad anterior, las plantas de regasificación deberán disponer de una capacidad de almacenamiento de GNL que permita disponer de una autonomía de al menos otros 3 días de producción nominal. De acuerdo con los criterios de diseño anteriores y según los incrementos de almacenamiento de GNL y de capacidad de emisión nominal planificados, la totalidad de las plantas de regasificación dispondrán de un nivel de autonomía para producción nominal que oscilará entre los 8 días de la planta de regasificación de Barcelona y los 13 días de la planta de Regasificación de El Musel.”

operativa en plantas de GNL la fija en 3 días de autonomía para una producción continuada de cada planta a su capacidad nominal, y para los almacenamientos subterráneos se considera como el 20% de la capacidad operativa de los mismos

- **“Resto de Capacidad Disponible en Almacenamientos”**: se calcula descontando la capacidad operativa y de seguridad operativa, del total de capacidad de almacenamiento del sistema. Esta capacidad podría destinarse para el almacenamiento de reservas estratégicas que permitan al Sistema Gasista, dada su práctica total dependencia exterior para su abastecimiento de gas natural, hacer frente a situaciones de reducción o caída sostenida de una de las fuentes principales de abastecimiento junto con la imposibilidad de acceso a fuentes alternativas de aprovisionamiento en los mercados internacionales, o a cualquier otro fin si así se considera oportuno como, por ejemplo, para su uso comercial (trading de gas).

De manera análoga al análisis realizado por esta Comisión para el proyecto de ampliación de Gaviota, a continuación se realiza un análisis similar, pero más genérico, sobre la capacidad de almacenamiento del Sistema Gasista en la situación prevista para el año 2016, con objeto de determinar, si para el año 2016, habría capacidad de almacenamiento por encima de los días de almacenamiento del consumo medio diario previsto en la Planificación 2008-2016.

Para realizar este análisis se han utilizado las previsiones de demanda de gas del GTS utilizadas en la Planificación 2008-2016, las últimas previsiones de demanda, recogidas en el epígrafe 6.3.1 de este informe, junto con las capacidades de almacenamiento previstas para el año 2016, tanto en plantas de GNL como en los AASS, según la Planificación 2008-2016, y según la Propuesta.

Primeramente, se calculan para el año 2016, bajo los supuestos de instalaciones contemplados en la Planificación 2008-2016 y en la Propuesta, y para los distintos escenarios de demanda indicados, los días disponibles de almacenamiento para el consumo medio diario, tanto para el total del almacenamiento libre (GNL+AASS), como para el almacenamiento libre en AASS. Estas capacidades libres se calculan una vez descontadas las capacidades necesarias para cubrir las necesarias capacidades operativa y de seguridad operativa.

CÁLCULO Y COMPARATIVA DE LA CAPACIDAD ALMACENAMIENTO LIBRE		SITUACIÓN AÑO 2016		
		INSTALACIONES SEGÚN PLANIF. 2008-2016	INSTALACIONES AASS SEGÚN PLANIFICACIÓN Y GNL SEGÚN PROPUESTA	
		Demanda escenario GTS Planif. 2008-2016	Demanda CNE escenario Probable	Demanda CNE escenario Alto
DEMANDA ANUAL(1) (GWh)		575.100	429.481	473.018
(A) = CAPACIDAD ALMAC. TOTAL SISTEMA (GWh)	PLANTAS GNL	26.268	21.667	21.667
	AASS	77.440	77.440	77.440
	TOTAL SISTEMA	103.708	99.107	99.107
(B) = NECESIDAD CAPACIDAD OPERATIVA (GWh) - 17 días	PLANTAS GNL	9.831	9.831	9.831
	AASS	16.954	10.172	12.200
	TOTAL SISTEMA	26.785	20.003	22.031
(C) = NECESIDAD CAPACIDAD SEGURIDAD OPERATIVA (GWh) - 7 días	PLANTAS GNL	7.797	6.789	6.789
	AASS	3.232	1.448	2.283
	TOTAL SISTEMA	11.029	8.237	9.072
(D = A-B-C) CAPACIDAD LIBRE PARA ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO O DE MERCADO (GWh)	PLANTAS GNL	8.639	5.047	5.047
	AASS	57.254	65.821	62.958
	TOTAL SISTEMA	65.893	70.867	68.004
DÍAS CAPACIDAD LIBRE PARA ALMACENAMIENTO (AASS+GNL)	TOTAL SISTEMA	41,8	60,2	52,5
DÍAS CAPACIDAD LIBRE PARA ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO EN AASS	TOTAL SISTEMA	36,3	55,9	48,6

Figura 6.37 Días de Almacenamiento en el Sistema Gasista para el año 2016 previstos en la Planificación 2010- 2016

Tras dichos cálculos, se obtiene que, con la demanda y la capacidad de almacenamiento prevista por la Planificación 2008-2016, se obtiene una capacidad libre para almacenamiento (GNL+AASS) de 41,8 días y una capacidad libre en AASS para el almacenamiento estratégico de 36,3 días de consumo medio diario.

Por su parte, con la demanda de la CNE y la capacidad de almacenamiento prevista por la Propuesta, dispondríamos de una capacidad de almacenamiento en AASS en días entre un 34% y un 54% superior a la capacidad estimada como adecuada en la Planificación 2008-2016, al pasar de una capacidad libre de almacenamiento en AASS de 36,3 días a 48,6 días, o a 55,9 días, dependiendo respectivamente del escenario de demanda considerado, alto o probable.

En la siguiente figura, se calculan para el año 2016, la capacidad necesaria en AASS para mantener una capacidad para el almacenamiento estratégico de 36,3 días de consumo medio diario prevista por la Planificación 2008-2016, manteniendo el almacenamiento en GNL recogido en la Propuesta, y calculando el AASS necesario de acuerdo con los dos escenarios de demanda de gas actualmente previstos por la CNE (probable y alto). De forma complementaria, se determina también la capacidad total de almacenamiento del sistema.

CÁLCULO DEL AASS NECESARIO PARA DISPONER DE 36,3 DIAS DE ALMACENAMIENTO LIBRE		INSTALACIONES GNL SEGÚN PROPUESTA	
		Demanda CNE escenario Probable	Demanda CNE escenario Alto
DEMANDA ANUAL(1) (GWh)		429.481	473.018
DÍAS CAPACIDAD LIBRE PARA ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO EN AASS	TOTAL SISTEMA	36,3	36,3
(A) CAPACIDAD LIBRE PARA ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO O DE MERCADO (GWh)	AASS (A1 = 36,3/365 X DEMANDA)	42.681	47.018
	PLANTAS GNL (A2)	5.047	5.047
	TOTAL SISTEMA (A1+ A2)	47.727	52.064
(B) = NECESIDAD CAPACIDAD OPERATIVA (GWh) - 17 días	AASS	10.172	12.200
	PLANTAS GNL	9.831	9.831
	TOTAL SISTEMA	20.003	22.031
(C) = NECESIDAD CAPACIDAD SEGURIDAD OPERATIVA (GWh) - 7 días	AASS	1.448	2.283
	PLANTAS GNL	6.789	6.789
	TOTAL SISTEMA	8.237	9.072
(D = A+B+C) CAPACIDAD ALMAC. TOTAL SISTEMA (GWh)	AASS	54.300	61.500
	PLANTAS GNL	21.667	21.667
	TOTAL SISTEMA	75.967	83.167

Figura 6.38 Cálculo del AASS necesario para disponer de 36,3 días de almacenamiento libre, para los escenarios de demanda previstos por la CNE

Comparando la capacidad necesaria en AASS para mantener el almacenamiento estratégico de 36,3 días de consumo medio diario prevista por la Planificación 2008-2016, con la capacidad en AASS disponible, en el supuesto de mantener las inversiones en AASS prevista, se observa que existe un exceso de capacidad de AASS sobre la planificada entre 15.940 y 23.140 GWh, en función de la demanda.

CAPACIDAD DE AASS	INSTALACIONES GNL SEGÚN PROPUESTA	
	Demanda CNE escenario Probable	Demanda CNE escenario Alto
PREVISTA EN PLANIFICACIÓN 2008-2016 EN GWh	77.440	77.440
NECESARIA PARA 36,3 DÍAS DE AASS ESTRATÉGICO EN GWh	54.300	61.500
EXCESO DE CAPACIDAD DE AASS SOBRE NECESIDADES EN GWh	23.140	15.940

Figura 6.39 Exceso Necesidades de Almacenamiento Subterráneo en GWh en 2016, según los escenarios de demanda previstos por la CNE

En consecuencia, con los actuales escenarios de demanda hay una necesidad de disponer de capacidad en AASS en el año 2016 de entre 54.300 y 61.500 GWh, y ello, en la hipótesis de no modificar los supuestos contemplados en la Planificación 2008-2016, de 36,3 días para el almacenamiento estratégico y comercial, y de 24 días para el almacenamiento operativo.

Por otro lado, en relación con la seguridad de suministro, el artículo 98 de la Ley 34/1998 establece que los comercializadores y los consumidores directos en mercado estarán obligados a disponer de unas existencias mínimas de seguridad que vendrán expresadas en días equivalentes de sus ventas firmes en territorio español. Asimismo, indica que el Gobierno determinará en función de las disponibilidades del sistema el número de días equivalentes de existencias mínimas de seguridad y que reglamentariamente se determinará la parte de existencias mínimas de seguridad que tendrán carácter estratégico y los sujetos encargados de su constitución, mantenimiento y gestión.

A dichos efectos, el artículo 17 del Real Decreto 1716/2004 de 23 de julio, modificado por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, sobre "*Contabilización de existencias mínimas de seguridad de gas natural*" fija las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico en 10 días equivalentes de las ventas firmes en el año natural anterior, debiendo mantenerse dichas existencias estratégicas en almacenamientos subterráneos de la red básica, y de unas existencias de carácter operativo equivalentes a 10 días de sus ventas firmes.

Por tanto, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en el ejercicio de sus competencias y en función de la capacidad de AASS disponible en cada momento podrá variar el número de días equivalentes de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico, y operativo.

A modo de resumen, procede indicar que la necesidad de construir nueva capacidad de AASS depende primordialmente y en primer lugar de la demanda de gas esperada y de las necesidades de almacenamiento estratégicas y operativas que el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo estime adecuadas en cada momento, y sobre las que establezca la obligación de mantener almacenadas por los comercializadores. Y, en un segundo lugar, dicha nueva capacidad de AASS a construir dependerá de las necesidades de AASS que la regulación estime necesaria para el uso comercial (trading de gas) por los comercializadores, en los almacenamiento designados de carácter básico.

Sobre el uso comercial de los almacenamientos subterráneos.

En lo referente al uso de la capacidad de almacenamiento de los AASS conviene distinguir entre la capacidad destinada al almacenamiento estratégico y a las capacidades operativas y de seguridad operativas, de las capacidades destinadas a un uso comercial. Si bien las primeras capacidades de almacenamiento serán necesariamente utilizadas por los comercializadores porque la regulación así lo impone, las capacidades destinadas a los usos comerciales pueden tener un uso más incierto³⁰.

Las razones o motivos por las que los comercializadores puedan tener interés, o no, en un momento determinado para contratar una capacidad de AASS para usos comerciales, dependen en cada momento de factores de oportunidad, tales como: las relaciones entre los precios del gas en los mercados mayoristas en diferentes momentos (principalmente entre verano e invierno), de las expectativas de un mercado largo o corto de gas, del coste del propio uso del almacenamiento, etc., factores que determinan que el uso de los AASS para finalidades comerciales sea una actividad de carácter volátil, con incertidumbre y riesgo.

Es por ello, que es necesario que desde el lado de la regulación y de la planificación, se asuma y se tenga en cuenta, que la construcción de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo cuyo uso vaya más allá de las necesidades de

³⁰ Sobre esta incertidumbre de uso conviene poner de manifiesto el hecho que, en la reciente subasta de la capacidad de AASS, para el periodo abril 2010 a marzo 2011, se dio la posibilidad de pujar a los comercializadores a precios inferiores al correspondiente al canon de almacenamiento subterráneo aplicable en dicho periodo, ante el riesgo de que la subasta pudiera quedar desierta. Finalmente la subasta cerró a un precio inferior al del canon de de almacenamiento subterráneo, lo que indica la posible volatilidad de la demanda de uso de los AASS.

almacenamiento reguladas y obligatorias (almacenamiento estratégico, operativo y de seguridad operativa), o sea, un uso comercial, tiene una significativa componente de riesgo, que puede dar lugar a la construcción de AASS que finalmente puedan ser infrutilizados, debido a la coyuntura y a las necesidades de almacenamiento de los comercializadores en cada momento. Ello, podría ocasionar que las inversiones en las nuevas infraestructuras de AASS no fueran económicamente autosuficientes, y que los costes de la actividad de AASS tuvieran que finalmente ser soportados económicamente con los ingresos provenientes del resto de las actividades reguladas.

Por tanto, esta Comisión recomienda que la construcción de nueva capacidad en AASS cuyo uso por los comercializadores sea para fines comerciales solo sea incluida en la planificación con categoría “A” o “A urgente”, una vez que los comercializadores, verdaderos usuarios de los AASS, hayan adquirido los compromisos de uso y económicos que correspondan para retribuir a los nuevos AASS, y, que con ello, se garantice la autosuficiencia económica de dichas instalaciones.

Para ello, se considera necesario que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio solicite a los comercializadores que manifiesten su grado de compromiso por contratar nueva capacidad de AASS para un uso comercial, debiendo tener dichos compromisos de uso y económicos carácter vinculante y a largo plazo. Esto es, mediante la realización de una “*Open Season*” o una subasta específica al efecto.

En la Figura 6.40 se indican los almacenamientos previstos para el año 2016 en la Planificación 2008-2016, con indicación de su estado actual: “en uso”, categoría “A” o “A urgente”, y en su caso, las fechas de otorgamiento de la concesión de explotación de la instalación como AASS.

Capacidad Almacenamiento en AASS para el año 2016 (Planificación 2008-2016)			
AASS	Volumen Operativo GWh ⁽¹⁾	R.D. Concesión Explotación como AASS	CATEGORIA PLANIFICACIÓN 2008-2016
Gaviota	17.965	R.D. 1804/2007, de 28 diciembre	En Uso
Serrablo	9.531	D. A. 4ª Ley 12/2007, 2 de julio	En Uso
ALGA 1600 (sólo ampliación)	6.730	Pendiente	A Urgente
Yela	15.691	R.D. 1061/2007, de 20 de julio	A Urgente
Cástor	17.435	R.D. 855/2008, de 16 de mayo	A Urgente
Marismas (I y II)	7.671	Pendiente	A Urgente
Poseidon	N.D.	Pendiente	A Urgente
Las Barreras	1.023	Pendiente	A
El Ruedo	1.395	Pendiente	A
TOTAL Escenario BASE	77.441		

(1): Se incluye el gas extraíble por medio mecánicos

Figura 6.40. Capacidad de Almacenamiento de los AASS planificada para el año 2016 en GWh

A la vista de la figura cabe indicar que actualmente se dispone de un primer grupo de AASS: Gaviota y Serrablo en plena fase de operación comercial, con una capacidad conjunta de 27.496 GWh. Que hay un segundo grupo de AASS: Yela y Castor, en fase avanzada de inversión y con concesión de explotación de AASS otorgada, que cuentan una capacidad conjunta de 33.126 GWh. Y, que hay un tercer grupo de futuros AASS: Marismas, Poseidón, Las Barredas y El Ruedo, y la ampliación del AASS de Gaviota, que se encuentran en fase de investigación y estudio como AASS, sin concesión de explotación de AASS otorgada, y que cuentan una capacidad conjunta de 16.819 GWh.

Entre el primer y segundo grupo de AASS se alcanza una capacidad de almacenamiento de 60.622 GWh, valor que se encuentra en la parte alta del intervalo calculado por la CNE como la capacidad necesaria de AASS para el año 2016, de entre 54.300 y 61.500 GWh. Por lo tanto, sería sobre este tercer grupo³¹ de instalaciones de AASS, en fase de investigación y estudio como posibles AASS, sobre el que cabría adoptar la medida de reclasificar a categoría "R" en el *Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte de Energía Eléctrica y Gas* que finalmente se apruebe, para que, dentro del proceso abierto para la Planificación 2012-2020 y tras los oportunos estudios y decisiones

³¹ No parece oportuno, en una primera aproximación, reclasificar a "R" los AASS del segundo grupo dado que cuentan con concesión de explotación de AASS otorgada y con significativas inversiones en curso. Ninguno de los AASS del tercer grupo por volumen o por inversión, podría reemplazar a alguno de los AASS del segundo grupo en desarrollo.

del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre las necesidades de almacenamiento estratégico, de capacidad operativa y de seguridad operativa, y de los compromisos de los comercializadores para el uso de los nuevos AASS, se proceda a reclasificar a cada AASS de los incluidos en grupo tercero en la categoría que le corresponda, .

A título informativo, se ha de indicar que los posibles ahorros sobre las necesidades económicas anuales del sistema gasista, que supondría la reclasificación a “R” de instalaciones de AASS del tercer grupo, serían significativos. En el *“Informe de la CNE sobre la consulta de la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con el proyecto de ampliación del almacenamiento subterráneo Gaviota –Proyecto ALGA 1600- de Repsol Investigaciones petrolíferas, S.A., y Murphy Spain Oil Company”* estimó unos costes anuales para retribuir sólo este proyecto entre 257 y 314 millones de €/año. Ello supondría un incremento de alrededor del 10% del coste de todas las actividades reguladas en conjunto (incluyendo transporte, regasificación, AASS y distribución).

Adicionalmente, cabe indicar que la Ley 34/1998 establece una diferenciación entre los AASS básicos y no básicos. A los primeros se los incluye entre las instalaciones de la red básica, con derecho de acceso regulado y remuneración también regulada. En el caso de los almacenamientos no básicos el acceso será negociado y se establecerán reglamentariamente los criterios para el acceso a las instalaciones que serán transparentes, objetivos y no discriminatorios, quedando estas instalaciones excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

Conviene poner de manifiesto que esta distinción entre instalaciones de AASS, básicas y no básicas, puede generar situaciones de arbitraje en el uso de las mismas, dependiendo de los precios que se establezcan por el uso de cada una de ellas. Especialmente, si entre los AASS básicos se encontrasen las instalaciones más caras respecto a los AASS no básicos, podría ocurrir, que los ingresos regulados por el uso de los AASS básicos no fueran suficientes para cubrir sus costes al quedar infrutilizados. En consecuencia, conviene tener en cuenta esta circunstancia a la hora de asignar los AASS como básicos o no.

En consecuencia, esta Comisión propone que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio incluya en el “Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte de

Energía Eléctrica y Gas”, las necesidades para el año 2016 de almacenamiento subterráneo de carácter estratégico, operativo y de seguridad operativa, y que en función de las anteriores necesidades, y de las concesiones de explotación otorgadas y del grado de progreso de las inversiones realizadas, defina los AASS básicos necesarios, a los que asignaría las categorías “A” y ”A urgente”, y que, en su caso, proceda a reclasificar a categoría “R” o “C” las restantes instalaciones de AASS.

Asimismo, esta Comisión propone que la construcción de nueva capacidad en AASS cuyo uso sea para fines comerciales de los comercializadores solo sea incluida en la planificación con categoría “A” o “A urgente”, una vez que los comercializadores hayan adquirido los compromisos de uso y económicos, que correspondan, y que con ellos, se garantice la autosuficiencia económica de la realización de dichas instalaciones. Para ello, se considera necesario que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio verifique el interés de los comercializadores por contratar capacidad de AASS para un uso comercial, con carácter vinculante y a largo plazo, mediante la realización de una “*Open Season*”, subasta de largo plazo, o mecanismo equivalente.

7 CONCLUSIONES

7.1 De carácter general

1. Primeramente indicar que esta Comisión considera oportuno y conveniente la Propuesta de *“Programa anual de instalaciones de las redes de transporte de energía eléctrica y gas”* enviada por la Secretaria de Estado de Energía, que entre otros aspectos, tiene el objeto de revisar la necesidad de algunas infraestructuras de gas y de electricidad planificadas para el año 2016, para tener en cuenta, en tiempo útil, las consecuencias de la actual crisis económica sobre la demanda de gas y de electricidad.
2. Que la Propuesta, por las circunstancias argumentadas, relativas a las consecuencias de la actual crisis económica, sobrepasa el alcance y el ámbito temporal previsto en la normativa vigente, convirtiéndose *de facto* la Propuesta en una revisión provisional de la Planificación 2008-2016. No obstante, se deja para el nuevo ejercicio de Planificación 2012-2020 la evaluación definitiva de las instalaciones reclasificadas a la categoría “R”.
3. Que la Propuesta carece de información detallada justificativa del por qué de las actuaciones presentadas.
4. Se considera necesario que la Propuesta indique explícitamente los criterios que se han aplicado para realizar los cambios propuestos, y en particular, aquellos que determinan qué instalaciones planificadas se actualizan y/o que se reclasificación a categoría “R”.

7.2 Sobre el Sector Eléctrico

1. Se considera necesario que la Propuesta indique explícitamente los escenarios de demanda eléctrica, a nivel nacional y por zonas, considerados hasta el año 2016, ya que son la base de los cambios propuestos.

2. Se considera necesario que por parte del Operador del Sistema se estudien nuevamente todas las actualizaciones que obedezcan a inviabilidades físicas para la ampliación de subestaciones existentes, en aras a buscar, si ello es posible, soluciones alternativas más económicas que las planteadas consistentes en “duplicar” tales subestaciones.
3. Se considera necesario que por parte del Operador del Sistema se justifique con mayor detalle las alternativas propuestas consistentes en la realización de una nueva subestación en lugar de proceder a la renovación de las protecciones de subestaciones existentes.
4. Se considera necesario que antes de proceder a la aprobación, en su caso, del Programa Anual, por parte del Operador del Sistema se analicen los comentarios, y en su caso se realicen los oportunos estudios, que sobre las actualizaciones puntuales, actuaciones excepcionales y otras instalaciones se recogen a lo largo del Apartado 5 del presente Informe.

7.3 Sobre el Sector Gasista

1. Que para un más correcto desarrollo en el futuro de la Planificación del Sector de Gas Natural, se considera necesario desarrollar, mediante el correspondiente detalle reglamentario, los principios establecidos en el artículo 4, de la Ley 34/1998, relativo a la Planificación en materia de hidrocarburos, al igual que el sector eléctrico desarrolla en el Capítulo II, del Título II, del Real Decreto 1955/2000, los principios establecidos en el artículo 4, de la Ley 54/1997, relativos a la planificación eléctrica. Y ello, sin perjuicio de la adecuada coordinación entre la planificación del sector eléctrico y el sector de gas natural.
2. Se considera adecuado la aplicación de controles y medidas correctoras periódicas sobre la planificación, tal y como ya sugirió esta Comisión en su Informe sobre el Documento de Planificación 2008-2016.

3. Se considera necesario que la Propuesta indique explícitamente los escenarios de demanda de gas natural considerados hasta el año 2016, ya que son la base de los cambios propuestos
4. Se considera necesario disponer de la correspondiente valoración y evaluación de las posibles consecuencias jurídicas y económicas que podría tener para el sistema gasista, la reclasificación a categoría “R” de infraestructuras incluidas en la Planificación 2008-2016 con categoría “A” o “A urgente” y que disponen de autorización administrativa otorgada.
5. De acuerdo con los escenarios de demanda diaria punta previstos por la CNE para el periodo 2010-2016, incluida la demanda de exportación, y teniendo en cuenta las infraestructuras previstas por la Propuesta, se obtienen unos índices de cobertura entre un 130% y un 140% para el escenario de demanda diaria punta probable, y entre un 126% y un 116% para el escenario de demanda diaria punta alto. Siendo estos índices de cobertura superiores, en cualquier caso, al 110% previsto por la Planificación 2008-2016. En el caso, de no construcción de la interconexión de MIDCAT ni de la ampliación de la interconexión de Irún, los índices de cobertura de la demanda nacional indicados en los párrafos previos se ven incrementados sensiblemente a partir de 2015, en un valor adicional cercano al 10% en ambos escenarios, alto y probable, de demanda punta.
6. Teniendo en cuenta la situación prevista para el año 2016 de los índices de cobertura de la demanda de gas, de la autonomía de las plantas de regasificación, de la capacidad disponible de almacenamiento subterráneo de gas y de la cobertura en situación de fallo n-1, esta Comisión considera adecuada la reclasificación a “R” de las actuaciones contenidas en la Propuesta, que en todo caso, serán revisadas en la próxima Planificación 2012-2020.
7. La Propuesta no realiza ninguna consideración ni actuación en referencia a las instalaciones de almacenamiento subterráneo. En este sentido:
 - a. Dado que las necesidades de disponer de nueva capacidad de AASS depende primordialmente y en primer lugar de la demanda de gas esperada y de las necesidades de almacenamiento estratégicas y operativas que el

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo estime adecuadas en cada momento.

- b. Dado que la demanda esperada de gas actualmente para el año 2016 es sensiblemente inferior a la prevista en la Planificación 2008-2016.
- c. Dado que la retribución de las nuevas instalaciones de AASS son realmente relevantes, pudiendo significar, según el caso, hasta incrementos de alrededor del 10% del coste de todas las actividades reguladas.
- d. Dado que con los actuales escenarios de demanda previstos por la CNE se estima hay una necesidad de disponer de capacidad en AASS en el año 2016 de entre 54.300 y 61.500 GWh, y ello, en la hipótesis de no modificar los supuestos contemplados en la Planificación 2008-2016, de una necesidad de 36,3 días para el almacenamiento estratégico y comercial, y de 24 días para el almacenamiento operativo.

En consecuencia de todo lo anterior, y puesto que la capacidad de AASS prevista construir en la Planificación 2008-2016 llega hasta un total de 77.440 GWh, esta Comisión estima que puede existir un exceso de capacidad de AASS entre 15.940 y 23.140 GWh sobre la capacidad planificada.

Por tanto, esta Comisión propone, en aras a optimizar los costes del sistema gasista, que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio defina e incluya en el “Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte de Energía Eléctrica y Gas”, las necesidades para el año 2016 en GWh de capacidad de almacenamiento subterráneo de carácter estratégico, operativo y de seguridad operativa, y que en función de las anteriores necesidades, y de las concesiones de explotación otorgadas y del grado de progreso de las inversiones realizadas en cada instalación, defina los AASS básicos necesarios, a los que asignaría las categorías “A” y “A urgente”, y que, en su caso, proceda a reclasificar a categoría “R” o “C” las restantes instalaciones de AASS.

Asimismo, esta Comisión propone que la construcción de nueva capacidad en AASS cuyo uso sea para fines comerciales de los comercializadores solo sea

incluida en la planificación con categoría “A” o “A urgente”, una vez que los comercializadores hayan adquirido los compromisos de uso y económicos, que correspondan, y que con ellos, se garantice la autosuficiencia económica de la realización de dichas instalaciones. Para ello, se considera necesario que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio verifique el interés de los comercializadores por contratar capacidad de AASS para un uso comercial, con carácter vinculante y a largo plazo, mediante la realización de una “Open Season”, subasta de largo plazo, o mecanismo equivalente.

8. Hay que resaltar la existencia de inadecuados incentivos económicos a las empresas a la hora de solicitar la construcción de una línea como instalación de transporte en vez de instalaciones de distribución. Ello es debido a que las instalaciones de transporte tienen una retribución individualizada, mientras que las instalaciones de distribución se retribuyen por el número de consumidores captados y por el gas vehiculado por las instalaciones. Por tanto, esta Comisión considera que desde la Planificación se deben tener en cuenta estos incentivos económicos inadecuados a la hora de admitir en la Planificación como gasoductos de transporte (presión superior a 16 bar), instalaciones que claramente se pueden y deben construir como instalaciones de distribución (presión inferior o igual a 16 bar), especialmente, en instalaciones con escasa longitud.
9. Se ha de hacer notar que gasoductos como el Zamora-Algete (diámetro 32”) y Burgos- Algete (diámetro 26”) discurren en paralelo en el tramo comprendido entre las posiciones B-13 (T.M. Corralejo) hasta B-18 (T.M. Algete), con una longitud aproximada de 100 km. Se considera que se ha de evitar la construcción de este paralelismo, planificando un único gasoducto con un diámetro con capacidad equivalente a la de los dos gasoductos en paralelo.
10. No se considera necesario incluir las variantes de gasoductos entre las instalaciones a incluir en la Planificación, pues son modificaciones puntuales del trazado de los gasoductos ya construidos que no incrementa la capacidad de las instalaciones, dichas modificaciones vienen a ser motivadas por las afecciones de terceros que, normalmente, soportan el coste que produce la afección. Por ello, la normativa establece claramente que las variantes, bien sean solicitadas por un

particular o por la Administración, no serán incluidas en el régimen retributivo del sistema gasista.

ANEXOS

ANEXO I. CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE INSTALACIONES DE GAS RECOGIDAS EN LA PROPUESTA.

En este Anexo se realizan comentarios más precisos para cada una de las instalaciones incluidas en la Propuesta, y sobre las que se ha hecho referencia de modo agregado en el apartado 6 sobre “SOBRE EL SECTOR GASISTA”

1. SOBRE LAS ACTUACIONES EXCEPCIONALES (NUEVAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN LA PLANIFICACIÓN)

La Propuesta incorpora, respecto de la Planificación 2008-2016, tres nuevas instalaciones que engloba bajo el epígrafe de “Actuaciones excepcionales”.

Variante del Semianillo de Madrid y su Ampliación

La Propuesta introduce esta variante como una actuación excepcional asociada a gasoductos primarios. Esta infraestructura, que tendría una longitud de 5,5 km y un diámetro de 20”, está asociada al Gasoducto Semianillo Suroeste de Madrid y se pondría en marcha en el año 2010. La Propuesta justifica la inclusión de esta infraestructura alegando que es necesaria dada la ampliación que se va a producir en la zona de la Cañada Real Galiana con nuevas instalaciones y viviendas, zona por la que en la actualidad discurre el Gasoducto Semianillo Suroeste de Madrid.

Respecto de esta infraestructura, como se ha indicado en el epígrafe 6.2.4, y con independencia de la justificación o necesidad de la misma, y por tanto, de la procedencia de su ejecución, la normativa establece que las variantes, bien sean solicitadas por un particular o por la Administración, no serán incluidas en el régimen retributivo³². Por tanto, no parece adecuado, sin perjuicio de que la instalación se realice efectivamente, que esta variante sea incluida en un documento relativo a la Planificación.

En todo caso, de mantenerse la inclusión de esta variante en el documento, se propone se incluya una referencia expresa a que esta actuación no supondrá, de acuerdo con la normativa vigente, su inclusión en el régimen retributivo.

32 Apartado b) del artículo 9.2 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre.

Gasoducto de interconexión entre gasoducto al Besós y el Sea-Line

Según indica la Propuesta, con el fin de garantizar la cobertura de la demanda convencional en la zona de Besós (anillo de Barcelona) de manera complementaria a la suministrada a través el gasoducto “Sea-Line”, y el suministro a las CTCC de Besós, sería necesario realizar esta interconexión (300 m de longitud, 20” de 80 bar de presión de diseño) entre la posición 5D.03.04 del Gasoducto a Besós y la posición A-36 del Sea-Line en el lado de Besós, que se encuentra en servicio.

Esta Comisión considera adecuada esta actuación excepcional pero, de acuerdo con la información disponible en esta Comisión (sistema SIDRA), la Autorización Administrativa, el Proyecto de Ejecución y el reconocimiento de Utilidad Pública, fueron aprobadas por la DGPEyM del MITyC mediante Resolución de 3 de julio de 2009, y su Acta de Puesta en Servicio fue realizada el 23 de julio de 2009 por el Director del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Cataluña. Finalmente, señalar que la Orden ITC/3520/2009, 28 de diciembre,³³ incluye esta instalación en el Apartado 5, sobre retribución a cuenta de instalaciones de transporte puestas en servicio en 2008 y 2009, de su Anexo IV – Retribución de las Actividades Reguladas para el año 2010.

Dicho esto, se recomienda no incluir la citada instalación en la Propuesta, porque ya está construida

Gasoducto Bárboles-Alagón-Sobradriel

Dentro del epígrafe de actuaciones excepcionales, la Propuesta también incluye el Gasoducto Bárboles-Alagón-Sobradriel, indicando que éste fue desechado por error en la Planificación 2008-2016, y que este estaría justificado por la demanda que va a suministrar. Además se menciona que la denominación otorgada en dicha Planificación –como Gasoducto Alagón-Sobradriel– no era la más adecuada y por ello pasa a designarlo como Gasoducto Bárboles-Alagón-Sobradriel.

De acuerdo con el Documento de Planificación, el Gasoducto Alagón-Sobradriel fue excluido porque *“el suministro a Sobradriel se dará a través del gasoducto Utebo –*

33 Por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010, y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista

Sobraduel con menor impacto económico para el sistema". No obstante, el gasoducto Alagón – Sobraduel además de permitir el suministro a los municipios de Alagón y Sobraduel desde la Posición 25 del gasoducto BBV realimenta al citado Utebo – Sobraduel formando un anillo que refuerza la seguridad de suministro de la industria situada en las proximidades de Zaragoza.

En cualquier caso, se debe señalar que la categoría que le asignó el Documento de Planificación 2008-2016 no se correspondía con el grado de desarrollo real del citado gasoducto. De acuerdo con la información disponible en esta Comisión (SIDRA), el gasoducto fue autorizado por el Gobierno de Aragón, con fecha 17 de julio de 2007, y está prevista su puesta en marcha durante este año 2010. Por tanto, se considera conveniente reclasificar el gasoducto a su situación real, indicando que la puesta en marcha está prevista para este año 2010.

2. SOBRE LAS INSTALACIONES PLANIFICADAS QUE AMPLÍAN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE Y SEGURIDAD DEL SISTEMA (IACT) QUE SON ACTUALIZADAS

A continuación se realizan algunos comentarios sobre infraestructuras IACT incluidas en la Planificación 2008-2016, que sufren bien una modificación de características técnicas bien una reclasificación entre las categorías establecidas en el documento de planificación 2008-2016 (categorías A Urgente, A, B y No incluida). La totalidad de infraestructuras de este epígrafe son gasoductos.

Nuevo Gasoducto Tivissa - Arbós

En el contexto europeo, la consecución del mercado interior de gas natural va ganando protagonismo a través de las Iniciativas Regionales propugnadas por ERGEG³⁴, que promueven la creación de mercados regionales como paso intermedio para la creación del mercado único. La Iniciativa Regional de Gas Sur engloba a Francia, Portugal y

³⁴ Grupo de reguladores europeos de electricidad y gas

España. Además, a nivel ibérico es notorio el interés de los gobiernos de España y Portugal en el desarrollo del MIBGAS.

España y por extensión la península ibérica son referencia europea y mundial en el mercado del GNL tanto por el número de instalaciones de recepción como por el volumen de GNL descargado en sus plantas³⁵. De hecho, la región Sur en su conjunto se caracteriza y diferencia del resto de Europa porque la mayor parte de sus aprovisionamientos llegan en forma de GNL. El GNL, fácilmente intercambiable entre terminales de regasificación, puede ser en esta región un vector determinante en la creación de un mercado de gas líquido y competitivo. La posición geográfica de la península Ibérica respecto a las rutas mundiales de aprovisionamiento de GNL además de la existencia de conexiones relevantes por gasoducto con productores de gas natural (GME y MEDGAZ) del norte de África podría dar lugar a la aparición de un hub de gas en la península Ibérica.

En tanto que esta Comisión considera necesario el apoyo a la creación del mercado único, estimando que para ello es necesario que el sistema gasista reúna las siguientes características: capacidad de almacenamiento según las necesidades de los usuarios, facilidad de transporte desde y hacia el sistema gasista, y la disponibilidad de gas.

En este sentido, el Nuevo Gasoducto Tivissa – Arbós, de transporte primario, 90 Km de longitud y 30” de diámetro, contribuye a una mayor integración de los sistemas español y francés³⁶, siendo necesario para incrementar la capacidad de interconexión con Francia al objeto de conseguir una plena integración en Europa.

Por ello, y a pesar de que la coyuntura actual de la demanda nacional podría justificar la no ejecución de este gasoducto antes del 2016, esta Comisión considera acertada la reclasificación del mismo desde la categoría A que posee en la Planificación 2008-2016, a la B, condicionándolo al resultado de la “Open Season” –a convocar previsiblemente este año–, en el marco de la Iniciativa Regional del Sur de Gas, ya que se podrían derivar compromisos internacionales que hagan necesaria esta infraestructura para el año 2015.

35 España es en el mundo el tercer consumidor de GNL y en Europa el primero

36 La integración de ambos sistemas se conseguirá cuando la capacidad de la interconexión esté disponible íntegramente, en situación de operación normal del sistema español (o francés), es decir, el sistema gasista español (o francés) debería ser capaz de evacuar hacia Francia (o España) la capacidad nominal bajo cualquier circunstancia probable de operación (situación N-1 de los puntos de entrada en el caso español).

Gasoducto Marismas – Almonte

La Propuesta reclasifica este gasoducto de transporte primario, de 7 Km de longitud y 20” de diámetro, desde la categoría B a la categoría A Urgente, actualizando año previsto de puesta en marcha a 2010³⁷.

Este gasoducto actualmente se encuentra incluido en la “*Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte*”, aprobada por el Gobierno en mayo de 2008, entre las infraestructuras con categoría B, condicionado a la ampliación o desarrollo del AASS de Marismas³⁸, instalación sobre la que, actualmente, no existe constancia si será un almacenamiento básico de gas natural, conforme a lo establecido en el artículo 59 de la Ley 34/1998³⁹, o si por el contrario se considerará un almacenamiento no básico.

Tal y como, se indica en el informe preceptivo que esta Comisión ha realizado recientemente⁴⁰ sobre la “*Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga a la empresa ENAGAS Autorización Administrativa, Aprobación del Proyecto de Ejecución y Reconocimiento de la Utilidad Pública*” para la construcción de este gasoducto, la categoría en la que se incluya el futuro AASS de Marismas, cuyo desarrollo condiciona el gasoducto “Almonte-Marismas” es relevante, ya que debería determinar la inclusión, o no, del gasoducto en el sistema retributivo del sector de gas natural.

Si el AASS se autoriza como almacenamiento básico, formará parte de la red básica y, según lo dispuesto en el Artículo 60 de la Ley 34/1998⁴¹ estará sujeto al Acceso Regulado de Terceros conforme a lo establecido en el Real Decreto 949/2001. Por el contrario, si el AASS se autoriza como no básico, no formará parte de la red básica y, según lo dispuesto en el Artículo 61 de la Ley 34/1998⁴² su acceso será negociado entre las partes,

37 El Documento de planificación 2008-2016, tenía como año previsto de puesta en marcha el año 2009

38 En el apartado de gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema

39 Modificado por el artículo único.9 de la Ley 12/2007.

40 Aprobado por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión de 11 de marzo de 2010

41 Modificado por el artículo único.10.3 de la Ley 12/2007: “Se garantiza el acceso de terceros a las instalaciones de la red básica y a las instalaciones de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en la presente Ley. El precio por el uso de estas instalaciones vendrá determinado por el peaje aprobado por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.”

42 Modificado por el artículo único 11.2 de la Ley 12/2007: “En el caso de los almacenamientos no básicos el acceso será negociado y se establecerán reglamentariamente los criterios para el acceso a las instalaciones que serán transparentes, objetivos y no discriminatorios. Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.”

quedando excluido del régimen retributivo de gas natural.

Por tanto, no se considera adecuada esta reclasificación hasta que, tal y como señala el citado informe de esta Comisión, *“el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo clarifique, con carácter previo a la Autorización Administrativa del gasoducto de transporte primario denominado “Marismas-Almonte, el carácter básico, o no básico, del AASS de Marismas al que dará servicio. Esta Comisión entiende que en el caso de que el AASS de Marismas se considere como no básico, el coste económico del gasoducto no debería recaer sobre el sistema gasista, aspecto que debería estar recogido, en su caso, en la Autorización Administrativa, Aprobación del Proyecto de Ejecución y Reconocimiento de la Utilidad Pública del Proyecto de gasoducto de transporte primario denominado “Marismas-Almonte. En este sentido, cabe significar, que al ser este proyecto una duplicación o desdoblamiento del gasoducto existente Almonte-Marismas ya existe en la actualidad una capacidad de interconexión entre la red básica y el futuro AASS de Marismas, cuyo coste corre a cargo de los costes regulados del sistema gasista.”*

Gasoducto al AA.SS. de Castor

Este gasoducto de transporte primario de 30 Km de longitud y 30” de diámetro, se encuentra reclasificado por la Propuesta a categoría A Urgente desde la categoría B que le otorgaba la Planificación 2008-2016. Además, se le atribuye como fecha de puesta en marcha el año 2011, mientras que en la última Planificación no disponía de fecha concreta.

Se considera adecuada esta reclasificación, ya que el AASS Castor dispone de concesión de explotación como AASS mediante el Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo.

3. SOBRE LAS INSTALACIONES PLANIFICADAS PARA LA ATENCIÓN DE LOS MERCADOS DE SU ÁREA DE GEOGRÁFICA DE INFLUENCIA (IAMI) QUE SON ACTUALIZADAS

A continuación se realizan comentarios sobre infraestructuras IAMI incluidas en la Planificación 2008-2016, que sufren bien una modificación de características técnicas bien

una reclasificación entre las categorías establecidas en el documento de planificación 2008-2016 (categorías A Urgente, A, B y No incluida). La totalidad de infraestructuras de este epígrafe son gasoductos.

Gasoducto Alacant – Sant Joan – Benidorm

Para favorecer la mejora de la seguridad del sistema esta Comisión recomendó, ya en el informe sobre la Propuesta de Planificación 2008-2016, aumentar el mallado del sistema de transporte primario de gran capacidad, redimensionando aquellos gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia con posibilidad de poder formar parte de mallas de transporte primario, mediante su adecuación y/o futuras extensiones.

Dentro de los diferentes gasoductos que se recomendaron redimensionar, se encontraba el gasoducto de transporte secundario Alacant–Sant Joan – Benidorm–Altea de 70 km y 12” de diámetro, que junto a los gasoductos Oliva –Altea, de 55 km y 10”, y Oliva–Cullera, de 39 km y 12 “, constituirían el Eje Alicante – Valencia por la Costa. En concreto, se recomendó reconvertirlos en un gasoducto de transporte primario de gran capacidad elevando el diámetro y la presión, dado que se podría formar dos nuevas mallas al conectar estos gasoductos con el gasoducto Montesa-Denia, y podría realizarse en el futuro una prolongación desde Cullera hasta Valencia.

Por otro lado, si bien es cierto que nos encontramos ante una coyuntura de demanda distinta a la existente cuando se realizó la Planificación 2008-2016, hay que seguir teniendo presentes los criterios de diseño de los gasoductos desde un punto de vista técnico y económico⁴³.

En consecuencia, esta Comisión no considera adecuada la reducción del diámetro del gasoducto Alacant-Sant Joan-Benidorm de 12” a 10”, dado que esta reducción no parece que vaya a tener unos ahorros de costes significativos, y por el contrario podría traer

⁴³ Como ya se ha comentado, desde un punto de vista técnico, la capacidad de transporte de una tubería depende del diámetro de la misma (además de otros factores, tales como: presión, longitud, naturaleza del fluido, temperatura, etc.), siendo particularmente interesante la relación exponencial entre la capacidad de transporte de una tubería y el diámetro de la misma ($Q = f(D^x)$), con valores del exponente “x” superiores a 2, de modo que pequeños incrementos en el diámetro de la tubería permiten incrementos exponenciales en la capacidad de transporte de la misma. Desde un punto de vista económico, se observa que los costes de inversión de las tuberías crecen de modo directamente proporcional con el diámetro, por lo que los costes inversión en gasoductos crecen mucho más lentamente que las capacidades que pueden transportar los mismos.

Ello da lugar a que en la medida que se aumente el diámetro de los gasoductos se disminuye de una manera muy importante el coste de inversión por unidad de energía transportable. Estas características hacen aconsejable que, en la medida de lo posible, los gasoductos estén adecuadamente sobredimensionados para poder absorber crecimientos futuros a un coste de inversión mínimo.

consecuencias tales como la necesidad, a medio o largo plazo, de duplicar este gasoducto si las demandas se recuperan, teniendo entonces que realizar inversiones extras a las que hubieran sido necesarias. De modificar características técnicas, se propone incrementar el diámetro del gasoducto Oliva –Altea hasta 12”, al objeto de equipararse con el de los otros dos gasoductos que conforman el Eje Alicante – Valencia por la Costa.

Por último hay que indicar que la Planificación 2008-2016 indicaba una fecha prevista de puesta en marcha de este gasoducto para el 2008. En tanto la Propuesta no indica fecha alguna, se recomienda ésta sea convenientemente actualizada.

Gasoducto Yeles – Seseña

Este gasoducto de transporte secundario de 10 km de longitud y 8” de diámetro se eliminaría de la Planificación según la Propuesta, que justifica tal decisión alegando que el gasoducto dejaría de ser necesario al haberse confirmado la posibilidad de suministro desde la infraestructura existente.

De acuerdo con la información disponible en esta Comisión (SIDRA), el gasoducto fue autorizado por la Junta de Castilla – La Mancha, con fecha 20 de mayo de 2008. Además, de acuerdo con las alegaciones remitidas la empresa titular, la Junta de Castilla – La Mancha ha recibido contestación del titular de las redes de distribución indicando que no existe capacidad en sus instalaciones para facilitar el suministro.

Por otro lado, se considera necesario que se considere la ejecución de este gasoducto como infraestructura de distribución (presión máxima de 16 bar) para la gasificación del núcleo de población de Seseña, para lo cual el distribuidor podría solicitar retribución específica de la actividad de distribución. Esta alternativa posiblemente es más económica y podría ahorrar la construcción de una ERM y la realización de dicha inversión.

Hay que resaltar la existencia de inadecuados incentivos económico a las empresas a la hora de solicitar la construcción de una línea como instalación de transporte en vez de instalaciones de distribución. Ello es debido a que las instalaciones de transporte tienen una retribución individualizada, mientras que las instalaciones de distribución se retribuyen por el número de consumidores captados y por el gas vehiculado por las

instalaciones. Por tanto, esta Comisión considera que desde la Planificación se deben de tener en cuenta estos incentivos económico inadecuados a la hora de admitir en la Planificación como gasoductos de transporte (presión superior a 16 bar), instalaciones que claramente se pueden y deben construir como instalaciones de distribución (presión inferior o igual a 16 bar), especialmente, en instalaciones con escasa longitud.

Gasoducto El Puerto – Rota

La Propuesta reclasifica este gasoducto de transporte secundario de 22 Km de longitud y 12” de diámetro desde la categoría B a la A, y lo justifica por la actualización de la demanda prevista en su zona de influencia.

En cualquier caso, se debe señalar que la categoría que le asignó el Documento de Planificación 2008-2016 no se corresponde con el grado de desarrollo real del citado gasoducto. De acuerdo con la información disponible en esta Comisión (SIDRA), el gasoducto fue autorizado por la Junta de Andalucía con fecha 17 de octubre de 2006, y está prevista su puesta en marcha durante este año 2010. Por tanto, se considera conveniente reclasificar el gasoducto en categoría A, indicando que la puesta en marcha está prevista para esta año 2010.

Gasoducto Arévalo - Sanchidrián

La Propuesta reclasifica este gasoducto de transporte secundario de 24 Km de longitud y 12” de diámetro, desde la categoría B a la A, y lo justifica por la actualización de la demanda prevista en su zona de influencia.

En cualquier caso, se debe señalar que la categoría que le asignó el Documento de Planificación 2008-2016 no se corresponde con el grado de desarrollo real del citado gasoducto. De acuerdo con la información disponible en esta Comisión (SIDRA), el gasoducto ha finalizado los trámites de información pública y está pendiente de su autorizado por la Junta de Castilla y León.

4. SOBRE LAS INSTALACIONES PLANIFICADAS PARA LA ATENCIÓN DE LOS MERCADOS DE SU ÁREA DE GEOGRÁFICA DE INFLUENCIA (IAMI) QUE SE CONSIDERAN NO-PRIORITARIAS (CATEGORÍA R)

A continuación se realizan comentarios sobre infraestructuras IAMI planificadas en la Planificación 2008-2016, que la Propuesta considera No-prioritarias dado el nuevo escenario de demanda de gas y su previsión, reclasificándolas, por tanto, a la nueva categoría R. Todas ellas serán revisadas en la futura nueva Planificación 2012-2020. La totalidad de infraestructuras de este epígrafe son gasoductos.

Gasoducto Cártama – Rincón de la Victoria – Nerja

El gasoducto Cártama-Rincón de la Victoria-Nerja fue incluido por primera vez en la Planificación 2008-2016, con una longitud de 91 Km y un diámetro de 20”, junto con el gasoducto Nerja-Adra de 95 Km también en 20”, y el gasoducto Adra – Almería de 51 Km y 20” de diámetro. Estos tres gasoductos, todos de transporte primario, integran la conexión Transversal Málaga – Almería, con un total de 237 km de longitud en 20” de diámetro. La fecha prevista de puesta en marcha sería 2010, salvo para el tramo Nerja-Adra, que no disponía de dicha previsión.

Esta conexión Málaga-Almería se planificó tanto para el abastecimiento a esta zona de la costa de Andalucía, como para permitir la conexión de la entrada del gasoducto MEDGAZ con el eje Tarifa-Madrid, formando asimismo una malla, ante los incrementos de demanda que se esperaban.

Se considera recomendable analizar la posibilidad de incrementar el diámetro de estos tres gasoductos al objeto que permita la efectiva conexión entre MEDGAZ y el gasoducto AL-ANDALUS por el sur, aumentando la seguridad del sistema.

Paralelismo gasoducto Zamora-Algete y gasoducto Burgos-Algete

Se ha de hacer notar que ambos gasoductos planificados discurren en paralelo en el tramo entre las posiciones B-13 (T.M. Corralejo) hasta B-18 (T.M. Algete) con una longitud aproximada de 100 km. Se considera oportuno se tenga en cuenta evitar este paralelismo, planificando un único gasoducto con un diámetro con capacidad equivalente a la de los dos gasoductos en paralelo.

ANEXO II. CONSIDERACIONES REALIZADAS POR ESTA COMISIÓN EN SU INFORME PRECEPTIVO SOBRE LA PLANIFICACIÓN 2008-2016 EN RELACIÓN CON LOS OBJETIVOS Y CRITERIOS DE DISEÑO PARA LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA GASISTA PLANIFICADAS

Esta Comisión en su Informe preceptivo sobre la Planificación 2008-2016⁴⁴, realizó una serie de consideraciones sobre los objetivos y los criterios de diseño para las instalaciones del sistema gasista recogidos en la Planificación 2008-2016⁴⁵, al objeto de que fueran tenidas en cuenta en los procesos de planificación. A modo de recordatorio se resumen a continuación.

En relación con los objetivos, esta Comisión recomendó:

1. Definir e indicar las zonas de gasificación prioritaria (ZGP), expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional, según establece el artículo 4.3 de la Ley 34/1998.
2. Favorecer la creación de un mercado único europeo para el sector de gas. Para ello, es necesario que el sistema gasista cuente en su diseño con suficiente capacidad de almacenamiento, así como, capacidad firme para el intercambio de gas entre el sistema gasista español y los sistemas gasistas de los países europeos vecinos.

44 Ver epígrafe 6.2. del Informe sobre el Documento de Planificación 2008-2016

45 Los objetivos que señala la Propuesta de Planificación 2008 – 2016:

Garantizar la cobertura de la demanda de gas en condiciones de seguridad y a un coste razonable para los consumidores.

Adecuar la distribución de las entradas de gas tanto en situación como en capacidad

Reducir las distancias medias a recorrer por el gas y así maximizar la capacidad de transporte de las infraestructuras existentes, lo que es lo mismo que favorecer la minimización de las inversiones, o buscar la optimización de los costes.

Dotar de un adecuado mallado al sistema para permitir movilizar el gas desde unas zonas a otras para hacer frente con éxito a posibles fallos en alguno de los puntos de entrada de gas al sistema, sin que ello suponga la necesidad de interrumpir los suministros a los consumidores en condiciones de punta de consumo.

Para alcanzar los objetivos indicados la Propuesta de Planificación 2008-2016 establece distintos criterios de diseño para las instalaciones del sistema gasista:

Criterios de diseño de puntos de entrada

Criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL

Criterios de diseño de los gasoductos de transporte

Criterios de diseño de los gasoductos dedicados al suministro de su zona de influencia:

Criterios de adecuación técnica

Criterios de rentabilidad económica

Criterios de diseño de los almacenamiento subterráneos

Criterios de inclusión de infraestructuras en la Planificación

3. Definir cuáles podrían ser las proporciones más aconsejables entre las capacidades de los puntos de entrada con alimentación por gasoducto y los alimentados con GNL o cuáles podrían ser las necesidades adicionales de almacenamiento de GNL, a la vista de los tipos y cantidades estimadas de aprovisionamientos, así como de la posible evolución del mercado mundial del gas y en particular de los mercados europeos y de la cuenca atlántica.
4. Dado el impacto que pudiera suponer sobre la población o la industria del país la interrupción del suministro de gas natural, realizar las infraestructuras necesarias para que las grandes ciudades y las zonas industriales de importancia en España dispongan de, al menos, dos fuentes de suministro de gran capacidad, bien desde dos gasoductos independientes, o, bien por un gasoducto y una planta de regasificación o almacenamiento subterráneo que haga una función equivalente, y todo ello con el criterio de poder soportar una vulnerabilidad tipo n-1.
5. Evitar en lo posible la superposición de gasoductos, por duplicación o desdoblamiento de los mismos. Esto es, favorecer trazados alternativos independientes, pues así se minimiza la posibilidad de que una incidencia en un gasoducto pueda afectar al gasoducto desdoblado. Asimismo, se contribuye a un mayor mallado del sistema y se permite aumentar la cobertura del territorio, favoreciendo una mayor gasificación de nuevas zonas al disminuir las distancias, y por tanto las inversiones necesarias, con los potenciales nuevos núcleos de consumo.

En relación con los criterios, esta Comisión recomendó:

1. Indicar con claridad el criterio económico concreto que se ha utilizado para seleccionar los gasoductos que se incluyen en la Planificación
2. Tomar como criterio para el diseño de los gasoductos la demanda punta a un plazo mayor (de 25 a 30 años) que la mera cobertura de la demanda punta en el periodo planificado, porque, por un lado, la vida útil de los gasoductos contemplada en el sistema retributivo, que no la técnicamente posible, alcanza los 30/40 años, y por

otro lado, debido a las características técnico-económicas de los gasoductos⁴⁶, en la medida que aumenta el diámetro de los gasoductos disminuye, de una manera muy importante, el coste de inversión por unidad de energía transportable.

Estas características, hacen aconsejable, en la medida de lo posible, sobredimensionar adecuadamente los gasoductos para poder absorber crecimientos futuros a un coste de inversión mínimo⁴⁷ de manera que se puedan evitar futuras duplicaciones de gasoductos, o la instalación de estaciones de compresión, permitiendo significativos ahorros de costes a largo plazo, dada la economía de escala que caracteriza al transporte por tubería, de forma que se estaría cumpliendo, en mejores condiciones, el mandato de optimización de las infraestructuras indicado en el artículo 4 de la Ley 34/1998⁴⁸.

3. Explicitar las condiciones en las que es más conveniente optar por dimensionar un gasoducto con mayor diámetro o elegir la instalación de estaciones de compresión.
4. Aumentar el mallado del sistema de transporte primario de gran capacidad con el redimensionamiento de aquellos gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia⁴⁹ con posibilidad de poder formar parte de mallas de transporte primario, mediante su adecuación y/o en futuras extensiones, favoreciendo así la mejora de la seguridad del sistema.
5. Los nuevos gasoductos, junto a los existentes, han de poder suministrar el consumo de gas actual y futuro de su Zona⁵⁰ y han de permitir transportar el flujo de gas que sea necesario hacia y desde las Zonas colindantes, para garantizar el suministro de gas ante fallo en un punto de entrada. Para ello, se deben especificar los criterios cuantitativos que se han de cumplir en cuanto a dimensionamiento de

46 Desde un punto de vista técnico, la capacidad de transporte de una tubería depende del diámetro de la misma, además de otros factores, tales como: presión, longitud, naturaleza del fluido, temperatura, etc. La relación entre la capacidad de transporte de una tubería y su diámetro es de tipo exponencial ($Q = f(Dx)$), con valores del exponente "x" superiores a 2, mientras que los costes de inversión de las tuberías, en relación con el diámetro, son prácticamente proporcionales.

47 Tal y como se indicaba en el Informe sobre el Documento de Planificación, tomando como referencia la relación con una tubería de 10" (índice base 100), al analizar cómo evolucionan las capacidades de transporte y los costes de inversión totales y unitarios, se observa que la inversión por unidad de energía transportada de una tubería de 20" es un 74% menor que la correspondiente a una tubería de 10

48 Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.

49 En general, estos gasoductos pueden operar en las mismas condiciones técnicas que los gasoductos de gran capacidad, presión de diseño 80 bar.

50 La Planificación define las siguientes Zonas: Noroeste, Centro-Sur, País Vasco, Valle del Ebro, Levante y Cataluña

las tuberías, capacidad de intercambio de gas con otras Zonas colindantes, o plazo de tiempo durante el que las infraestructuras han de ser suficientes antes de que sea necesario su refuerzo, bien por mallado bien mediante estaciones de compresión.

6. A la vista de los artículos 4.1 y 61.2, de la Ley 34/1998, la Planificación debería especificar los criterios para concluir cuándo un almacenamiento subterráneo ha de ser considerado básico o no básico, y definir para cada almacenamiento incluido en ella a qué clase pertenece.
7. Se estimó apropiado realizar el análisis de cobertura considerando el factor de interrumpibilidad. Con ello, se podía mitigar la necesidad de cubrir el 100% de la demanda punta, convencional y de ciclos combinados, cuando, además, ésta última está sujeta a un elevado grado de incertidumbre. De esta forma, podía evitarse una situación de exceso de capacidad de entrada, que repercutiría también en un sobre-coste para los usuarios del sistema.
8. Por último, se recomendó que en el apartado de simulaciones sobre el comportamiento del sistema gasista, primeramente se analizara hasta qué año, más allá del año 2016, el sistema de transporte planificado puede funcionar adecuadamente sin necesidad de nuevos refuerzos; y en segundo lugar, si el sistema de gasoductos de transporte previsto construir en el periodo 2008-2016 está dimensionado teniendo en cuenta la previsión de la demanda diaria punta a largo plazo, y en cualquier caso con posterioridad al año 2038 (30 años).

**ANEXO III. ALEGACIONES RECIBIDAS POR ESCRITO DE LOS MIEMBROS DEL
CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD Y DEMÁS AGENTES DEL
SECTOR**

**ANEXO IV. ALEGACIONES RECIBIDAS POR ESCRITO DE LOS MIEMBROS DEL
CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS Y DEMÁS AGENTES DEL
SECTOR**