



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN
ENERGÉTICA Y SEGUIMIENTO

PLANIFICACIÓN DE LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y GAS 2012-2020

DESARROLLO DE LAS REDES DE TRANSPORTE

**PRIMER BORRADOR
(Julio 2011)**

ÍNDICE

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA. ASPECTOS GENERALES. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL DOCUMENTO	9
1.1. Introducción.....	11
1.2 Antecedentes	11
1.3 Políticas de la Unión Europea en relación a la energía y el medio ambiente	13
1.4 Contenido del documento de PSEG 2012-2020	15
CAPÍTULO 2. PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN ENERGÉTICA ESPAÑOLA 2012-2020	17
2.1 Evolución reciente del consumo energético	19
2.1.1 Evolución de la economía	19
2.1.2 Evolución de la intensidad energética final	20
2.1.3 Evolución de la estructura de energía final (mix EF).....	24
2.1.4 Evolución de la demanda de energía final por sectores	26
2.1.5 Evolución de la demanda de energía primaria.....	27
2.1.6. Intensidad energética primaria	30
2.2. Escenario de previsión	31
2.2.1 Marco de referencia	31
2.2.2 Factores clave en la definición del escenario.....	33
2.2.3 Objetivos y medidas de la política energética	35
2.3. Previsión de la evolución energética española 2010-2020	37
2.3.1 Consumo de energía final	37
2.3.2 Intensidad energética final	38
2.3.3 Evolución de la energía final por fuentes	40
2.3.4 Consumo de energía final por sectores	42
2.3.5. Consumo de energía primaria.....	44
2.3.6. Intensidad energética primaria	46
2.4. Cobertura de la demanda	47
2.4.1 Refino de petróleo	47
2.4.2 Generación de electricidad.....	48
2.5. Mejora de la sostenibilidad de nuestro sistema energético	51
2.5.1 Cumplimiento de los compromisos energéticos España–UE en el horizonte 2020 ...	51
2.5.2 Cumplimiento de los objetivos de política energética española.....	53
CAPÍTULO 3. SECTOR ELÉCTRICO	55
3.1. Introducción	57
3.2. Previsión de la demanda eléctrica peninsular y su cobertura	57

3.2.1.	Análisis del comportamiento histórico de la demanda	57
3.2.2.	Previsión de demanda.....	59
3.2.3.	Cobertura de la demanda eléctrica peninsular.....	62
3.3.	Previsión de la demanda eléctrica insular y extrapeninsular y su cobertura	72
3.3.1.	Previsión de la demanda eléctrica insular y extrapeninsular	72
3.3.2.	Cobertura de la demanda eléctrica insular y extrapeninsular	74
3.4.	Gestión de la Demanda	87
3.4.1.	Alcance de la Gestión de la Demanda	87
3.4.2.	Acciones actuales de Gestión de la Demanda.....	88
3.4.3.	Nuevas acciones propuestas para la gestión de la demanda.....	90
3.5.	Criterios de desarrollo de la red de transporte eléctrico	94
3.5.1.	Metodología de planificación de la red de transporte.....	94
3.5.2.	La calidad de servicio en la planificación de la red de transporte	94
3.5.3.	Escenarios de estudio e hipótesis de análisis.....	101
3.5.4.	Análisis estático de la red de transporte.	103
3.5.5.	Análisis dinámico de la red de transporte.	104
3.5.6.	Viabilidad de ejecución de los planes de desarrollo.....	105
3.5.7.	Criterios de eficiencia económica.....	105
3.5.8.	Criterios de desarrollo topológico de la red de transporte.....	106
3.5.9.	Directrices de ubicación geográfica y generación admisible en el sistema	110
3.5.10.	Necesidades adicionales de elementos de control de reactiva.....	128
3.6.	Infraestructuras eléctricas a construir.....	132
3.6.1.	Programa de infraestructuras por zonas geográficas	132
3.6.2.	Infraestructuras con función de interconexión entre sistemas	164
3.6.3.	Infraestructuras específicas	166
3.6.4.	Actuaciones en el corto plazo necesarias para mejorar la operación del sistema ...	172
3.6.5.	Instalación de desfasadores y FACTS	174
3.7.	Análisis de inversiones y costes de las infraestructuras eléctricas planificadas ...	178
3.7.1.	Instalaciones programadas en el periodo 2012-2020	178
3.7.2.	Estimación económica de las actuaciones previstas en la red de transporte eléctrico peninsular.....	185
3.7.3.	Justificación económica de inversiones singulares en el horizonte 2020	188
ANEXO 3.I.	Instalaciones eléctricas	192
A.1	Instalaciones programadas en el periodo 2011-2020. Sistema peninsular.....	194
A.2.	Instalaciones programadas en el periodo 2011-2020. Sistemas eléctricos de Baleares	300
A.3	Instalaciones programadas en el periodo 2011-2020. Sistemas eléctricos de Canarias	314
A.4	Instalaciones eliminadas con respecto a la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016	337

ANEXO 3.II.	Solicitudes de acceso a la red de transporte y red de distribución	387
ANEXO 3.III.	Subestaciones cerradas de la red de transporte.....	391
CAPÍTULO 4.	SECTOR GASISTA	394
4.1.	Previsión de demanda de gas natural	396
4.1.1.	Evolución histórica de la demanda	396
4.1.2.	Previsiones de demanda nacional 2011-2020 en Península y Baleares	398
4.1.3.	Demanda punta invernal del Sistema peninsular y Baleares 2011-2020	403
4.1.4.	Previsiones de demanda en Canarias 2011-2020	406
4.2.	Criterios de desarrollo de la red básica de gas natural	407
4.2.1.	Criterios de diseño de los puntos de entrada	407
4.2.2.	Criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de gas natural licuado	408
4.2.3.	Criterios de diseño de los gasoductos de transporte	409
4.2.4.	Criterios de diseño de los gasoductos de la red de transporte dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia	410
4.2.5.	Criterios de diseño de los almacenamientos subterráneos	412
4.3.	Infraestructuras gasistas a construir	414
4.3.1.	Escenarios analizados	414
4.3.2.	Inclusión de infraestructuras en la Planificación 2012-2020	415
4.3.3.	Análisis Realizados	418
4.3.4.	Escenario Central	419
4.3.5.	Análisis de sensibilidad a la punta eléctrica: Escenario Superior	482
4.4.	Análisis de inversiones y costes (incluye Canarias)	495
4.4.1.	Inversiones en el Sistema	495
4.4.2.	Necesidades económicas del Sistema	497
4.4.3.	Infraestructuras no retribuidas por el Sistema.....	500
4.5.	Resumen de infraestructuras incluidas en la Planificación 2012-2020	501
ANEXOS	511
ANEXO I:	Infraestructuras con fecha prevista de puesta en marcha en 2011.....	512
ANEXO II:	Gasoductos para la atención de los mercados de su zona de influencia que no han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020	515
CAPÍTULO 5.	INFRAESTRUCTURAS DE ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	518
5.1	Introducción	520
5.1.1.	Necesidad de una reserva de seguridad de productos petrolíferos	520
5.1.2.	Existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y reservas estratégicas	520
5.1.3.	Alcance de la planificación de infraestructuras de reservas estratégicas	522

5.2	Mecanismos aplicados por CORES para el cumplimiento de sus obligaciones respecto de las existencias mínimas de seguridad del sistema	523
5.2.1	Constitución de existencias estratégicas	523
5.2.2	Almacenamiento de existencias estratégicas	524
5.3	Previsión de la demanda de productos petrolíferos	527
5.4	Almacenamiento de reservas estratégicas	528
5.4.1	Determinación de las necesidades de almacenamiento de reservas estratégicas a establecer por CORES.....	528
5.4.2	Capacidad de almacenamiento de CORES disponible en 2010 y nueva capacidad de almacenamiento prevista en el horizonte 2020.....	530
5.4.3	Necesidades de mantenimiento de existencias estratégicas por parte de CORES.	533
5.4.4	Asignaciones de existencias estratégicas a las distintas categorías de sujetos obligados	535
5.4.5	Balance entre necesidades de almacenamientos de reservas estratégicas y previsión de almacenamientos disponibles en el horizonte 2020.....	537
5.4.6	Infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas a construir	538
5.5	Conclusiones.....	538

Capítulo 1

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

ASPECTOS GENERALES

OBJETIVOS Y ALCANCE DEL DOCUMENTO

1.1. INTRODUCCIÓN

La planificación energética es un instrumento que utiliza la Administración, como parte de la gestión del interés público, cuya finalidad es encauzar, racionalizar y facilitar la aplicación de la política energética, cuyo objetivo es la seguridad de suministro energético, en condiciones de competitividad y sostenibilidad.

En este contexto se sitúa la labor de previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar su cobertura. Este tipo de ejercicios de proyección de futuro se efectúan constantemente en todos los ámbitos de la actividad económica. Sin embargo, el ámbito energético presenta peculiaridades, dado que la prestación de servicios energéticos está condicionada por el largo periodo de maduración de las infraestructuras que le dan soporte, desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. La antelación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad cambiante son parte integrante e instrumento imprescindible de la política energética.

1.2. ANTECEDENTES

El marco regulatorio actual parte de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que introduce el concepto de planificación eléctrica indicativa, salvo en lo relativo a las instalaciones de transporte de electricidad, que quedan adscritas a la planificación vinculante estatal. Este marco tiene como fin básico el triple y tradicional objetivo de garantizar un suministro eléctrico, de calidad al menor coste posible, así como la protección del medioambiente. Asimismo, se parte del principio de libertad efectiva en cuanto a la instalación de centrales generadoras, aunque siguen estando sometidas a la normativa sobre seguridad de las instalaciones, protección del medio ambiente y ordenación del territorio.

Mediante el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se desarrolla el marco normativo por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. En este Real Decreto se establece que la planificación de la red de transporte de electricidad, de carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema eléctrico, será realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía (actualmente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), con la participación de las Comunidades Autónomas y sometida al Congreso de los Diputados.

De forma equivalente a la descrita para el sector eléctrico, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, establece que la planificación gasista tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica de transporte, a la red de transporte secundario, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema y a las instalaciones de almacenamiento básico de gas natural y el establecimiento de las reservas estratégicas de hidrocarburos, que tendrá carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos.

El fin pretendido por la legislación es conseguir que se liberalicen los sectores en sus actividades de generación de electricidad o aprovisionamiento para el sector del gas, así como la comercialización de la electricidad y el gas, y en cambio, que las actividades de transporte y distribución sigan reguladas y, en el caso del transporte, sometidas a una planificación vinculante.

Por su parte, la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, establece que la planificación energética indicativa, establecerá un modelo de generación y distribución de

energía acorde con los principios y con los objetivos establecidos. La planificación recogerá con carácter indicativo varios escenarios sobre la evolución futura de la demanda energética, sobre los recursos necesarios para satisfacerla, sobre las necesidades de nueva potencia y, en general, previsiones útiles para la toma de decisiones de inversión por la iniciativa privada y para las decisiones de política energética, fomentando un adecuado equilibrio entre la eficiencia del sistema, la seguridad de suministro y la protección del medio ambiente. La parte indicativa de esta PSEG 2012-2020, recogida en su capítulo 2, es acorde a este mandato.

También se han tenido en cuenta las recomendaciones aprobadas el 17 de noviembre de 2010 por la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años, dentro de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados.

Actualmente la planificación energética es indicativa en su mayor parte y, por tanto, sus elementos dejan de vincular a los agentes, respetándose el principio de libre iniciativa empresarial. Con ello, se trata de hacer compatible la calidad del servicio y la mejor asignación de los recursos, procurando un crecimiento económico estable y sostenido.

Planificación indicativa y vinculante

La planificación indicativa incluye, entre otros, previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda y los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental. Este ejercicio de previsión sirve como punto de partida de la planificación vinculante,.

En definitiva, la planificación vinculante se refiere a las grandes infraestructuras (excluidas las centrales de generación eléctrica) sobre las que descansa el sistema energético nacional y que permiten su vertebración, la racionalidad, la eficiencia y la garantía de suministro.

Adicionalmente, la planificación indicativa es también un instrumento al servicio de las Administraciones Públicas y de los operadores económicos, ya que facilita tanto la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada como las decisiones de política energética.

Documentos de planificación

De acuerdo con la normativa anterior, en septiembre del año 2002 fue aprobada por el Consejo de Ministros la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011, que posteriormente fue sometida a la Comisión de Economía y Hacienda del Congreso de los Diputados. Esta planificación integraba el desarrollo de los sistemas gasista y eléctrico en un horizonte temporal 2002-2011. El documento aprobado incluía una amplia información sobre las previsiones de la demanda eléctrica y de gas, sobre los recursos necesarios para satisfacerla y establecía con carácter vinculante las redes de transporte de electricidad y gas a construir en el período comprendido en la planificación, describiendo pormenorizadamente cada una de ellas y realizando las estimaciones económicas correspondientes.

En marzo de 2006 se aprobó la revisión 2005-2011 de la planificación 2002-2011, cuyo objetivo principal era la identificación de las desviaciones en la previsión de la evolución energética, la actualización de la previsión de la demanda eléctrica y gasista y su cobertura y la revisión de la planificación de las Redes de transporte de electricidad y

gas, identificando los proyectos que presentaban desviaciones respecto de la planificación anterior, así como aquellos otros que estaban en estudio o condicionados al cumplimiento de ciertos hitos cuyo cumplimiento permitía afrontarlos y, por último, plantear nuevas instalaciones a incluir en la planificación como consecuencia de los incrementos de la demanda.

Ya en esa revisión se tuvieron en cuenta los efectos de otras políticas energéticas aprobadas o en fase de aprobación, como la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2010 y su Plan de Acción 2005-2007, el Plan de Energías Renovables para el período 2005-2010, el Plan Nacional de Asignación de CO₂ para el período 2005-2007 e informaciones de otros planes en fase de elaboración, como el Plan Nacional de Reducción de Emisiones y el Plan de la Minería del Carbón. En esa revisión se incluyó también un capítulo dedicado a la planificación de las reservas estratégicas de productos petrolíferos, que ha sido incluido, desde entonces, en los sucesivos documentos de planificación.

1.3. POLÍTICAS DE LA UNIÓN EUROPEA EN RELACIÓN A LA ENERGÍA Y EL MEDIO AMBIENTE

El Consejo de la Unión Europea aprobó el 6 de abril de 2009 el paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático, cuyo objetivo era reducir las emisiones del conjunto de la Unión Europea en el año 2020 un 20% con respecto a los niveles de 1990, contemplándose también la posibilidad de elevar esta reducción hasta el 30% si se produce un acuerdo internacional satisfactorio sobre el cambio climático. La UE también se propone para el año 2020 obtener un 20% de su energía de fuentes renovables y, mediante la mejora de la eficiencia energética, reducir su consumo de energía hasta un 20% por debajo de los niveles previstos.

A lo largo del año 2009 se aprobaron importantes medidas legislativas en la UE con el fin de desarrollar estas medidas, siendo las más destacadas las siguientes:

- Captura y almacenamiento de carbono: Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
- Régimen de comercio de derechos de emisión (Emission Trading System, EU ETS): Directiva 2009/29/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Fomento de las energías renovables: Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La política energética española está orientada a contribuir a estos objetivos generales, siendo las orientaciones más destacadas las siguientes:

Energía y medio ambiente

Uno de los objetivos prioritarios en la planificación indicativa es hacer compatible la preservación de la calidad medioambiental con los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía.

A raíz de la aprobación de la Ley 9/2006, de 28 de abril, de evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, a través de la cual se traspone

la Directiva 2001/42/CE, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, se debe someter la planificación de los sectores de electricidad y gas a un proceso de evaluación ambiental estratégica.

Otro capítulo importante en lo que respecta al medio ambiente y que tiene una incidencia notable en la planificación, es el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC), cuyo objeto es reducir las emisiones totales de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, en aplicación del Real Decreto 430/2004. Con este PNRE-GIC se prevé una reducción muy importante de las emisiones de SO₂, NO_x y partículas en las instalaciones de más de 50 MW puestas en funcionamiento con anterioridad a 1987.

En particular, para aquellas instalaciones que no se han acogido a ninguna de las excepciones contempladas en la Directiva 2001/80/CE (Directiva GIC), las reducciones globales contempladas en el PNRE-GIC representan disminuciones, con respecto a las emisiones del año 2001, del 81% del SO₂, 15% del NO_x y 55% de las partículas.

Otras normas que afectan de forma significativa al sector energético son los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión de GEI, en el marco del régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establecido a partir del Protocolo de Kioto.

Mediante los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se determina el número de derechos de emisión que se asignan a los distintos sectores incluidos en el ámbito de aplicación de las Directivas vigentes sobre comercio de derechos de emisión (EU-ETS) y la metodología para su reparto entre las distintas instalaciones individuales.

Los compromisos asumidos por España dentro de la UE en relación con el Protocolo de Kioto obligan a que se haga un esfuerzo muy importante para intentar reducir las emisiones de CO₂. En el PNA 2008-2012 se plantea como objetivo limitar el crecimiento de las emisiones al 37% de las del año base, cubriendo la diferencia entre esta cifra y el compromiso español del 15% recurriendo a mecanismos de flexibilidad (20%) y a sumideros (2%).

Es relevante también, en lo referido a medio ambiente y planificación energética, la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, horizonte 2007-2012-2020 que presenta 198 medidas para asegurar el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, preservando la competitividad de la economía española, el empleo y el abastecimiento energético. Destaca el capítulo dedicado a energía limpia, donde se plantea el objetivo de reducción de, al menos, un 2% anual del consumo energético en relación al escenario tendencial.

Energías renovables

Un pilar básico de la estrategia energética y también medioambiental es el apoyo al desarrollo de las energías renovables. La apuesta por estas fuentes de energía se basa, en primer término, en su reducido impacto ambiental en comparación con otras energías, y en su carácter de recurso autóctono, que favorece, por tanto, el autoabastecimiento energético y la menor dependencia del exterior. En suma, esta política constituye una de las bases del desarrollo sostenible, que representa una de las prioridades de la política española a largo plazo.

El Gobierno español aprobó, en agosto de 2005, el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), que será continuado por un nuevo PER con ámbito temporal 2011-2020 y que tendrá como objetivo la consecución de los compromisos internacionales asumidos por España en este ámbito.

El ahorro y la eficiencia energética

La Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética (E4), aprobada en noviembre de 2003, tenía por objeto reducir los consumos energéticos, contribuyendo a la mejora de la competitividad de la industria española y a la reducción de la contaminación, y para ello proponía una serie de medidas para los principales sectores consumidores de energía.

Sin embargo, en la citada Estrategia no se precisaban ni las acciones específicas, ni los plazos, ni las responsabilidades de las diferentes instituciones y tampoco la financiación. Por todo ello fue necesaria la adopción, por parte del Gobierno, de sucesivos Planes de Acción para resolver esta indefinición, concretando las acciones que se deben poner en marcha para cada sector, detallando objetivos, plazos, recursos y responsabilidades y evaluando finalmente los impactos globales resultantes de estas actuaciones. Estos planes de acción han centrado sus esfuerzos en siete sectores: industria, transportes, edificación, servicios públicos, equipamiento residencial y ofimática, agricultura y pesca y transformación de la energía.

El Plan de Acción vigente se extiende al periodo 2008-2012 a través del cual se refuerzan las medidas que han demostrado excelentes resultados en la mejora de la eficiencia energética. El Plan se focaliza en los sectores denominados como difusos (principalmente transporte y edificación) y propone objetivos de ahorro más ambiciosos que los establecidos en el Plan anterior (PAAEE 2005-2007)

Adicionalmente en 2011, ante la subida de los precios del petróleo se adoptó por parte del Gobierno el Plan de Intensificación del Ahorro y Eficiencia Energética, aprobado por el Consejo de Ministros del 4 de marzo de 2011, que recoge 20 medidas en los sectores de transporte, iluminación y edificación cuya puesta en marcha conlleva una inversión asociada de 1.151 millones de euros.

A este respecto, los objetivos a nivel de UE relativos al ahorro y eficiencia energética contemplan lograr en 2020 un ahorro del 20% de la demanda que resultaría en caso de no adoptar nuevas medidas de intensificación del ahorro y la eficiencia energética.

1.4. CONTENIDO DEL DOCUMENTO DE PSEG 2012-2020

El presente documento está compuesto por cinco capítulos, que se agrupan en los siguientes bloques temáticos:

- Una introducción, recogida en el capítulo 1.
- En el capítulo 2, se estudia la evolución reciente del consumo de energía en España, ofreciendo una visión global del balance energético en el período reciente, y su interrelación con la evolución económica general y la actividad de los sectores consumidores. Apoyado en esto, se describe el escenario considerado más probable de la evolución energética española hasta 2020, con los factores clave que definen el mismo. Este escenario se cuantifica con los balances energéticos en el período del análisis, y sus consecuencias respecto de los objetivos de política energética antes señalados.

- En el capítulo 3 se desarrollan los aspectos fundamentales de la cobertura de la demanda eléctrica peninsular y extrapeninsular, tanto en energía como en valores punta horarios, en verano y en invierno. El documento presenta la previsión de la nueva generación eléctrica que se incorporará en los próximos años a los sistemas eléctricos, mostrando la situación energética correspondiente a cada una de las Comunidades Autónomas. La cobertura eléctrica se analiza bajo las condiciones e hipótesis de crecimiento de la demanda y desarrollo del parque generador, tanto en régimen ordinario como en régimen especial. El documento ilustra el desarrollo de la red eléctrica previsto hasta el año 2020, clasificado por tipo de instalación y fecha de puesta en servicio, con indicación de la tipología, motivación de la infraestructura a acometer y de los costes derivados de la misma.

- En el capítulo 4 se abordan los criterios de abastecimiento y seguridad del sistema gasista, así como la previsión de las infraestructuras necesarias, a fin de garantizar la cobertura de los mercados convencionales y de todas las centrales de generación que consuman gas natural. Se recogen además los criterios de diseño y condicionamientos aplicables al almacenamiento de seguridad de gas natural, definiéndose las necesidades del mismo así como una evolución económica de la inversión necesaria en la ejecución de la infraestructura gasista propuesta.

- Por último, en el capítulo 5 se realiza un análisis de las reservas estratégicas de productos petrolíferos, necesarias para cumplir la legislación vigente así como de las infraestructuras destinadas a almacenarlas.

Capítulo 2

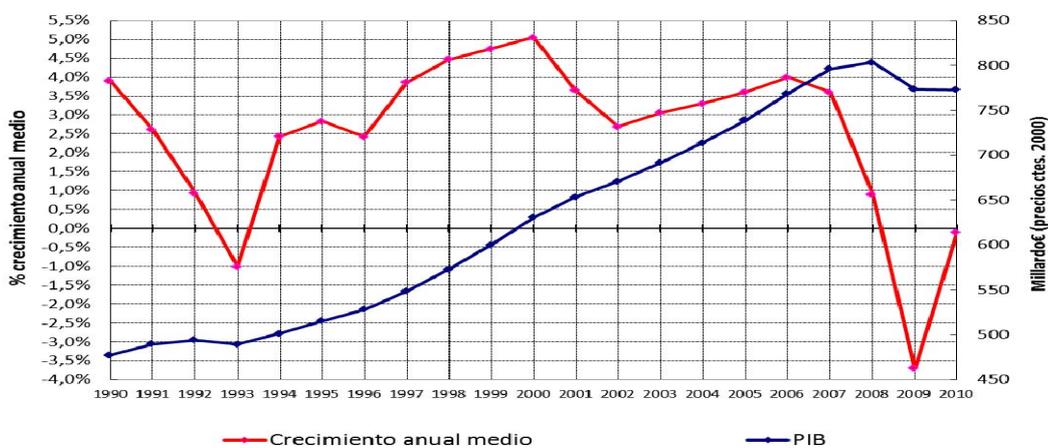
PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN ENERGÉTICA ESPAÑOLA 2012-2020

2.1. EVOLUCIÓN RECIENTE DEL CONSUMO ENERGÉTICO

El consumo energético es función del crecimiento económico, y de la intensidad energética de la economía. A su vez, la intensidad energética depende del consumo energético de los sectores productivos y de los sectores consumidores que no contribuyen al PIB, como el sector residencial y el transporte privado. Analizaremos en primer lugar la evolución de cada una de estas variables.

2.1.1 Evolución de la economía

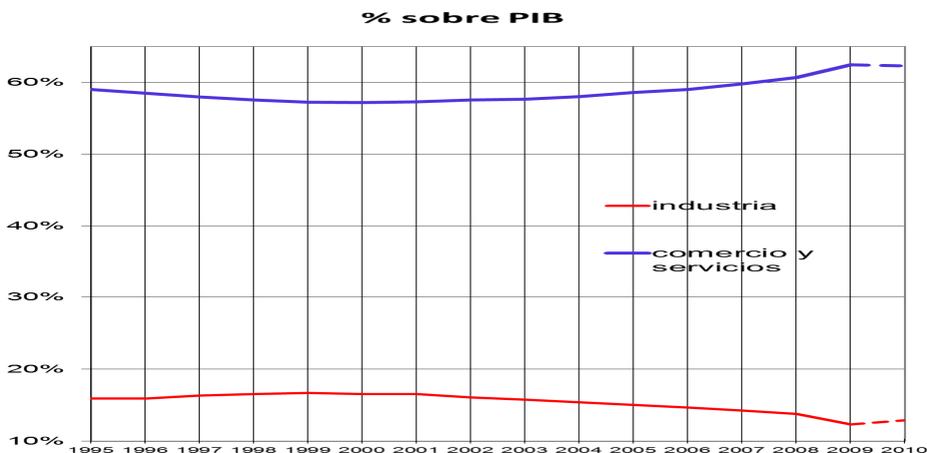
Si consideramos los años anteriores a la actual crisis, el PIB creció a una media del 2,9% anual en el período 1990-2008, destacando el período 1993-2007, durante el cual se experimentó un crecimiento medio del 3,5%.



Fuente: SEE

Figura 2.1. Evolución del PIB

Mientras que en la década 1990-2000 la industria incrementó su peso en la economía, en el periodo 2000-2010 se produjo una “terciarización” de la misma, es decir, el sector terciario ha ido incrementando su peso en el PIB en detrimento del sector industrial. Estos cambios resultan esenciales para entender algunos cambios experimentados en la intensidad energética de nuestra economía (consumo energía/PIB).

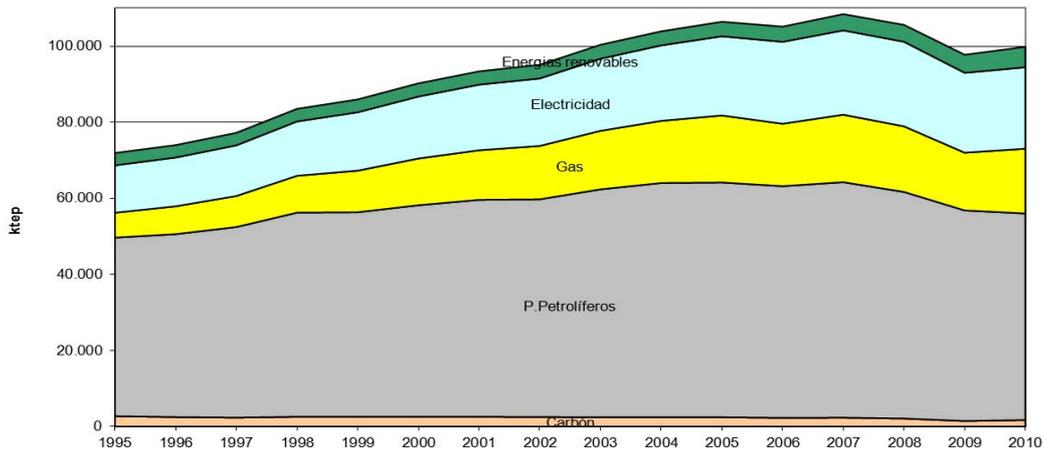


Fuente: SEE

Figura 2.2. Evolución de la participación en el PIB de la industria y del sector terciario

2.1.2 Evolución de la intensidad energética final

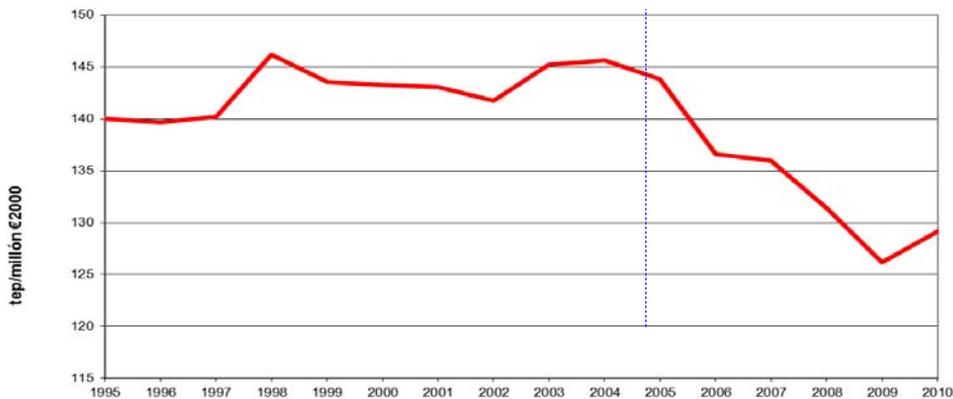
Hasta 2005, el crecimiento del consumo de energía fue continuo, como puede apreciarse en la Figura 2.3, especialmente en el caso de la electricidad y de los carburantes fósiles del transporte. Este crecimiento coincide con una etapa de alto crecimiento del PIB, motivado por el fuerte incremento de actividad experimentado en el sector servicios y en el de la construcción, así como del crecimiento de rentas y de equipamiento del transporte y de los hogares. Con todo, esta evolución no fue acompañada una mejora de la intensidad energética, ni en los sectores productivos ni en el residencial y el transporte privado.



Fuente: SEE

Figura 2.3. Evolución del consumo de energía final por fuentes

Este crecimiento de la intensidad energética final puede verse representado en la Figura 2.4 donde también puede apreciarse que a partir de 2005 se ha registrado un cambio muy significativo en la tendencia histórica de la intensidad energética de la economía, con una reducción importante de la misma entre 2004 y 2010.



Fuente: SEE

Figura 2.4. Evolución de la intensidad energética final

Entre 1990 y 2004, la intensidad energética, tanto final como primaria, tuvo una evolución creciente, contrastando con los países europeos de nuestro entorno, donde la evolución de estos indicadores fue decreciente.

Para corregir esta tendencia, desde el Gobierno se impulsaron programas específicos de mejora de la eficiencia energética, desarrollados en estos últimos años, lo que, unido a cambios estructurales que viene experimentando la economía desde el año 2000 y a la fuerte subida de los precios energéticos, ha hecho cambiar radicalmente la evolución de la intensidad energética a partir de 2005.

Entre 2004 y 2007, período de fuerte crecimiento económico y donde continuaron los aumentos de renta y de equipamiento indicados, la demanda de energía final creció muy por debajo de la economía, por lo que la intensidad energética final bajó un 6,5% en estos tres años.

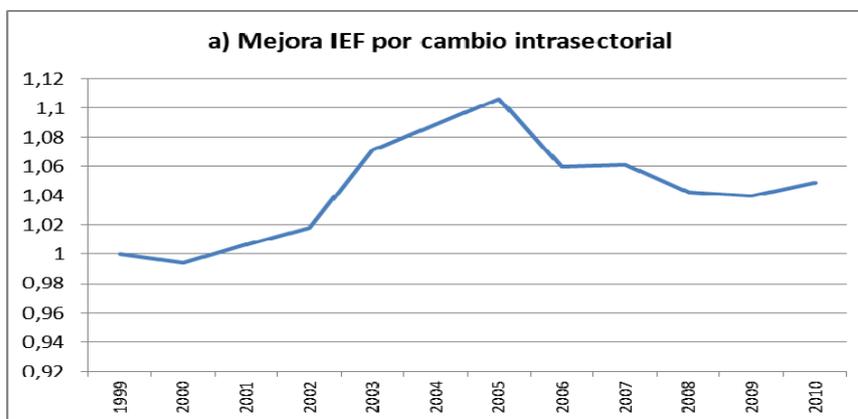
En los años 2008 y 2009, la situación de crisis económica internacional, dio lugar a menor actividad en los sectores consumidores, que, no obstante, continuaron mejorando su eficiencia, de modo que se continuó el descenso de la intensidad energética final. El resultado ha sido una reducción de la intensidad energética final entre 2004 y 2009 del 13,4%. En 2010 aumentó el consumo de energía final, fundamentalmente derivado de la mayor actividad de algunos sectores industriales intensivos en consumo energético, mientras que el PIB registró un ligero descenso, lo que provocó un repunte de la intensidad energética final. De este modo, considerando todo el período 2004-2010, la intensidad energética final se redujo un 11,3%.

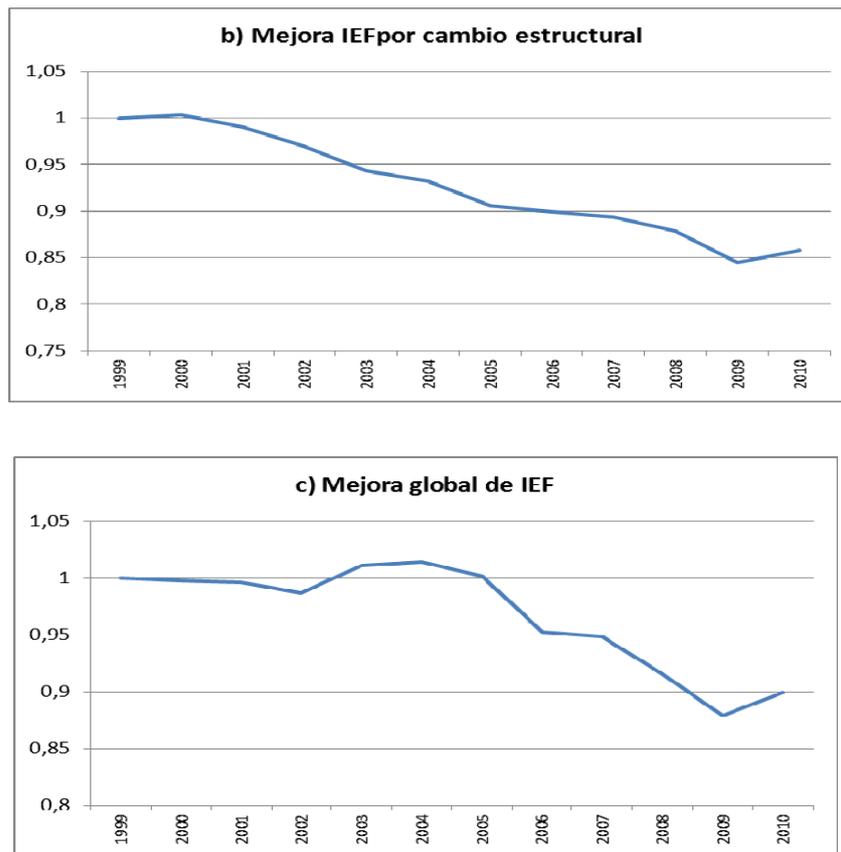
En los puntos siguientes se analizan los diversos factores que han contribuido a este cambio de la intensidad energética final observado a partir de 2005.

Desagregación de la intensidad energética y análisis de su evolución

En la evolución de la intensidad energética, además de la mejora de la eficiencia de los procesos productivos, ha tenido una fuerte influencia el cambio en la estructura productiva de nuestra economía experimentado en los últimos años.

En las siguientes figuras se representa, respectivamente, la evolución de la intensidad energética final y el efecto que en esta evolución tiene por un lado, la ganancia de eficiencia, y por otro, los cambios estructurales del sector productivo.





Fuente: SEE

Figura 2.5. Evolución de la intensidad de energía final y sus componentes

Como puede apreciarse, en la Figura 2.5 b) el efecto de la mejora de la intensidad energética final debida a un cambio estructural se ha manifestado a lo largo de toda la década, dando lugar a una reducción acumulada entre 2000 y 2010 del 14,6%.

Por el contrario, la Figura 2.5 (a), en la que se representa el efecto de la mejora de la intensidad energética final por ganancia de eficiencia de los procesos productivos o reducción de los consumos en los sectores privados (transporte y usos de la energía en sectores residencial, etc.) no se aprecia mejora hasta el año 2006, sino todo lo contrario, ya que en el periodo 2000-2005 se produce un aumento de la intensidad energética final. Así, entre 2000 y 2005 se observa un incremento del 11,2% en la variación de la intensidad energética final, excluido el efecto del cambio de estructura. Este incremento de la intensidad energética final se compensa parcialmente con la reducción de intensidad energética final debida al cambio estructural, por lo que, globalmente en este periodo, se produce sólo un ligero incremento de la intensidad energética final, como puede apreciarse en la Figura 2.5 (c).

A partir de 2006 se produce un cambio que puede observarse tanto en la Figura 2.5 (a) como en la (c). En este periodo (2006-2010) comienzan a manifestarse los efectos de los planes de acción de ahorro y eficiencia energética aprobados (PAAEE 2005-2007 y PAAEE 2008-2012). Esto produce un cambio significativo en la contribución de la ganancia de eficiencia de los procesos productivos y del consumo privado, a diferencia de la etapa anterior en que generaba un aumento de la intensidad energética final, sólo parcialmente compensado por los cambios estructurales de nuestra economía. En cinco años, la reducción de intensidad energética final debida a la ganancia de eficiencia fue de

más de 5 puntos porcentuales, lo que equivale a más de un 1% anual. De esta forma, el efecto combinado de la ganancia de eficiencia y del cambio estructural en el periodo 2005-2010 permitió una reducción media anual de IEF del 2,13%.

Un análisis del efecto de los diversos factores en la reducción de la intensidad energética final observada a partir de 2005 nos permite concluir que, de la reducción del 10,2% (14,7 tep/M€):

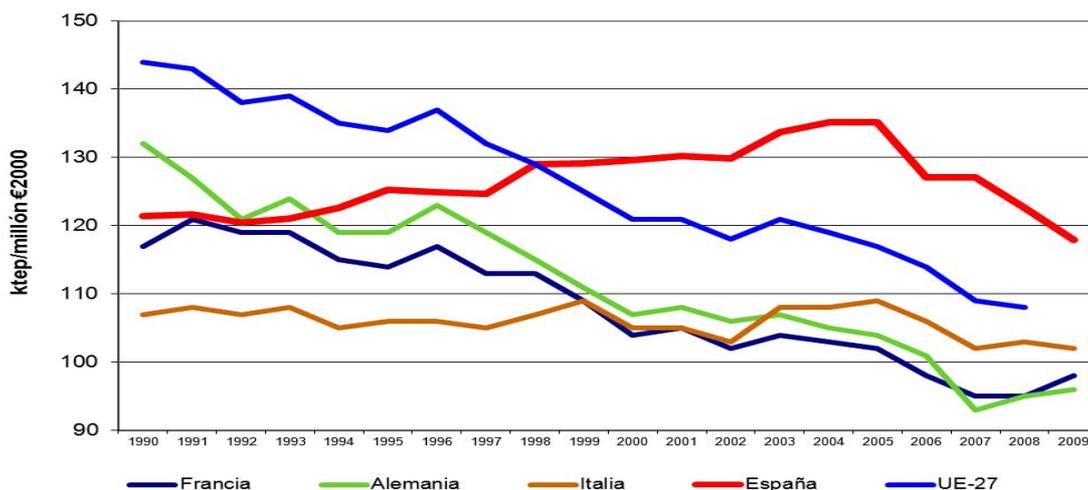
1. El 49,9% (7,3 tep/M€), es debida al cambio estructural
2. El 50,1% (7,4 tep/M€) es debida a mejoras de eficiencia

Vemos pues que la ganancia de intensidad energética final ha sido debida en partes casi iguales a la mejora de la eficiencia y al cambio estructural.

Como puede apreciarse en la Figura 2.5, en 2010 se produjo un rebote de la intensidad energética final. Se estima que este repunte es consecuencia de una mayor actividad de algunos sectores industriales intensivos en consumo energético (efecto estructural), además del incremento de la intensidad energética intrasectorial de estos sectores industriales por reducción de márgenes en un momento de crisis económica, de manera que a un mismo nivel de actividad, y por lo tanto a un mismo consumo energético, el VAB es menor, aumentando por tanto la intensidad energética.

Comparación con los países de la UE

El cambio de tendencia en la evolución de la intensidad de energía final que tuvo lugar en 2005, ha supuesto una aproximación de España a la tendencia de los países europeos, al contrario de lo que sucedía en períodos anteriores, que presentaban evoluciones divergentes, con crecimiento en España y descenso en la mayoría de los países del entorno. Dado que, al igual que en la mayoría de países comunitarios, en los últimos años hay una tendencia a la baja del indicador de intensidad de energía final, más acusada en España que en los países de la UE, la evolución en ésta presenta una tendencia a la convergencia con la media europea.



Fuente: EnR/IDAE. Datos Eurostat

Figura 2.6. Evolución de la intensidad final en países de la UE

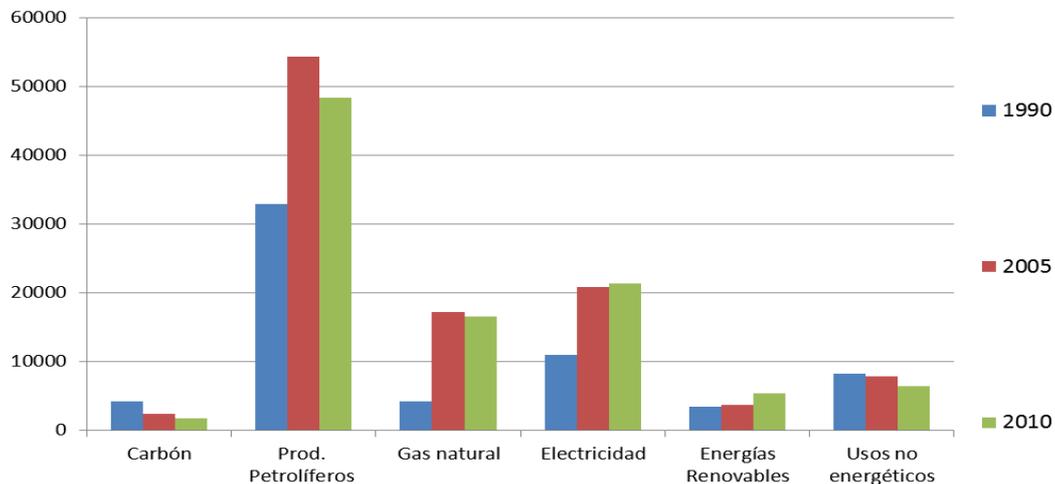
2.1.3 Evolución de la estructura de energía final (mix EF)

El consumo de energía final en España durante 2010, incluyendo el consumo para usos no energéticos, fue de 99.838 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep), siendo el crecimiento correspondiente al período 2000-2010, del 10,5%. Este moderado incremento fue debido a la fuerte reducción de la intensidad energética de la economía a partir de 2005, con lo que, sumado a los efectos de la crisis económica, supuso un menor consumo de energía final en todos los sectores, y en especial en el industrial y el transporte. En el periodo anterior, 1990-2005, el crecimiento medio anual del consumo de energía final fue del 3,4%, al contrario de lo sucedido entre 2005 y 2010, en que se produjo una caída de la demanda media anual del 1,2%.

ktep	1990	Estr. (%)	2005	Estr. (%)	2010	Estr. (%)	% var anual 2005/1990	% var anual 2010/05
Carbón	4271	6,7	2424	2,3	1693	1,7	-3,7%	-6,9%
Prod. Petrolíferos	32961	51,4	54376	51,2	48371	48,4	3,4%	-2,3%
Gas natural	4157	6,5	17145	16,1	16573	16,6	9,9%	-0,7%
Electricidad	10975	17,1	20836	19,6	21410	21,4	4,4%	0,5%
Energías Renovables	3418	5,3	3678	3,5	5375	5,4	0,5%	7,9%
Total usos energéticos	55782	87,0	98458	92,6	93423	93,6	3,9%	-1,0%
Usos no energéticos	8306	13,0	7842	7,4	6416	6,4	-0,4%	-3,9%
Prod. Petrolíferos	7932	12,4	7362	6,9	5941	6,0	-0,5%	-4,2%
Gas natural	374	0,6	480	0,5	475	0,5	1,7%	-0,2%
Total usos finales	64088	100,0	106300	100,0	99838	100,0	3,4%	-1,2%

Fuente: SEE

Tabla 2.1. Consumo de energía final por fuentes



Fuente: SEE

Figura 2.7. Evolución del consumo de energía final por fuentes

A continuación se detalla la evolución por fuentes energéticas, del consumo de energía final:

Carbón

En 2010, el consumo final de carbón supuso el 1,7% de la demanda de energía final total, habiendo descendido un 6,9% de media anual desde 2005 y un 3,7% de media anual entre 1990 y 2005. Esta senda decreciente se debe a que el consumo final de carbón se concentra fundamentalmente en el sector industrial de la siderurgia, que consume más del 60% del total, repartiéndose el resto entre otras industrias, en particular la cementera, y el sector residencial, cuyo consumo está en proceso de extinción debido a la sustitución por otros combustibles. En la siderurgia la demanda de carbón viene disminuyendo en los últimos años debido a la menor actividad de este sector. Este mismo patrón descendente de la demanda también se da en el resto de sectores industriales.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos en 2010, incluyendo usos no energéticos, fue de 54.312 ktep y supuso el 54,4% del total de la demanda de energía final, con un descenso medio anual del 2,5% respecto al de 2005, lo que contrasta con el crecimiento experimentado en el período 1990-2005, que fue del 2,8%. La demanda de productos petrolíferos está perdiendo peso en la estructura de consumos finales debido a que su uso se está concentrando progresivamente en el transporte, ya que su demanda en la industria, los servicios y el sector residencial, está siendo sustituida por gas, electricidad y energías renovables.

Desde 1995, y sin considerar los últimos años de crisis, destaca el fuerte crecimiento de la demanda de gasóleo auto, debido al aumento del tráfico de mercancías y del parque de turismos con cambio hacia motores diesel en los turismos nuevos, todo ello en detrimento del consumo de gasolina. Por su parte, la demanda de querosenos ha aumentado fuertemente, debido al crecimiento de la demanda de transporte aéreo.

Finalmente, en el sector doméstico y terciario, bajó la demanda de gasóleo C para calefacción y también la de GLP, debido a la sustitución por gas natural.

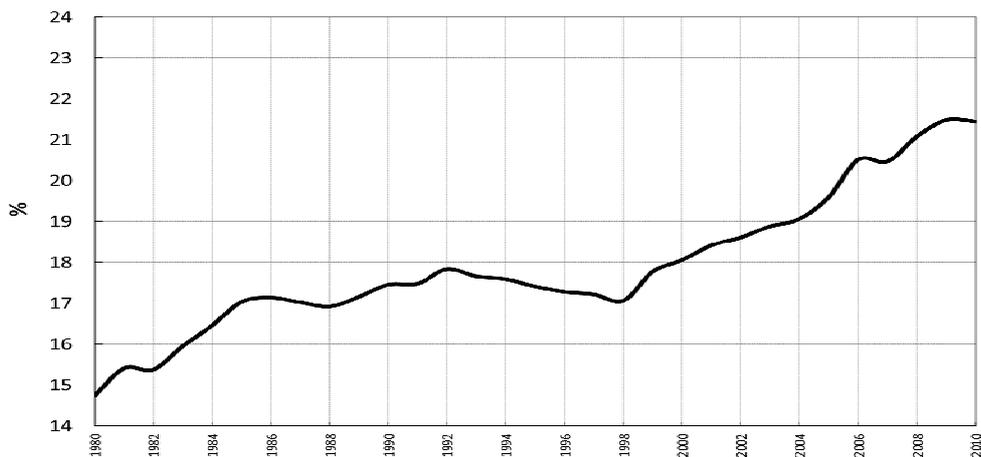
Gas natural

El consumo final de gas en 2010 fue de 17.048 ktep, el 17,1% de la demanda final total, incluyendo usos no energéticos, experimentando un ligero descenso del 0,7% medio anual respecto al de 2005, debido especialmente a la caída de la demanda de 2009. Sin embargo, en el período 1990-2005, el consumo registró un crecimiento del 9,5% medio anual. El gas natural ha pasado de tener una participación muy baja en la estructura de energía final en 1990, el 7,1%, a tener un peso muy significativo a día de hoy, debido a la extensión del suministro de esta energía en todo el territorio y en todos los sectores consumidores (industrial, servicios y residencial).

Energía eléctrica

Como se observa en la Tabla 2.1, la demanda de energía eléctrica creció a una tasa media del 4,4% anual entre 1990 y 2005 y al 0,5% desde 2005 hasta hoy, en ambos casos, muy por encima del aumento del consumo de energía final total. Estas altas tasas son atribuibles a la actividad económica que ha ido ganando en intensidad eléctrica; y ello a pesar de la mejora de eficiencia de los nuevos equipos.

En la estructura de consumo de energía final por fuentes, para usos energéticos, la electricidad sigue aumentando su penetración de forma continua a una tasa media próxima al 2% anual, pasando del 19,1% en 2004 al 21,8% en 2010.



Fuente: SEE

Figura 2.8. Evolución de la penetración de la electricidad en el consumo de energía final

Energías renovables

Las energías renovables contribuyeron al balance de energía final de 2010 con 5.375 ktep, el 5,4% del total y con un crecimiento medio del 0,5% anual entre 1990 y 2005 y del 7,9% desde 2005 hasta hoy, lo que refleja el apoyo de la política energética española a las energías renovables desde 2005. En este consumo, destacan los biocarburantes, que han alcanzado 1.442 ktep en 2010, desarrollándose precisamente a partir de 2005.

2.1.4 Evolución de la demanda de energía final por sectores

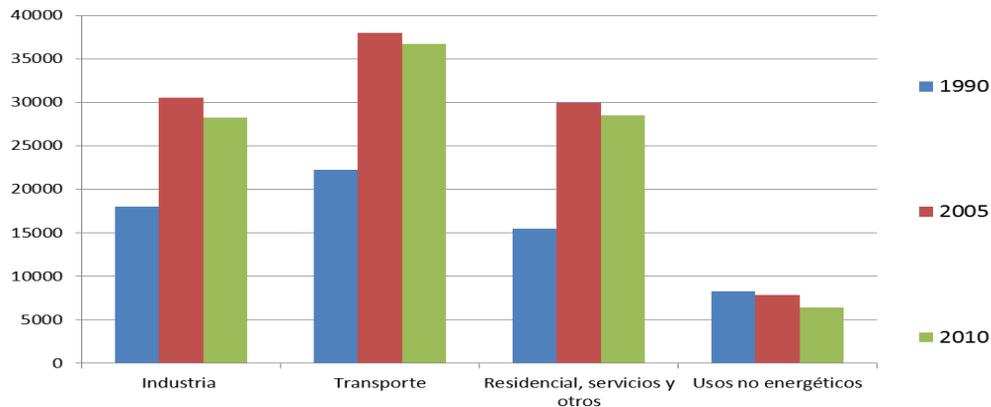
En el análisis por grandes sectores consumidores de energía, también ha habido diferencias sustantivas entre la tendencia de los consumos en el período 1990-2005, con fuerte crecimiento de la demanda, y el descenso posterior de la misma.

En la industria, en el período 1990-2005, creció la demanda de usos energéticos a una tasa anual del 3,7% , habiéndose incrementado la participación de este sector en la estructura de consumos. Por el contrario, desde 2005, la mejora de eficiencia energética, unida al aumento de peso de los sectores industriales menos intensivos en consumo de energía, ha hecho que esta demanda haya disminuido a una tasa del 1,9% anual, lo que se ha traducido en una reducción del peso de la industria en la estructura de energía final. También ha bajado el consumo de materias primas de uso no energético en la industria.

ktep	1990	Estr. (%)	2005	Estr. (%)	2010	Estr. (%)	% var anual 2005/1990	% var anual 2010/05
Industria	18041	28,2	30994	29,2	28209	28,3	3,7%	-1,9%
Transporte	22246	34,7	38100	35,8	36744	36,8	3,7%	-0,7%
Residencial, servicios y otros	15495	24,2	29365	27,6	28470	28,5	4,4%	-0,6%
Total usos energéticos	55782	87,0	98459	92,6	93423	93,6	3,9%	-1,0%
Usos no energéticos:	8306	13,0	7842	7,4	6416	6,4	-0,4%	-3,9%
Total usos finales	64088	100,0	106301	100,0	99838	100,0	3,4%	-1,2%

Fuente: SEE

Tabla 2.2. Consumo de energía final por sectores



Fuente: SEE

Figura 2.9. Evolución del consumo de energía final por sectores

En el transporte, también se registró un fuerte crecimiento del 3,7% anual entre 1990 y 2005, dándose, igualmente, un descenso posterior, aunque el peso sobre el total de la demanda de energía final ha continuado creciendo.

En el sector doméstico y el terciario, el crecimiento en el primer período fue superior al del resto de sectores, 4,4% de media anual, mientras que a partir de 2005 bajó al 0,6% de media anual. El resultado es que el peso en la estructura de consumo final energético es ya ligeramente superior a la demanda de energía de la industria, excluidos los usos no energéticos.

2.1.5 Evolución de la demanda de energía primaria

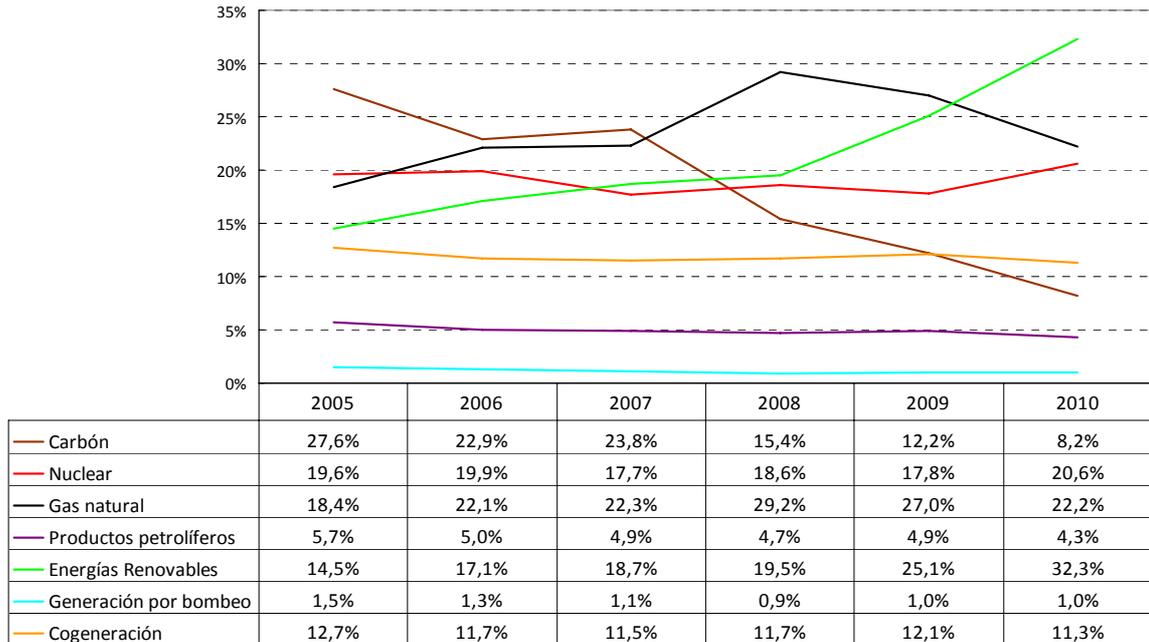
La demanda de energía primaria se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

El consumo de energía primaria en España en 2010 fue de 131.927 ktep, con una caída media anual del 1,9% respecto al de 2005. En el período anterior, 1990-2005, el crecimiento del consumo primario fue del 3,2% de media anual.

Esta evolución se debe tanto a la evolución de la demanda final ya analizada, como al cambio hacia una estructura más eficiente de generación eléctrica que está produciéndose desde 2005. En concreto, el aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y la generación hidroeléctrica, ha permitido reducir la generación termoeléctrica con carbón y productos petrolíferos, cuyo rendimiento es menor.

Cambio en la estructura de generación eléctrica

Entre 2005 y 2010, se ha producido una profunda transformación del mix de generación eléctrica. En particular, se han puesto en servicio 18,7 GW de centrales térmicas de ciclo combinado, se ha añadido una potencia nueva al parque de generación de electricidad de 17 GW de generación con renovables y 1,5 GW de cogeneración. Adicionalmente, se han retirado 10,2 GW de grupos generadores convencionales de carbón, gas y productos petrolíferos.



Fuente: SEE

Figura 2.10. Estructura de generación eléctrica bruta

En términos de energía, la generación con carbón, excluyendo cogeneración, ha bajado del 27,6% en 2005 al 8,2% en 2010; también ha perdido peso la generación con productos petrolíferos. Por el contrario, la generación con gas, excluyendo cogeneración, ha subido del 18,4% al 22,2% y con renovables del 14,5% al 32,3%. Como consecuencia de este sustancial cambio de estructura, el consumo de energía para la generación de electricidad, ha disminuido un 10,1% en el período 2005-2010.

Evolución de las fuentes de energía primaria

En la Tabla 2.3 puede apreciarse la evolución de la demanda de energía primaria, de la que cabe destacar:

- El consumo total de **carbón** alcanzó en 2010 el 6,3% del consumo total, es decir, 8.271 ktep. Se aprecia que se ha producido una caída muy importante del peso de esta energía en la estructura de energía primaria, ya que en 1990 representaba el 20,9% y en 2005 todavía tenía un peso del 14,6%. El cambio se ha debido fundamentalmente a la menor generación eléctrica con este combustible.
- El consumo de **petróleo** supuso el 47,3% del consumo total de energía en 2010, 62.358 ktep, con aumento medio anual del 2,8% entre 1990 y 2005 un descenso del 2,8% medio desde 2005. El peso del consumo de petróleo sobre el total de energía primaria, ha registrado un descenso continuado, debido fundamentalmente a la reducción de su consumo final mencionado anteriormente, ya que el consumo en generación eléctrica bajó fuertemente en la década de los años 80 y aunque continuó después de 1990 con un descenso adicional del 20%, esta caída no tiene mucha incidencia, ya que actualmente la generación de electricidad tiene una influencia poco significativa sobre el total de consumo de productos petrolíferos.
- La demanda total de **gas natural** fue de 31.003 ktep en 2010, con un peso del 23,5%, peso que ha venido creciendo fuertemente desde 1990, tanto en usos finales como en

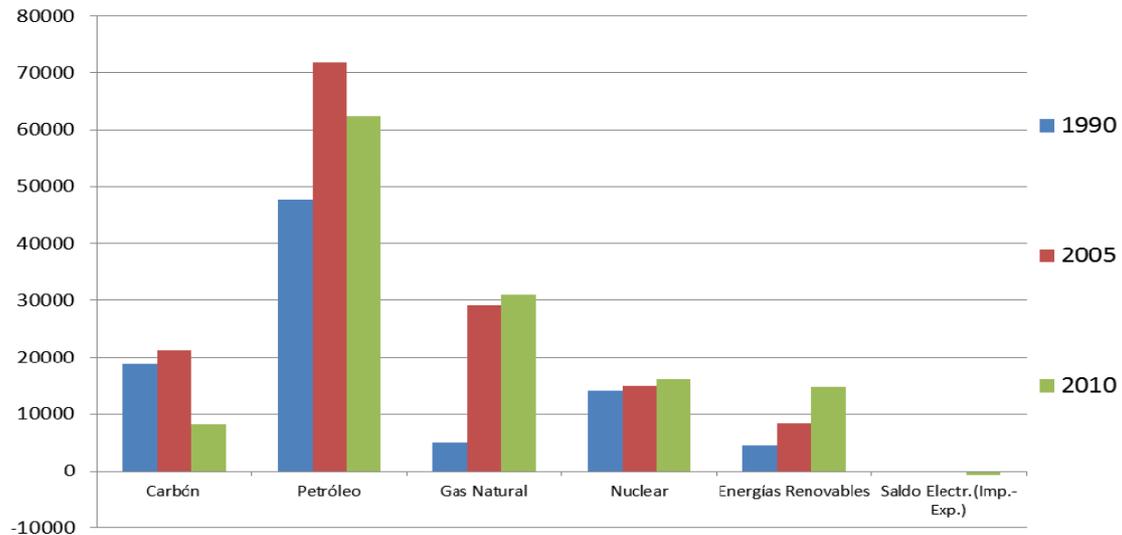
generación eléctrica, en este último caso como consecuencia del crecimiento del uso de gas tanto en cogeneración como en centrales de ciclo combinado.

- Las **energías renovables** contribuyen al balance total de 2010 con 14.910 ktep, el 11,3% del total, y su peso ha ido creciendo desde 1990, especialmente a partir de 2005, con un crecimiento medio anual superior al 12%. Este aumento se debe a los usos directos finales, ya indicados, así como al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, biomasa, solar, etc.
- La producción de energía eléctrica de origen **nuclear** alcanzó 16.102 ktep en 2010, un 12,2% del total. Su peso sobre la generación eléctrica total ha venido reduciéndose en los últimos años, a medida que ha ido creciendo el consumo total de energía primaria, sin aumento de la potencia instalada de generación nuclear.

ktep	1990	Estr. (%)	2005	Estr. (%)	2010	Estr. (%)	% var anual 2005/1990	% var anual 2010/05
Carbón	18831	20,9	21183	14,6	8271	6,3	0,8%	-17,1%
Petróleo	47741	52,9	71765	49,4	62358	47,3	2,8%	-2,8%
Gas Natural	5025	5,6	29116	20,0	31003	23,5	12,4%	1,3%
Nuclear	14138	15,7	14995	10,3	16102	12,2	0,4%	1,4%
Energías Renovables	4545	5,0	8371	5,8	14910	11,3	4,2%	12,2%
Saldo Electr.(Imp.-Exp.)	-36	0,0	-116	-0,1	-717	-0,5	8,1%	44,0%
Total energía primaria	90244	100,0	145314	100,0	131927	100,0	3,2%	-1,9%

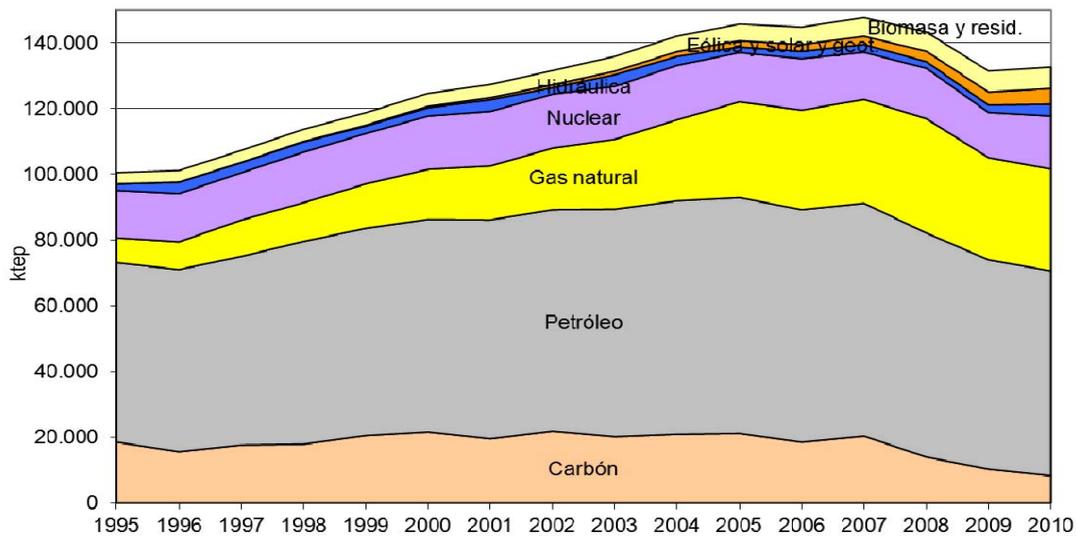
Fuente: SEE

Tabla 2.3. Consumo de energía primaria



Fuente: SEE

Figura 2.11. Evolución del consumo de energía primaria

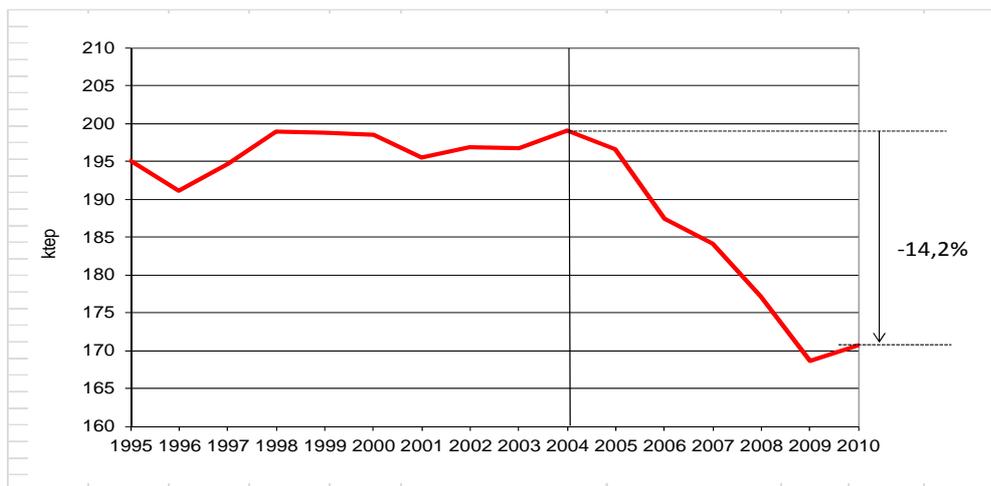


Fuente: SEE

Figura 2.12. Evolución del consumo de energía primaria

2.1.6. Intensidad energética primaria

La intensidad energética primaria ha mejorado desde 2005, por encima de la mejora de la intensidad final antes indicada. Esto se ha debido al incremento del consumo de las energías renovables y a la generación eléctrica de alta eficiencia, en particular la generación con gas en centrales de ciclo combinado, y la cogeneración, lo que se ha traducido en una mejora de la eficiencia de la transformación de la energía primaria en electricidad. En la Figura 2.13 puede observarse la mejora de la intensidad energética primaria entre 2004 y 2010.



Fuente: SEE

Figura 2.13. Evolución de la intensidad energética primaria

Desde 2004 hasta 2007, período anterior a la crisis económica, la intensidad energética primaria disminuyó un 7,5%. En los años 2008 y 2009, a pesar de la menor actividad económica y, por tanto, de la menor demanda eléctrica y de productos petrolíferos, los sectores transformadores han continuado mejorando su eficiencia, de modo que entre 2004 y 2009, el descenso de la intensidad de energía primaria fue del 15,3%. En 2010 el consumo energético primario ha aumentado ligeramente, derivado del aumento de los consumos finales antes mencionado. Con todo, este aumento ha sido inferior al incremento del consumo final, debido a la mejora de eficiencia en ese año. En el período 2004-2010, la intensidad energética primaria ha bajado un 14,2%.

Cabe destacar que, si bien la crisis económica ha contribuido de forma significativa a la caída de la demanda de energía en 2008 y 2009, el cambio de tendencia se inició tres años antes como consecuencia de la aplicación de políticas de ahorro y eficiencia y de sus efectos sobre la intensidad energética primaria.

2.2 Escenario de previsión

El escenario incorpora:

- La evolución reciente de los mercados energéticos, indicada en los apartados anteriores, con el importante cambio de tendencia registrado en las intensidades energéticas de la economía española. Esta evolución se considera consolidada y extensible al período de previsión de esta nueva Planificación.
- Las tendencias económicas y energéticas actuales, previstas en los mercados internacionales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable.
- Los compromisos medioambientales que afectan al sector energético, en particular los relativos al cambio climático.
- Las previsiones y compromisos recogidos en planes específicos actualmente vigentes y su posible extensión dentro del período de la Planificación:
 - La Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y sus Planes de Acción, así como los Planes que están actualmente en preparación y que extienden el horizonte de mejora de eficiencia de la economía hasta 2020.
 - El Plan de Energías Renovables 2011-2020.
 - El Plan nacional de reserva estratégica de carbón.

2.2.1 Marco de referencia

Tanto la Comisión Europea como la AIE, en sus trabajos de prospectiva a largo plazo, consideran como entorno más probable en los mercados energéticos mundiales, los siguientes:

- *Mantenimiento de las políticas energéticas actuales*: las políticas energéticas mantendrán sus programas y políticas actuales, orientadas a la sostenibilidad y seguridad del abastecimiento.
- *Crecimiento de la demanda energética*: una vez que las economías hayan remontado la crisis, el consumo mundial de energía volverá a crecer al ritmo previo a la misma, con tasas cercanas al 2% anual hasta 2020. Este aumento provendrá, fundamentalmente, de las economías emergentes.

- *Continuidad del predominio de las energías fósiles:* las energías fósiles continuarán manteniendo su papel predominante, cubriendo más de dos tercios del incremento total de la demanda de energía primaria hasta 2020. En términos absolutos, el carbón supondrá el mayor incremento, seguido del gas y el petróleo. No obstante, el petróleo seguirá representando el principal componente de la energía primaria, pero su peso irá descendiendo desde el 34% actual hasta el 32% en 2020.
- *Generación y consumo de electricidad:* Los incrementos en la demanda de gas y carbón se deberán principalmente, al consumo para generación eléctrica. La demanda mundial de electricidad se estima que crecerá a una media del 2,5% hasta el 2030. El 80% de la nueva demanda provendrá de países no pertenecientes a la OCDE, especialmente de China.
- *Desarrollo de las energías renovables:* Los elevados precios de los combustibles fósiles y la creciente preocupación de los Estados por el cambio climático y la seguridad energética seguirán impulsando los programas públicos de apoyo a las energías renovables en muchas partes del mundo.
- *El gas ocupa un papel central en las políticas energéticas:* En todos los escenarios planteados por los Organismos antes citados, la demanda de gas natural continuará su tendencia alcista, con crecimiento anual medio del 2,5% hasta 2020. Este crecimiento provendrá de China e India, así como de Oriente Medio. Entre los motivos que explican la mayor demanda de gas, destacan:
 - La necesidad de diversificar las fuentes energéticas en muchos países altamente dependientes del petróleo y el carbón.
 - La competitividad del gas como combustible en la producción eléctrica y sus ventajas medioambientales frente a otros combustibles fósiles.
 - Las reservas probadas de gas son suficientes para abastecer este aumento de demanda previsto, aunque el coste para obtener esos recursos irá en aumento.
- *Eficiencia energética* La eficiencia energética se sigue considerando el principal instrumento para lograr los objetivos de política energética, en particular los relativos al cambio climático. Por tanto, los gobiernos seguirán desarrollando programas específicos.
 - Los programas sobre transporte tendrán tres líneas principales: mejorar la eficiencia, extender la utilización de biocarburantes y promover la incorporación de nuevas tecnologías en los vehículos, en particular, los vehículos híbridos y eléctricos.
 - Algunos estudios consideran que, hacia 2020, el potencial de desarrollo de los motores híbridos podría llegar a alcanzar el 20% de las ventas de vehículos y los modelos híbridos enchufables y vehículos eléctricos, alrededor del 10%.
 - En transporte aéreo, seguirán las líneas de apoyo a la mejora en la eficiencia en las aeronaves y el uso de biocarburantes.
 - La descarbonización del sector eléctrico desempeña asimismo un papel esencial en la reducción de emisiones, principalmente a través del cambio en la estructura de fuentes de generación y tecnologías eficientes.

2.2.2 Factores clave en la definición del escenario

Precios energéticos en los mercados internacionales

Los escenarios de prospectiva energética estimados por los Organismos citados (IEA Outlook. Comisión Europea, D.G. Energía, Simulación modelo PRIMES julio 2010), esperan, como se ha indicado, un crecimiento estable de la demanda mundial de energías fósiles, acompañado de oferta suficiente pero con mayores costes de producción. Esto provocará, como tendencia en esta década, que los precios del petróleo crudo para Europa se mantendrán por encima de los 100 \$2008/barril, hasta alcanzar alrededor de 110 \$2008/barril en 2020, es decir, cotizaciones altas aunque inferiores a las máximas registradas antes de la crisis iniciada en 2008.

Dichas estimaciones consideran que los precios del gas natural evolucionarán de forma similar a los del crudo, dado que el aumento previsto de demanda se cubrirá con oferta suficiente, pero también a mayores costes, por lo que las cotizaciones del gas para Europa se situarán alrededor de 23 €2010/MWh en 2020, valor también inferior al máximo alcanzado antes de la crisis. No obstante, estudios más recientes estiman que el precio del gas será superior, alrededor de los 27,5 €2010/MWh en 2020, que es el valor tomado para el desarrollo de este escenario.

Los precios del carbón seguirán estando por debajo de los del crudo y el gas en todo el período y con crecimiento del diferencial favorable, ya que crecerán a tasas inferiores a las del crudo y el gas.

Respecto al precio del CO₂ se han tomado en consideración escenarios basados en los estudios antes citados, que incluyen la política de reducción de emisiones en la UE y a nivel mundial. El precio del CO₂ viene determinado por el mercado de derechos de emisión en el que participan las empresas sometidas al sistema EU-ETS, pero esta cotización tiene un papel de referencia muy importante como coste marginal. La conclusión es que los precios del CO₂ se encontrarán en el entorno de 25-30 €/ton a largo plazo. Para ello, se supone el mantenimiento de los objetivos actuales de la Unión Europea de reducir en un 20% en 2020 las emisiones respecto a las emisiones de 1990, y que otros países relevantes fijarán objetivos similares de reducción de emisiones. En este escenario se ha asumido un precio de 25 €2010/ton CO₂.

Esta evolución de precios se considera compatible con los crecimientos de la economía que se han tomado como base de esta planificación. Los análisis de sensibilidad realizados con escenarios de precios superiores a los indicados hasta 2020 muestran que se registraría una demanda energética menor que la obtenida en los escenarios presentados en este documento, derivada del menor crecimiento económico. En caso de mantenerse los precios del petróleo en valores más altos a largo plazo, la demanda energética se contraería.

Demografía

Las tendencias demográficas actuales indican que se está produciendo una ralentización del crecimiento de la población, tras el significativo aumento de los últimos años derivado, fundamentalmente, del fenómeno inmigratorio y que contribuyó al crecimiento de los consumos energéticos y de equipamiento de hogares y transporte.

En este trabajo de planificación, se ha considerado la evolución de población dada por el INE en sus proyecciones, que suponen hasta 2020 una moderación de las entradas netas

de inmigrantes. Como consecuencia de esta estimación el total de habitantes en 2020 estará alrededor de los 48,3 millones, sólo ligeramente superior a la cifra actual.

El análisis por edades muestra que este estancamiento de la población provocará un aumento de los estratos de población no activa, con menor potencial de consumos, entre ellos los energéticos.

Evolución económica

El escenario se ha realizado con la hipótesis de un crecimiento estable de la economía y del comercio mundial de bienes y servicios, correspondiendo a la UE-27, según los últimos trabajos de prospectiva energética de la Comisión Europea, un crecimiento medio anual del 2,2% hasta 2020. Este crecimiento se considera compatible con los escenarios indicados de precios de las energías primarias.

En este contexto, la hipótesis central de crecimiento de la economía española se corresponde con la del escenario macroeconómico del Gobierno actualmente vigente, extendido hasta el período de previsión de este documento.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	media 2010/20
% var PIB	1,3%	2,3%	2,4%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%

Se trata de una estimación prudente, teniendo en cuenta la comparación con el período 1995-2010 (3,2% de crecimiento medio) ó incluso el período más largo 1980-2010 (3%).

En la industria, se prevé que se produzcan modificaciones en su estructura, implantándose industrias de alto valor añadido, de nuevas tecnologías intensivas en capital y perdiendo peso las industrias intensivas en mano de obra y en energía, cuyos aumentos de capacidad tenderán a situarse en países con menores costes laborales o mayor dotación de materias primas.

Así, para la industria del acero y del resto de metalurgia básica, se prevé el mantenimiento de su actividad en niveles similares a los anteriores a la crisis, a pesar del crecimiento de la demanda. En otros subsectores energéticamente intensivos, como el de materiales de construcción, se prevé una reactivación derivada de la demanda externa, dado que para el sector de la construcción interno se prevén, como media, crecimientos del valor añadido similares a los del PIB para el horizonte temporal considerado. Estos valores, bastante inferiores a los obtenidos en los años pre-crisis, son consecuencia del menor crecimiento de la demanda. La inversión pública en infraestructuras se estima que se reactivará con la recuperación del crecimiento.

En el sector químico hay dos pautas diferenciadas: la química básica, que es intensiva en energía y que tendrá un comportamiento similar al de metalurgia, y la química de productos especiales y farmacéuticos que continuará con las inversiones en tecnología y tendrá un aumento de capacidad y mejora de su intensidad energética.

Se estima que los servicios continuarán creciendo en actividad, mejorando a la vez su eficiencia energética.

A priori, se considera que el sector transporte seguirá ganando terreno en la estructura de consumo final de energía; en particular el transporte por carretera, por su mayor peso, y el aéreo, por su crecimiento, serán responsables de esa tendencia. Con respecto a la carretera, además del aumento en el transporte de mercancías asociado a un significativo nivel de actividad económica, hay que tener en cuenta que los vehículos privados

seguirán dominando el transporte de pasajeros, estimándose que la tasa de equipamiento de automóvil crecerá hasta valores próximos a la saturación al final del período de previsión, debido a la ralentización del crecimiento de la población y menor tamaño de las unidades familiares.

Medio ambiente

Como se ha indicado anteriormente, los objetivos medioambientales, bien provenientes de la política nacional o derivados de compromisos internacionales, representan el condicionamiento más relevante en cuanto a tipos de energías a consumir, tecnologías de transformación y uso final, y evolución de la eficiencia energética.

El escenario tiene en cuenta los condicionantes ambientales derivados de la legislación de la UE, en particular los relativos a la Directiva de Techos Nacionales de Emisión, los límites de emisiones actualmente vigentes sobre SO₂, NO_x y partículas de la Directiva sobre Emisiones Industriales, Emisiones de Fuentes Móviles y Especificaciones de Productos Petrolíferos, así como los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero (GEI). En relación con las emisiones procedentes de generación eléctrica, el escenario ha considerado las limitaciones derivadas del Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC), que contempla importantes reducciones de las emisiones de SO₂, NO_x y partículas de las mismas, en particular a partir del año 2016 donde son más estrictos los requisitos de emisión.

En relación con el cambio climático, el escenario tiene en cuenta el objetivo de la UE de alcanzar unas reducciones de emisiones de GEI del 20% en el año 2020 respecto del año 1990, lo que comportará la necesidad de un mix de tecnologías de transformación más eficientes, especialmente en generación eléctrica, así como el incremento del consumo de energías renovables tanto finales como primarias.

Para reducir la emisión entre 2005 y 2020, se parte, a nivel de la UE del dato de 2005, debiendo reducirse en 2020, como media, alrededor del 14%, de los que el 21% es en los sectores sujetos a la directiva de comercio de derechos de emisión (EU-ETS) y el 10% en los denominados sectores difusos. La reducción en sectores difusos es responsabilidad de los Estados miembros, mientras que la reducción en sectores directiva, lo es de las empresas afectadas, que deberán comprar los correspondientes derechos de emisión en el mercado de derechos de CO₂, aunque aquéllos sectores en los que se considere que existe un riesgo de deslocalización industrial hacia países donde estas emisiones no están gravadas (riesgo de fugas de carbono, en la terminología de la UE), dispondrán de derechos gratuitos asignados de acuerdo con un método basado en el benchmarking.

2.2.3 Objetivos y medidas de la política energética

Los principios de la política energética son: garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental, en especial en lo referente al logro de los objetivos relativos al cambio climático.

Las medidas que se proponen para el cumplimiento de los principios anteriores son:

- Diversificación de las fuentes de suministro de energía, el desarrollo de las infraestructuras, la transparencia y competencia de los mercados energéticos, la creciente participación de las energías renovables y los programas de ahorro y eficiencia energética.

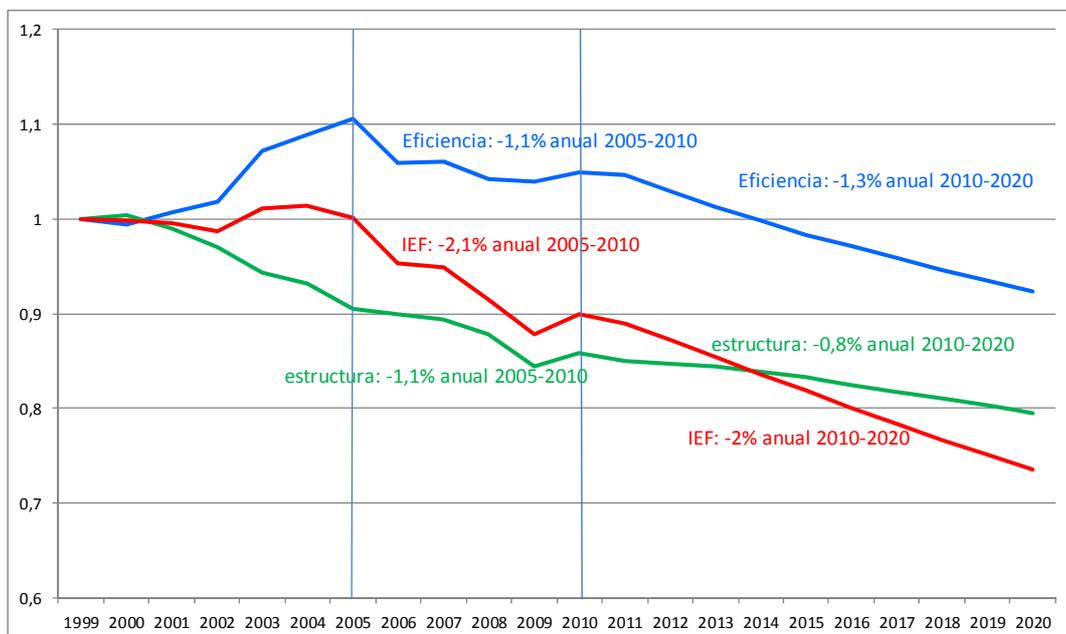
- Cumplimiento de los compromisos de España a nivel de la UE, de acuerdo con la Directiva de Energías Renovables y la Decisión de reparto del esfuerzo entre Estados miembros. Objetivo nacional mínimo de participación de las energías renovables en el consumo de energía final bruto del 20% en 2020. La participación de las energías renovables en todos los tipos de transporte en 2020 será como mínimo equivalente al 10% del consumo final de energía del sector transporte.
- Objetivo general de reducción de la demanda de energía primaria, sobre el escenario tendencial en ausencia de políticas activas de ahorro y eficiencia energética, coherente con el objetivo establecido para la Unión Europea del 20% en 2020 y con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asumidos por España. Estos objetivos serán compatibles con los fijados por la política energética española de lograr una mejora de intensidad energética final del 2% medio anual en el período 2010-20.

Evolución de la intensidad energética

Se ha considerado una evolución de la intensidad de energía final (IEF) similar a la experimentada en 2005-2010, es decir, una reducción media del 2% anual.

El efecto debido a los cambios estructurales de nuestro sistema productivo, se estima que continuará contribuyendo a la reducción de la IEF, dado que, como se ha indicado, en la industria tendrán más participación los sectores de alto valor añadido, menos intensivos en consumo de energía.

Se ha estimado también una evolución de la IEF intrasectorial de los distintos sectores productivos, a partir de la evolución experimentada en la década 2000-2010 y del potencial de mejora estimado para cada uno de ellos. A partir de estas estimaciones, se ha podido construir una proyección de los índices estructural e intrasectorial correspondiente a los sectores productivos.



Fuente: SEE

Figura 2.14. Evolución de la intensidad energética final y sus componentes

2.3 Previsión de la evolución energética española 2010-2020

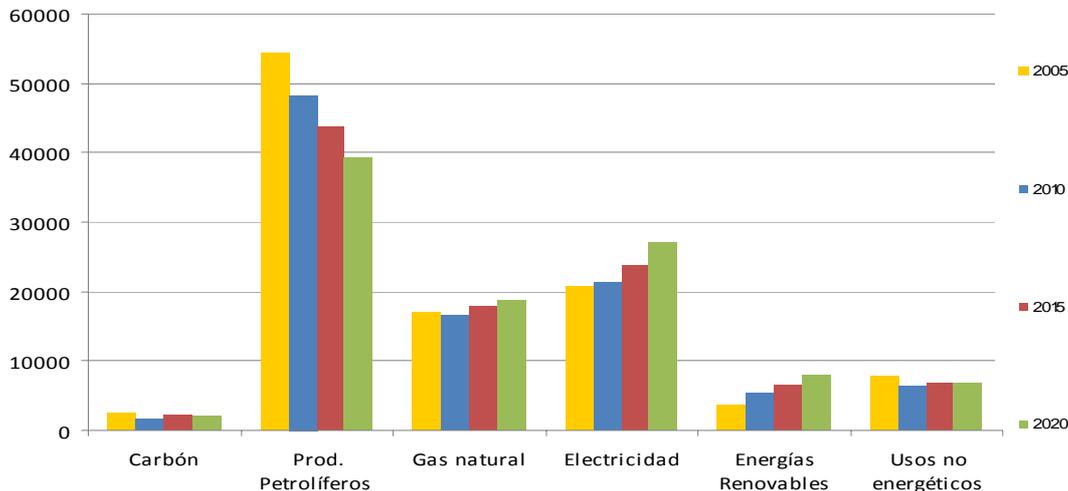
2.3.1 Consumo de energía final

El consumo de energía final en España en el escenario descrito, se estima que alcanzará valores sólo ligeramente superiores a los actuales, con 102.220 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep) en 2020, considerando usos energéticos y no energéticos. En su estructura destaca el aumento del peso de la electricidad, del gas y de las renovables de uso final, que se compensan con el fuerte descenso del consumo de productos petrolíferos. En carbón para usos finales, sólo se estima la recuperación de los niveles de consumo anteriores a la crisis.

ktep	2005	Estr. (%)	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Carbón	2.424	2,3	1693	1,7	2175	2,1	2146	2,1	2,4%
Prod. Petrolíferos	54.376	51,2	48371	48,4	43704	43,2	39253	38,4	-2,1%
Gas natural	17.145	16,1	16573	16,6	17960	17,7	18800	18,4	1,3%
Electricidad	20836	19,6	21410	21,4	23894	23,6	27085	26,5	2,4%
Energías Renovables	3678	3,5	5375	5,4	6675	6,6	8070	7,9	4,1%
Total usos energéticos	98458	92,6	93423	93,6	94408	93,2	95355	93,3	0,2%
Usos no energéticos	7842	7,4	6416	6,4	6865	6,8	6865	6,7	0,7%
Prod. Petrolíferos	7362	6,9	5941	6,0	6415	6,3	6415	6,3	0,8%
Gas natural	480	0,5	475	0,5	450	0,4	450	0,4	-1%
Total usos finales	106300	100	99838	100,0	101273	100	102220	100	0,2%

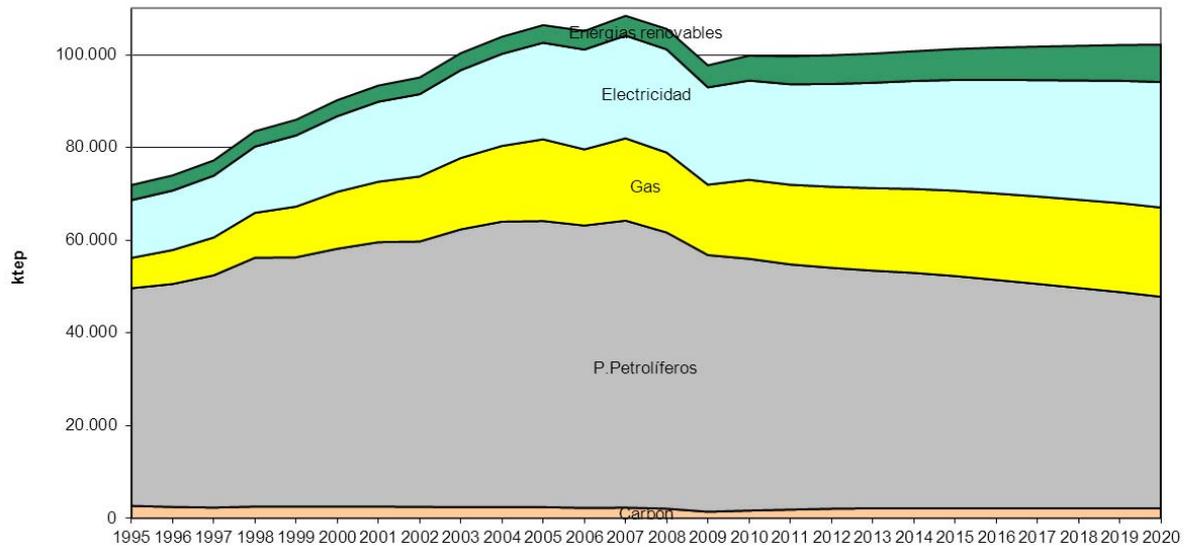
Fuente: SEE

Tabla 2.4. Evolución prevista del consumo de energía final.



Fuente: SEE

Figura 2.15. Evolución prevista del consumo de energía final por fuentes



Fuente: SEE

Figura 2.16. Evolución prevista del consumo de energía final por fuentes

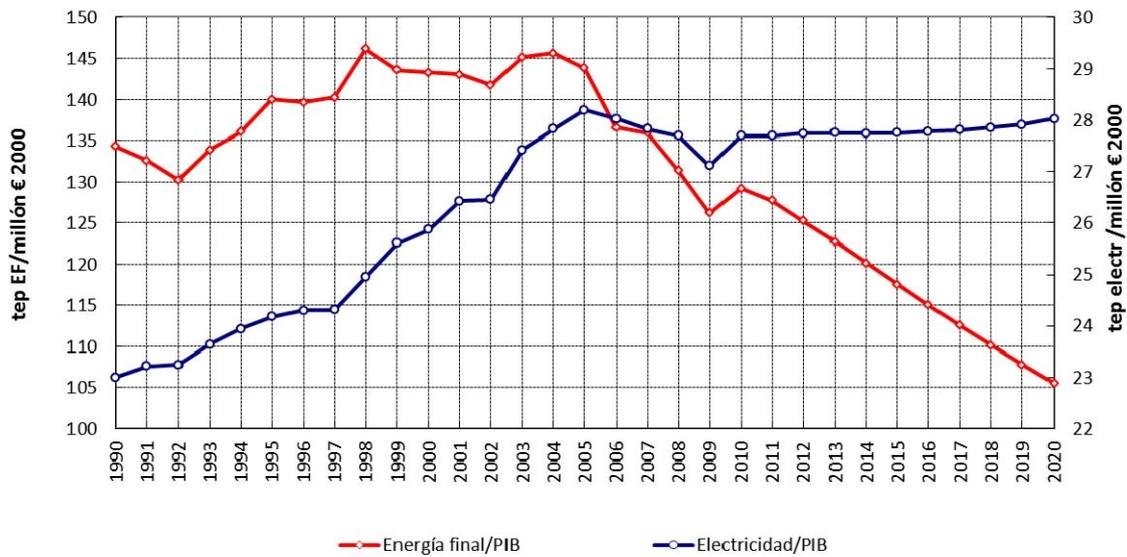
3.3.2 Intensidad energética final

Como ya hemos mencionado al hablar del marco de referencia, se prevé una mejora media de la intensidad de energía final del 2% anual en 2010-2020. Este potencial se desarrollará apoyado en las medidas de ahorro previstas en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4), la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, la introducción del automóvil eléctrico y el efecto de la progresiva saturación de algunos mercados al final del período de previsión. Estos ahorros de energía previstos se deducen del consumo de energías fósiles, no afectando al consumo de energías renovables que, de acuerdo con el Plan de Energías Renovables 2011-2020, experimentará un crecimiento de peso en la estructura de acuerdo a los objetivos de política energética ya citados.

	2010	2015	2020
PIB (*10 ⁹ € a precios ctes.2000)	772,9	862,5	969,0
% crecim.medio anual PIB		%2015/10= 2,2%	%2020/15= 2,4%
Población (Millones hab.)	47,0	47,8	48,3
Carbón/PIB (tep/millón €)	2,2	2,5	2,2
P. Petrolíferos/PIB	70,3	58,1	47,1
Gas/PIB	22,1	21,3	19,9
Electricidad/PIB	27,7	27,7	28,0
En.Renovables/PIB	7,0	7,7	8,3
Energía final total/PIB (tep/millón €2000)	129,2	117,4	105,5
Energía final/población (tep/hab.)	2,1	2,1	2,1
Energía eléctrica/habitante (kWh/hab.)	5295	5817	6521

Fuente: SEE

Tabla 2.5. Evolución prevista de la intensidad energética final

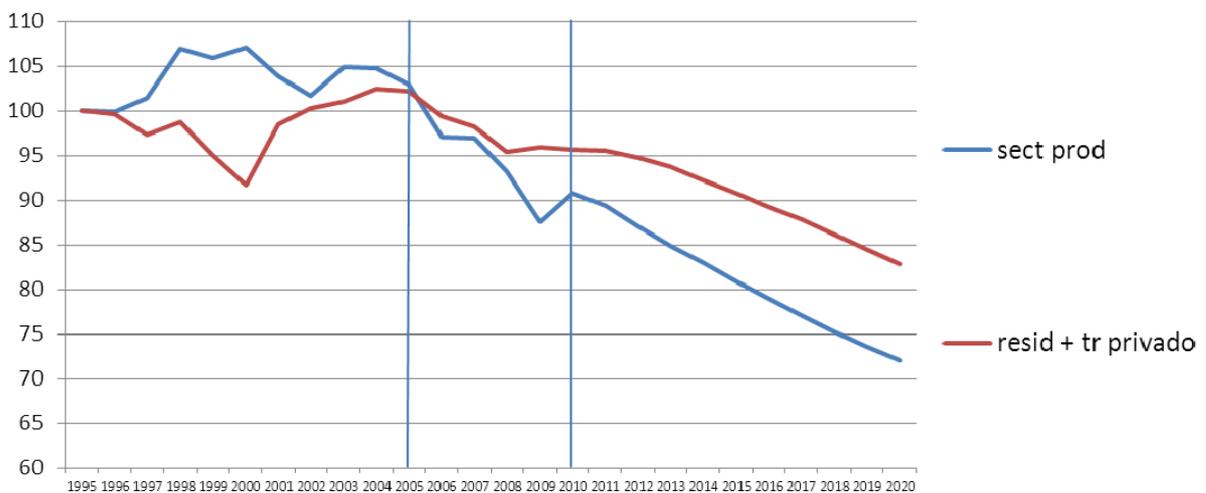


Fuente: SEE

Figura 2.17. Evolución prevista de la intensidad energética final

El descenso esperado de la intensidad energética final hará que se pase de 129,2 en 2010 a 105,5 tep/millón € 2000. Parte de esta mejora se deberá a cambios estructurales en la economía, donde los sectores más intensivos en consumo energético seguirán perdiendo peso progresivamente en la estructura del PIB, frente a los servicios, que tienen una intensidad comparativamente baja.

Los sectores productivos seguirán mejorando su eficiencia energética en el período de previsión, pero también lo harán los sectores residencial y transporte privado, especialmente en la segunda mitad del período, derivado de las mejoras de eficiencia en usos finales y de la penetración de automóvil eléctrico e híbrido.



Fuente: SEE

Figura 2.18. Componentes sectoriales de la intensidad energética final. Índice 1995 = 100

La intensidad eléctrica final sube sólo ligeramente, el 0,1% medio anual en el periodo de previsión, lo que supone también un importante cambio con relación al período precedente y registra, al final del período, la influencia del efecto del automóvil eléctrico.

Esta estabilización de la intensidad de energía eléctrica en el período 2010-2020 es consecuencia de la compensación de la reducción de la intensidad de energía final (-2% por año), con el incremento de la penetración de la electricidad en el mix de energía final, que se estima en torno al +2% por año y algo más al final del período, por efecto del desarrollo de los coches eléctricos.

Analizando el ratio del consumo de energía final total por habitante, se espera también una estabilización en valores de 2,1 tep/habitante, derivado del bajo aumento tanto del consumo de energía final como de la población. Sin embargo, el consumo eléctrico por habitante sigue creciendo, un 2,1% medio anual, tasa menor que en períodos precedentes, alcanzando en 2020 el valor de 6.521 kWh/hab. y año, frente a los 5.295 kWh/hab. y año de 2010.

2.3.3 Evolución de la energía final por fuentes

En la evolución prevista de las distintas fuentes de energía final resaltarse lo siguiente:

Se estima que el consumo final de **carbón** recuperará sus niveles anteriores a la crisis, dado que este consumo continuará concentrándose fundamentalmente en los sectores industriales de siderurgia y cemento, donde no se espera aumento de capacidad, pero sí recuperación de su actividad.

El consumo final energético de **productos petrolíferos** continuará descendiendo a una tasa media del 2,1% anual en todo el período de previsión, por lo que el petróleo seguirá perdiendo peso en la estructura de consumos, aunque seguirá suponiendo el principal componente del mix de energía final, con un peso del 38,4% del total en 2020. Esta estimación se deriva de la evolución prevista de la demanda del transporte y de la sustitución de algunos productos petrolíferos en este sector por biocarburantes y por electricidad. El Plan de Energías Renovables 2011-2020 asume la promoción del consumo de biocarburantes, con el objetivo de alcanzar los objetivos comunitarios en este campo. Adicionalmente, se estima que, para usos térmicos en la industria y en los sectores doméstico y terciario, seguirá produciéndose la sustitución de productos petrolíferos por gas natural.

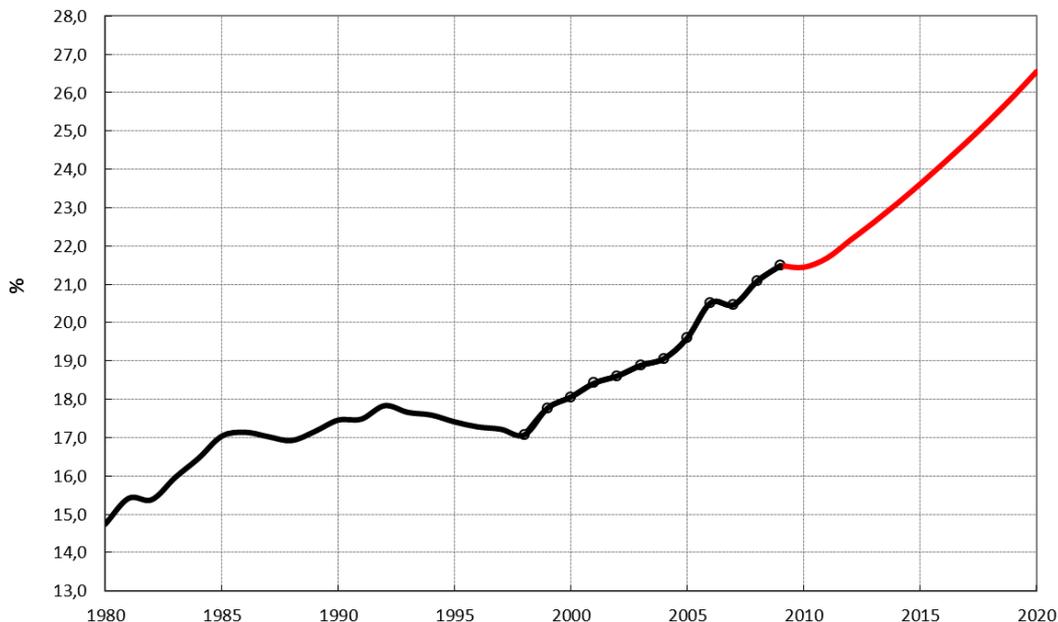
La extensión de redes de transporte y distribución de **gas natural** realizada en los últimos años, ha permitido disponer de esta energía en buena parte del territorio nacional y, debido a sus ventajas, tanto de facilidad de uso como de menor impacto sobre el medio ambiente, se ha producido un fuerte aumento de la penetración del gas en la estructura de energía final.

Esta evolución continuará, aunque será más moderada en la próxima década, a medida que se vayan saturando los diversos mercados. El consumo final de gas continuará creciendo a una media del 1,3% anual, siendo superior en la primera mitad del período y menor después. Este crecimiento es superior al crecimiento estimado para el conjunto de la energía final, por lo que el gas continuará ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 18,4% en 2020.

La demanda de **energía eléctrica** se estima que aumentará a una tasa media del 2,4% anual en el periodo de planificación, ligeramente superior al crecimiento del PIB previsto. Esta evolución está por encima de la del conjunto de energías finales, mostrando el

continuo crecimiento de la penetración de la electricidad en la estructura de consumos de energía final, acelerándose esta tendencia al final del período por la demanda para carga de vehículos eléctricos.

Durante este periodo se prevé que continúe la tendencia al aumento de la penetración de la electricidad en el mix de energía final, como puede apreciarse en la Figura .

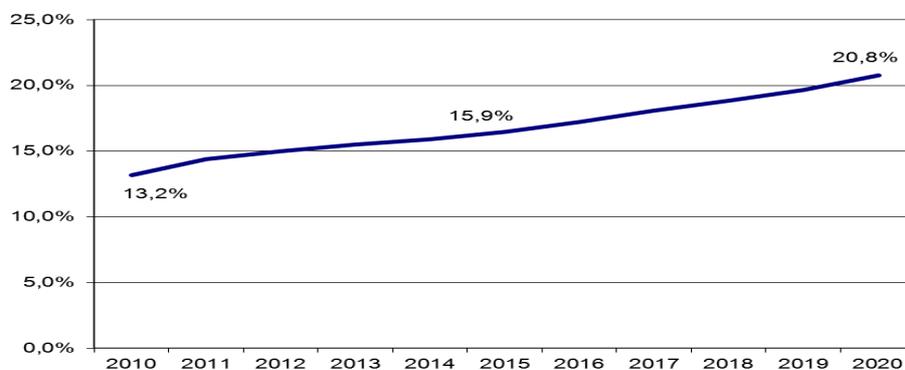


Fuente: SEE

Figura 2.19. Evolución prevista de la penetración de la electricidad en la estructura de consumos

En las **energías renovables** finales, el escenario ha considerado la previsión del Plan de Energías Renovables 2011-2020, de acuerdo al potencial estimado de las mismas, especialmente de biocarburantes, estimándose que las energías renovables alcanzarán un consumo de 8.070 ktep al final del período, lo que supone un crecimiento de consumos finales de energías renovables muy superior al del conjunto de la energía final, en todo el período de previsión.

Empleando la metodología de la Comisión Europea, en el escenario considerado las energías renovables supondrán en 2020 el 20,8% del consumo de energía final bruta, superando así el objetivo acordado con la UE de alcanzar en España el 20% en dicho año.



Fuente: SEE

Figura 2.20. Evolución prevista del peso de las energías renovables en la energía final bruta. (Metodología Comisión Europea)

2.3.4 Consumo de energía final por sectores

En relación con los grandes sectores consumidores, se estima que, en el período de previsión, cambiará la tendencia al crecimiento de la demanda energética del **transporte** por encima de los demás sectores consumidores, registrada en la última década en España y en los países desarrollados. Especialmente en la segunda mitad del período, se estima que se moderará el crecimiento de su demanda debido a la mejora de la eficiencia de los vehículos convencionales y su sustitución parcial por vehículos eléctricos, así como al efecto de la progresiva saturación del parque de vehículos de transporte, ya comentada, debido al bajo crecimiento de la población.

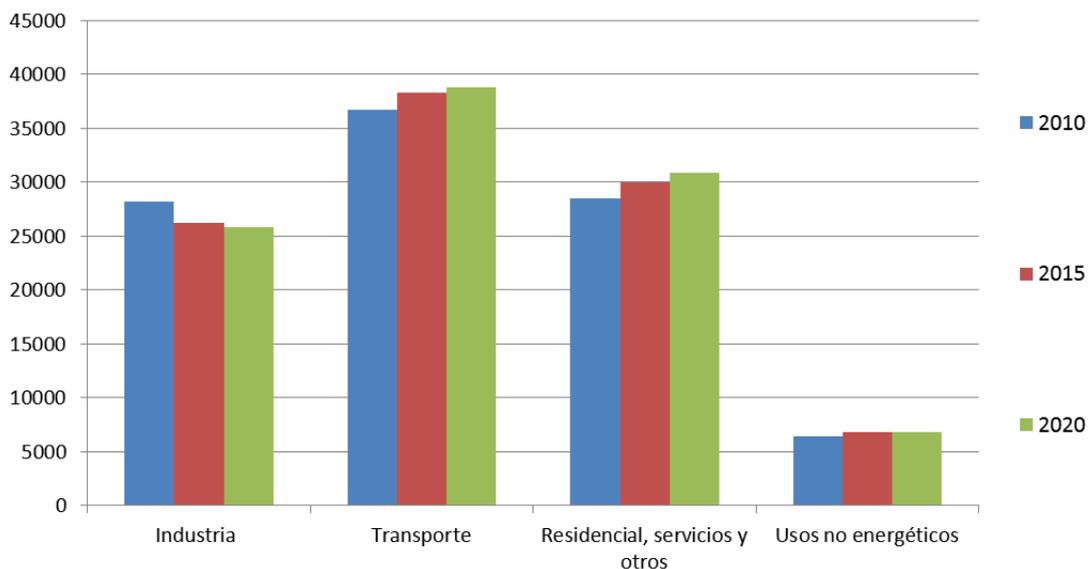
En el sector **servicios** continuará aumentando la demanda energética debido al crecimiento de su actividad por encima de la media de la economía y a pesar de la mejora de eficiencia.

Finalmente, se espera un descenso de la demanda energética de la **industria**, especialmente debido a la continuidad de su mejora de eficiencia y a la reducción del peso en la economía de los sectores más intensivos en consumo de energía.

ktep	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Industria	28209	28,3	26213	25,9	25777	25,2	-0,9%
Transporte	36744	36,8	38251	37,8	38752	37,9	0,5%
Residencial, servicios y otros	28470	28,5	29944	29,6	30827	30,2	0,8%
Total usos energéticos	93423	93,6	94408	93,2	95355	93,3	0,2%
Usos no energéticos:	6416	6,4	6865	6,8	6865	6,7	0,7%
Total usos finales	99838	100,0	101273	100,0	102220	100,0	0,2%

Fuente: SEE

Tabla 2.6. Evolución prevista del consumo de energía final por sectores.



Fuente: SEE

Figura 2.21. Evolución prevista del consumo de energía final por sectores

Sector transporte

El sector del transporte, al ser el de mayor consumo de energía y el que ha registrado mayor crecimiento en la última década, viene siendo objeto de medidas y programas específicos para promover un sistema de transporte más eficiente y que preserve el medio ambiente y los recursos no renovables. Debido a ello, y a la evolución prevista de la población, se espera una moderación del crecimiento de la demanda energética del transporte,.

En la próxima década, se espera que siga creciendo ligeramente el parque de automóviles hasta alcanzar valores relativos a la población similares a los de los países europeos de mayor renta. Por otra parte, el transporte por carretera seguirá siendo el modo de transporte de mayor crecimiento, seguido por el aéreo.

Los consumos específicos de los nuevos vehículos seguirán reduciéndose como consecuencia de las mejoras tecnológicas, en parte obligadas por especificaciones de protección del medio ambiente. Además, el consumo energético en el sector del transporte se reducirá por la potenciación de modos de transporte alternativos al vehículo privado para absorber la demanda de movilidad.

Sobre un parque estimado en 2020 de 25 millones de automóviles sustituibles por vehículos eléctricos o híbridos enchufables, se considera que el 10% serán de este tipo, de los que 0,5 millones serán eléctricos y 2 millones híbridos enchufables. El consumo eléctrico asociado a los mismos será de poco más del 1% de la demanda final de dicho año, pero sustituirán cerca de 1,2 millones de tep de productos petrolíferos.

Por otra parte, el consumo de biocarburantes alcanzará 2.713 ktep en 2020, lo que, unido a la aportación de las renovables a la electricidad consumida en transporte, empleando la metodología de la Comisión Europea, supone el 11,5% de contribución de las renovables al consumo del transporte. Es decir, que se alcanzaría el objetivo fijado por la UE en esta área.

Sector industrial

El consumo energético final de la industria bajará ligeramente en todo el período de previsión debido a la estabilización de la capacidad de producción en los sectores más intensivos en consumo energético y a la mejora continua de eficiencia derivada de la introducción de nuevas tecnologías. El escenario de precios energéticos contemplado favorecerá esta mejora a fin de mantener la competitividad.

Sectores residencial, servicios y otros

El sector residencial también registrará una moderación en el crecimiento de los consumos de energía final en la próxima década, como consecuencia del pequeño aumento previsto del número de hogares. Sin embargo, se espera que continúe el crecimiento de los consumos de energía por hogar, especialmente eléctrica, dado que el equipamiento en electrodomésticos y climatización aún tienen potencial de crecimiento, llegando sólo a la saturación al final del período de previsión. Las medidas de eficiencia continuarán incentivando la sustitución de equipos domésticos por otros más eficientes.

El sector servicios mantendrá su crecimiento tanto en actividad como en consumo energético. Su intensidad energética bajará menos que otros sectores económicos, dado que el mayor aumento de actividad provendrá de subsectores significativamente intensivos en consumo eléctrico, en particular los relacionados con la informática y las

telecomunicaciones. Por tanto, es en este sector donde se detecta un mayor potencial de mejora de eficiencia en el equipamiento eléctrico en oficinas (ofimática y climatización) y en otros edificios del sector terciario (hoteles, hospitales, etc.).

2.3.5. Consumo de energía primaria

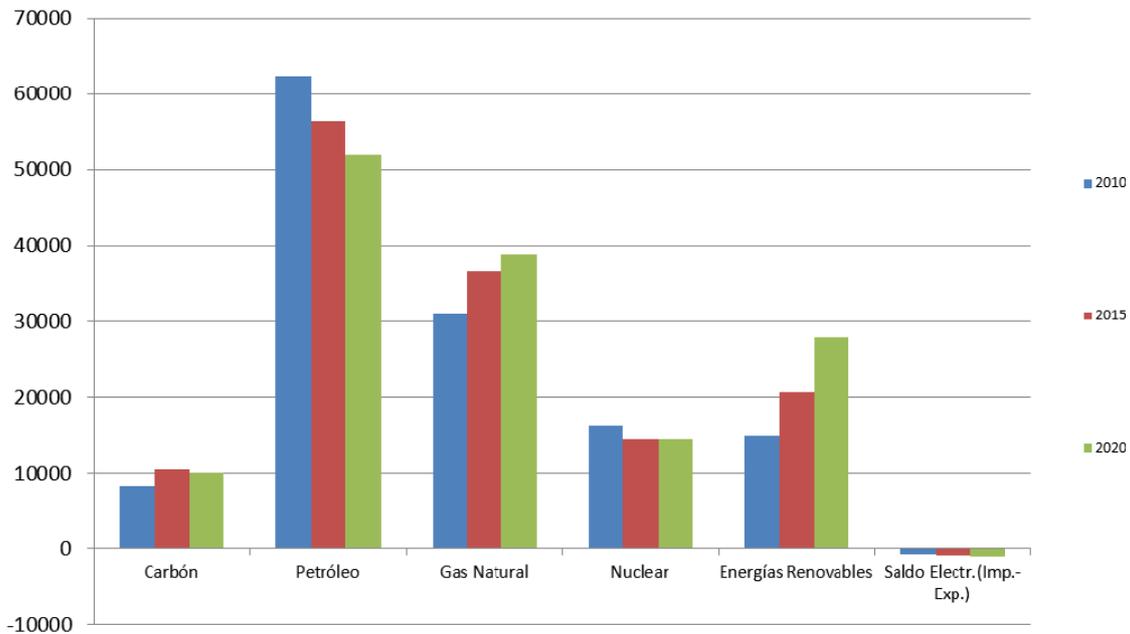
Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

El consumo de energía primaria crecerá a tasas bajas, alcanzando un total de 142.213 ktep en 2020. La tasa media de crecimiento es superior a la de la energía final, debido al aumento previsto de las exportaciones energéticas, así como del aumento de actividad de los sectores transformadores, y a pesar del, ya indicado, mantenimiento del rendimiento medio de la generación eléctrica bruta.

ktep	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Carbón	8271	6,3	10548	7,7	10058	7,1	2,0%
Petróleo	62358	47,3	56428	41,0	51980	36,6	-1,8%
Gas Natural	31003	23,5	36613	26,6	38839	27,3	2,3%
Nuclear	16102	12,2	14490	10,5	14490	10,2	-1,0%
Energías Renovables	14910	11,3	20593	15,0	27878	19,6	6,5%
Saldo Electr.(Imp.-Exp.)	-717	-0,5	-966	-0,7	-1032	-0,7	3,7%
Total energía primaria	131927	100,0	137706	100,0	142213	100,0	0,8%

Fuente: SEE

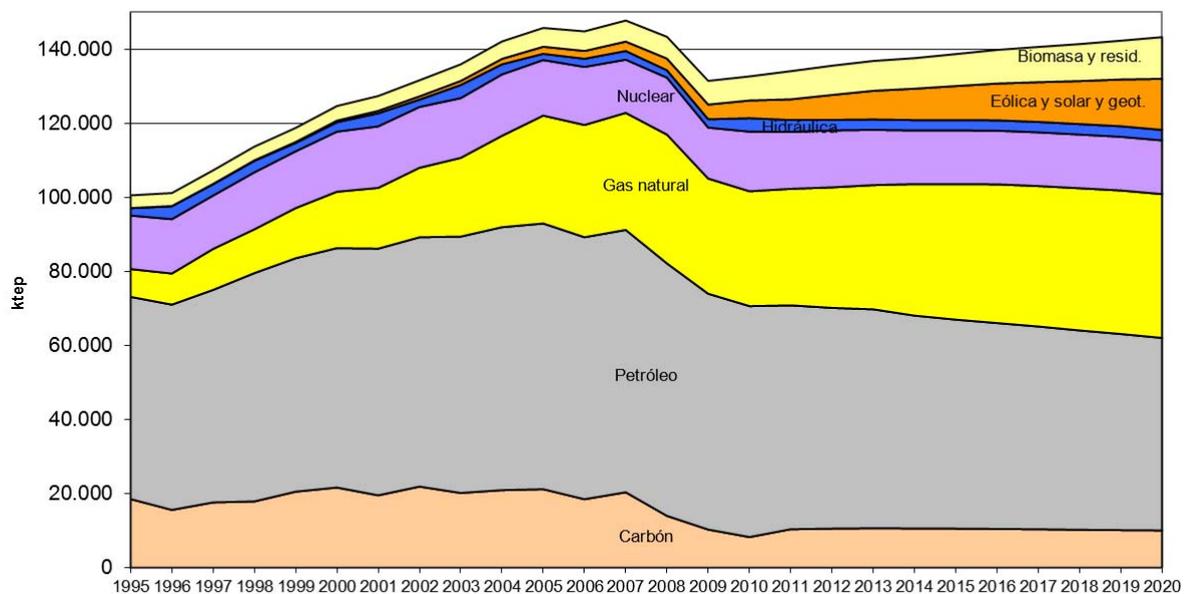
Tabla 2.7. Evolución prevista del consumo de energía primaria



Fuente: SEE

Figura 2.22. Evolución prevista del consumo de energía primaria por fuentes

En la estructura de abastecimiento se espera continuidad en la evolución ya registrada en los últimos años, al aumentar de forma importante el peso de las energías renovables y del gas natural y descender el del petróleo y la energía nuclear, todo ello derivado, además de la evolución de los consumos finales ya indicada y del cambio en la estructura de generación eléctrica.



Fuente: SEE

Figura 2.23. Evolución prevista del consumo de energía primaria.

Evolución de la estructura de abastecimiento de energía primaria

Se estima que el consumo de **petróleo** bajará en todo el período de previsión, debido al menor consumo en los usos finales y a su sustitución por gas en generación eléctrica en los sistemas extrapeninsulares. Aunque se mantiene como la principal fuente de abastecimiento energético, perderá más de diez puntos de peso en la estructura del abastecimiento durante el período de previsión.

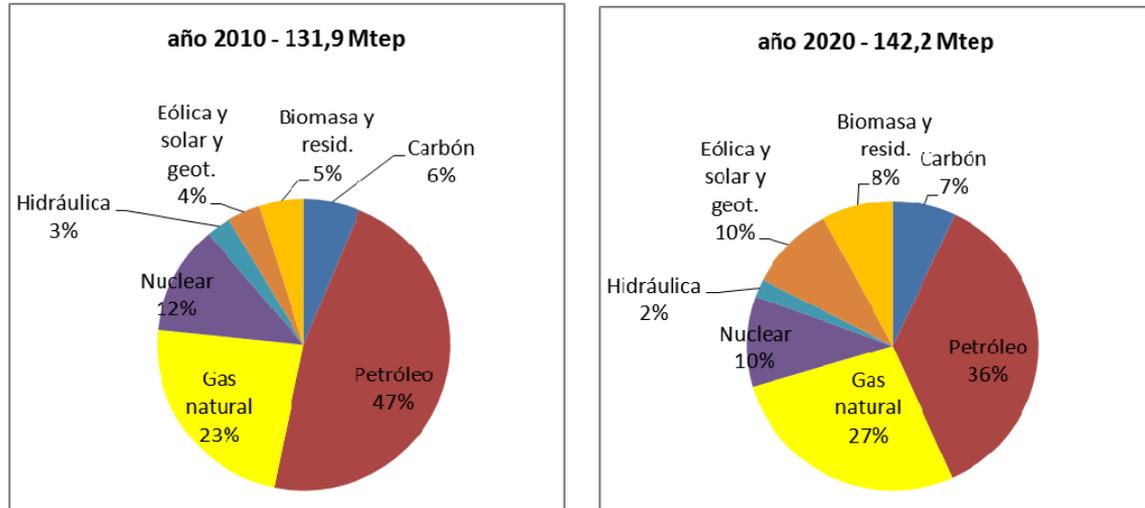
El consumo de **carbón** se recuperará en la primera mitad del período, tanto en consumos finales como en generación eléctrica, mientras que a partir de 2015 se espera un consumo relativamente estable.

La demanda total de **gas natural** en 2020 se estima cercana a los 39 Mtep, con un crecimiento medio del 2,3% anual, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 27,3% en 2020. El crecimiento de la demanda será continuo en todo el período de previsión, dado que coincidirá la progresiva saturación de algunas demandas finales en la segunda mitad del período, con el aumento del consumo de la generación eléctrica, especialmente en los sistemas eléctricos extrapeninsulares.

La generación eléctrica **nuclear** mantendrá prácticamente constante su producción, sólo disminuida en principio por el descenso en 2013 de la capacidad total instalada debido a cese de actividad de la Central Nuclear de Garoña, lo que significa que, dada la

expansión de otras fuentes energéticas, su peso en el consumo total de energía primaria se irá reduciendo a lo largo del período.

Las **energías renovables**, incluyendo la hidráulica, contribuirán en 2020 al balance total con 27,9 Mtep. Esta cifra supone un 19,6% del total de energía demandada en dicho año, superando las contribuciones de la energía nuclear y del carbón.



Nota: no representado el saldo de intercambios de energía eléctrica.

Fuente: SEE

Figura 2.24. Evolución prevista de la estructura del consumo de energía primaria.

2.3.6 Intensidad energética primaria

Se espera una mejora media anual del 1,5% en la intensidad energética primaria en el período de previsión, con un valor en 2020 de 146,8 tep/millón € 2000. Esta mejora es menor que la de la intensidad de energía final, debido a la estabilización ya citada del consumo específico de energía primaria para generación, al aumento del peso de la energía eléctrica en el mix de energía final, al aumento de la capacidad instalada en refinerías de petróleo, lo que aumenta el autoconsumo de este sector, que se contabiliza únicamente en el balance de energía primaria y del saldo exportador de electricidad y productos petrolíferos.

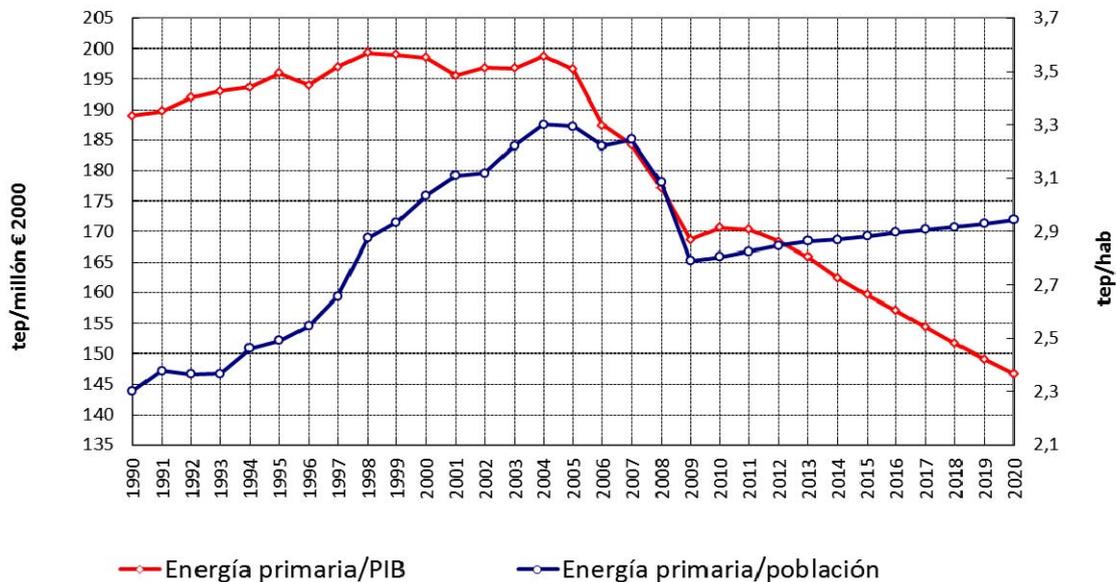
Analizando el ratio del consumo de energía primaria por habitante, se espera un crecimiento en el período de previsión, hasta alcanzar 2,9 tep/habitante en 2020, desde los 2,8 tep/h actuales.

Esta evolución de la intensidad energética es similar a las previstas en otros países desarrollados, y contribuirá a la competitividad de la economía y a un desarrollo sostenible.

	2010	2015	2020
PIB (*10 ⁹ € a precios ctes.2000)	772,9	862,5	969,0
% crecim.medio anual PIB		%2015/10= 2,2%	%2020/15= 2,4%
Población (Millones hab.)	47,0	47,8	48,3
Carbón/PIB (tep/millón€)	10,7	12,2	10,4
Petroleo/PIB	80,7	65,4	53,6
Gas natural/PIB	40,1	42,4	40,1
Nuclear/PIB	20,8	16,8	15,0
Renovables/PIB	19,3	23,9	28,8
Energía Primaria/PIB (tep/millón €2000)	170,7	159,7	146,8
Energía Primaria/población (tep/hab.)	2,8	2,9	2,9

Fuente: SEE

Tabla 2.8. Evolución prevista de la intensidad energética primaria.



Fuente: SEE

Figura 2.25. Evolución prevista de la intensidad energética primaria.

2.4 Cobertura de la demanda

En este apartado se analiza la capacidad de los sectores energéticos transformadores y distribuidores de energía para cubrir las demandas existentes hoy y las previsiones hasta 2020.

2.4.1 Refino de petróleo

En este sector se espera un aumento significativo en la capacidad de destilación primaria en el periodo de análisis, a pesar de la previsión de descenso del mercado interno. Una buena parte de estas inversiones se encuentra ya en proceso de realización y se espera entren en operación en los primeros años de esta década.

Además, continuará la adaptación de las refinerías para la obtención de productos con mayor valor añadido y conforme a las nuevas especificaciones de productos derivadas de la normativa sobre protección del medio ambiente. Estas nuevas inversiones suponen, en general, un aumento de la intensidad energética del sector aunque, como en el resto de la industria, se espera una moderación de la misma derivada de las mejoras tecnológicas, favorecidas por el escenario de precios indicado.

2.4.2 Generación de electricidad

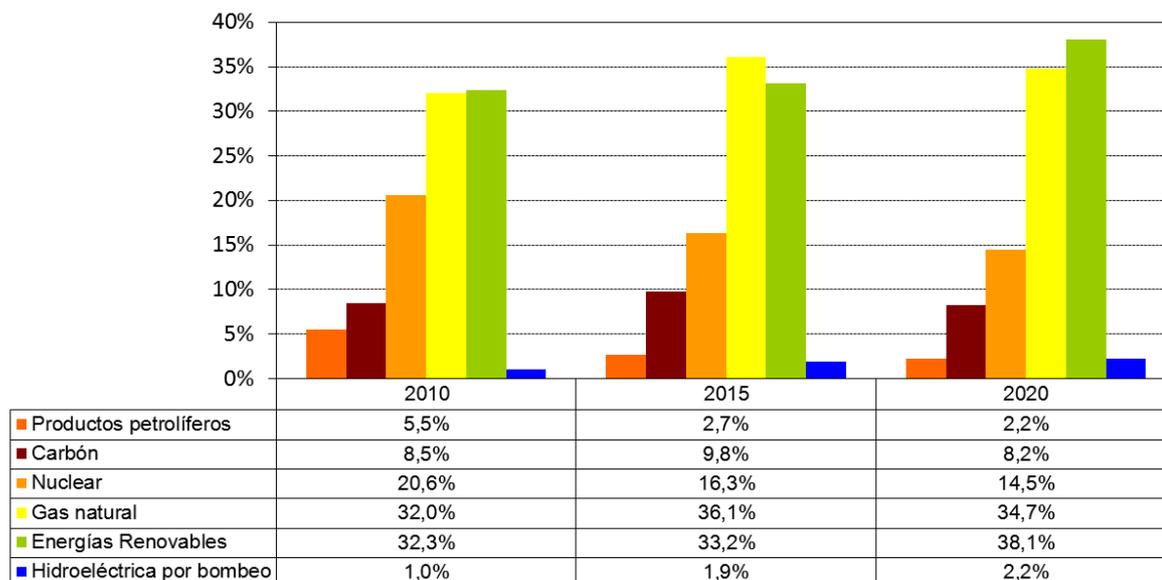
La estructura de generación eléctrica en España continuará evolucionando en el período de previsión en el mismo sentido que lo viene haciendo en los últimos años, con una reducción del peso del petróleo y el carbón en el mix de generación, un ligero aumento del gas natural y un crecimiento mayor del peso de las energías renovables y el bombeo en hidroeléctrica.

GWh	2005	2010	2015	2020	% var anual 2020/10
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579	2,2%
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600	-1,0%
Gas Natural	82.819	96.216	122.714	133.293	3,3%
Productos Petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624	-6,3%
Renovables	42.441	97.121	112.797	146.080	4,2%
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457	10,5%
Producción Bruta	292.970	300.241	340.082	383.634	2,5%
Consumos propios y en bombeo	18.308	14.393	18.314	21.050	3,9%
Saldo Neto Importación-Exportación	-1.344	-8.338	-11.231	-12.000	3,7%
Demanda (bc)	273.319	277.510	310.536	350.585	2,4%

Nota: Los apartados de carbón, gas y productos petrolíferos, incluyen cogeneración.

Fuente: SEE

Tabla 2.9. Evolución prevista de la generación eléctrica.



Fuente: SEE

Figura 2.26. Evolución prevista de la estructura de generación eléctrica.

En lo referente a las energías renovables, se considera la previsión de generación eléctrica y consumo en términos de energía primaria que figura en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, en función del potencial existente tanto tecnológico como de evolución de los costes de producción. En conjunto, la generación con renovables, en año hidráulico y eólico medio, alcanzará el 38,1% de la generación bruta total en 2020.

GWh	2010	2015	2020	% var anual 2020/10
Hidroeléctrica sist REE (sin prod bombeo)	35.632	26.129	26.000	-3,1%
Hidroeléctrica resto	6.583	6.409	7.140	0,8%
Eólica	43.708	55.703	71.640	5,1%
Eólica marina	0	66	1.845	
Solar termoeléctrica	691	8287	14.379	35,5%
Solar fotovoltaica	6.279	9.060	12.356	7,0%
Biomasa	2.820	4.903	8.100	11,1%
Biogás	745	1.302	2.600	13,3%
RSU renovable	663	938	1.500	8,5%
Energías del mar	0	0	220	
Geotermia	0	0	300	
TOTAL	97.121	112.797	146.080	4,2%

Fuente: SEE

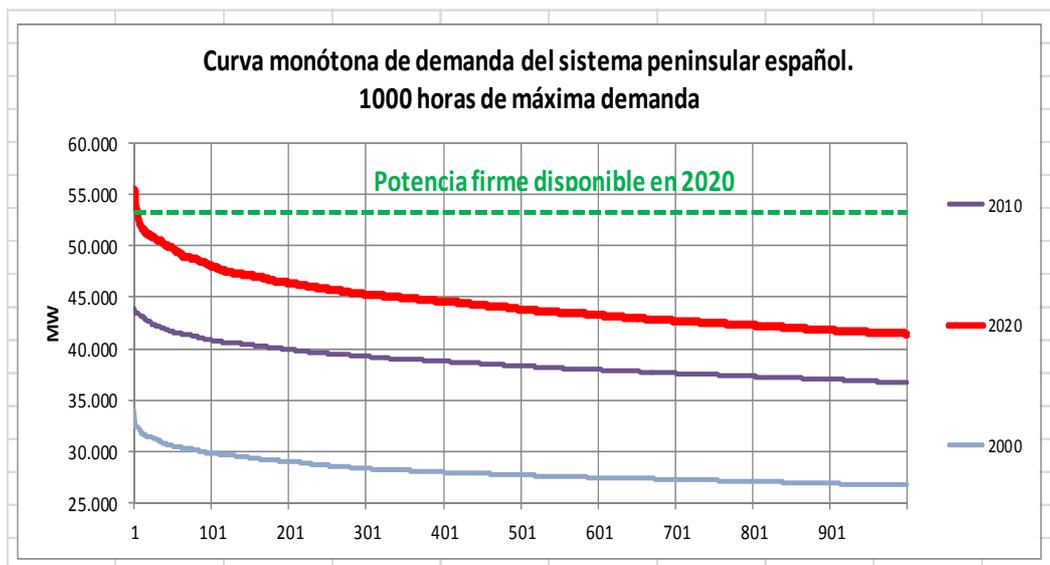
Tabla 2.10. Evolución prevista de la generación eléctrica con energías renovables

Como puede apreciarse en la Tabla, se prevé un crecimiento importante de todas las fuentes de energías renovables, salvo la hidroeléctrica, destacando el notable aumento en volumen de la eólica, solar y biomasa.

Potencia punta

En 2020, la previsión de punta de demanda eléctrica peninsular es de 55.500 MW, como se detalla en el capítulo 3 de esta Planificación. Esto implica que, teniendo en cuenta un Índice de cobertura (IC) de la demanda punta del 110%, no se precisaría potencia firme adicional¹ a la prevista actualmente hasta, aproximadamente, 2019. Así, además del aumento de potencia previsto de algunas energías renovables que aportan potencia firme en parte, y de la previsión de 3.100 MW adicionales de potencia hidroeléctrica de bombeo, el cumplimiento del IC establecido requeriría de 1.800 MW adicionales de potencia firme en 2020, que sólo funcionarían durante un número de horas muy reducido (menor de 100 h).

¹ La potencia firme adicional se calcula en función de los factores de contribución de cada tecnología



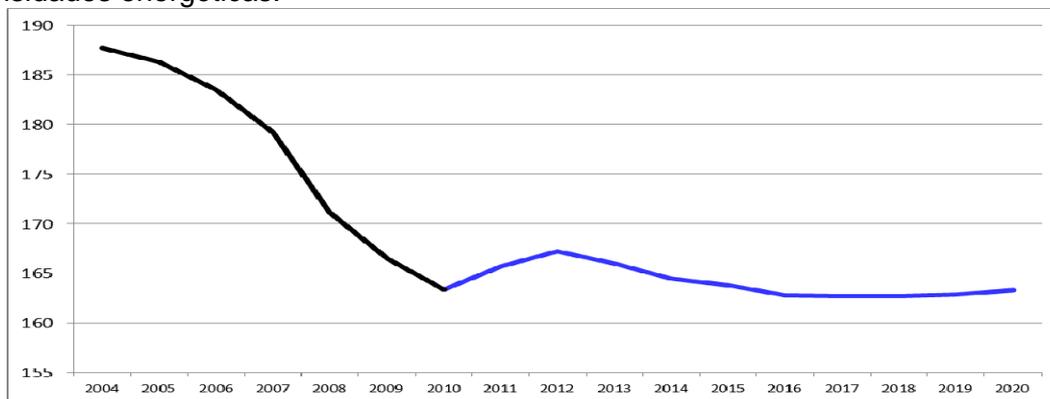
Fuente: REE

Figura 2.27. Evolución de la curva monótona de demanda eléctrica en el sistema peninsular

Debido al bajo número de horas en las que se prevé su uso, no parece necesaria la instalación de nuevas centrales térmicas de ciclo combinado para la cobertura de la punta de eléctrica, sino el uso de otras soluciones, como medidas de gestión de la demanda, aumento de potencia en centrales hidroeléctricas existentes, aumento de centrales de bombeo y, si fuera necesario, instalación de turbinas de gas en ciclo abierto. Estas soluciones se entienden sin perjuicio de otras, como puede ser el uso de baterías, que podrían contribuir a la gestión de demanda una vez que se produzca el desarrollo tecnológico necesario para su uso a esta escala.

Evolución del consumo específico de energía primaria para la producción de energía eléctrica

En el período 2004-2010, la mejora de eficiencia en el proceso de transformación de energía primaria en energía eléctrica, permitió que la mejora de intensidad energética primaria superara a la de la intensidad energética final. En la figura 2.28, puede apreciarse la importante caída del consumo específico de la producción de energía eléctrica durante este período (-13%), lo que explica la evolución indicada de las intensidades energéticas.



Fuente: SEE

Figura 2.28. Evolución prevista del consumo específico de energía primaria para generación eléctrica bruta (tep/GWh).

Sin embargo, en el período de esta planificación, cabe esperar una estabilización de este indicador. En 2011 y 2012, se espera un aumento hasta los consumos específicos de 2008, dado que se considera que se recuperará la generación con carbón hasta los niveles que permitan el cumplimiento de los planes del sector. Entre 2012 y 2015 habrá una mejora del indicador dado que la penetración de las renovables de alto rendimiento (eólica y solar fotovoltaica) será continua, mientras que después de dicho año, ganará peso la generación con renovables de rendimiento menor (biomasa, residuos y solar termoeléctrica).

2.5 Mejora de la sostenibilidad de nuestro sistema energético

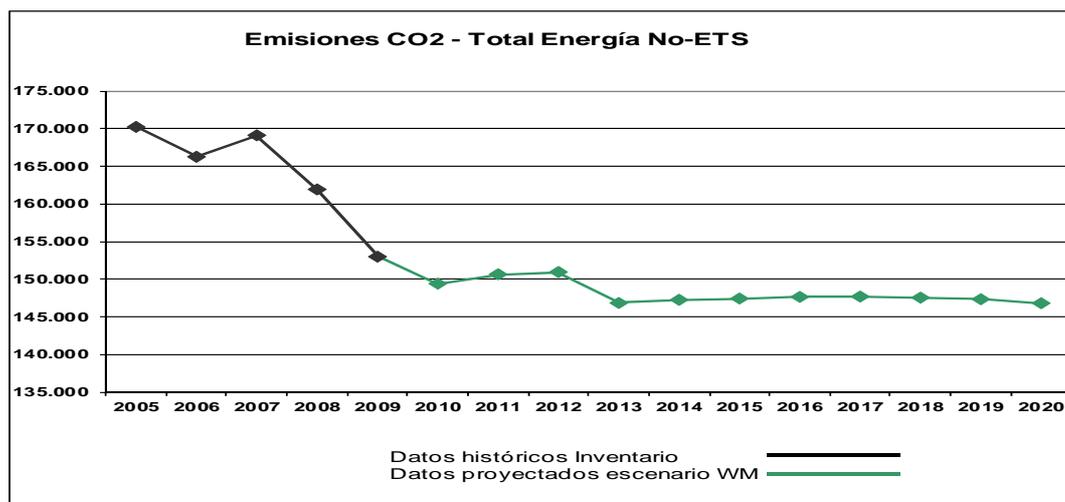
La política energética española tiene tres objetivos básicos, garantizar la seguridad del suministro energético, la competitividad y la sostenibilidad ambiental. Para garantizar el primero de estos objetivos y reducir los riesgos económicos derivados de nuestra alta dependencia energética, resulta imprescindible la mejora de nuestro grado de autoabastecimiento y para ello, la política energética se apoya en dos pilares: el ahorro y la eficiencia energética y el fomento de las energías renovables. Adicionalmente, los compromisos acordados sobre GEI, añaden a los dos objetivos antes señalados, un tercer objetivo sobre reducción de GEI.

2.5.1 Cumplimiento de los compromisos energéticos España-UE en el horizonte 2020

Emisiones de CO₂ de los sectores difusos

Para el conjunto de los sectores difusos, que engloban las emisiones de las actividades no sometidas a la Directiva de Comercio de Emisiones (2009/29/EC) (no-ETS), se ha establecido en el caso de España una senda de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a lo largo del periodo 2013-2020, con un objetivo de reducción en 2020 del 10% respecto a las emisiones de 2005.

Las emisiones de CO₂ del grupo “Energía” de dichos sectores difusos se representan en la figura 2.29. Entre el año 2005 y 2020 las emisiones se reducirían en un 13,8%, lo que conlleva que, tal y como se recoge en la figura, estas emisiones en el caso de la energía cumplen el objetivo.

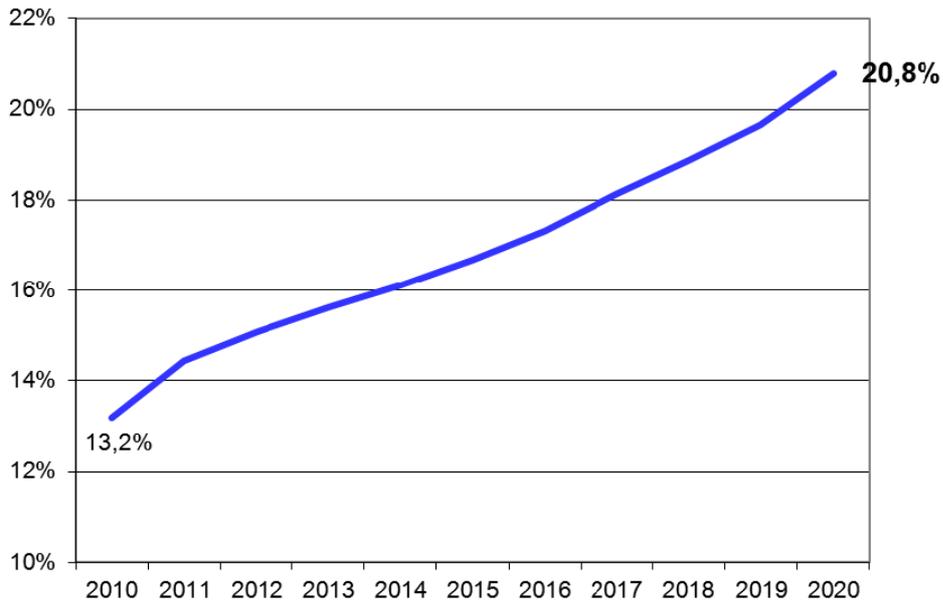


Fuente: MARM

Figura 2.29. Evolución prevista de las emisiones de CO₂ de los sectores “Energía” NO-ETS (kt)

Participación de las energías renovables

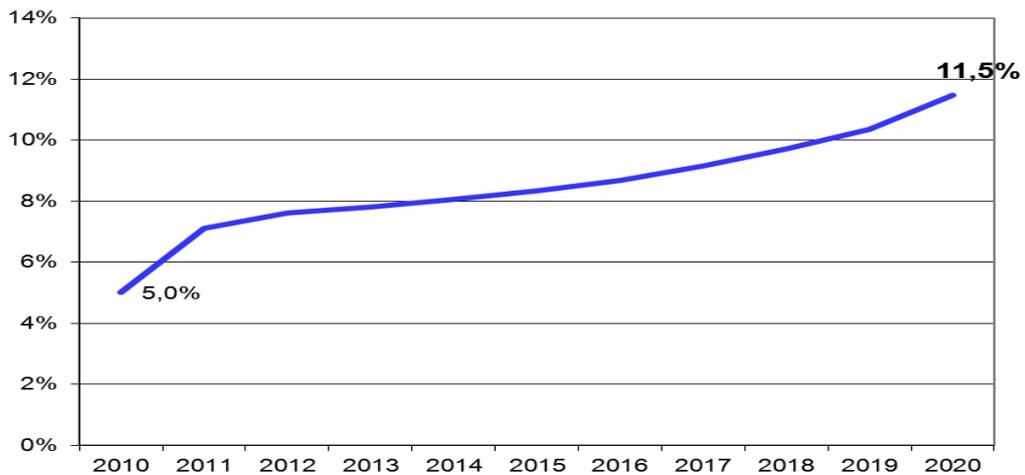
Aplicando la metodología aprobada por la Comisión Europea, se prevé que las energías renovables aporten en 2020 el 20,8% de la energía final bruta en el escenario considerado. Por tanto, se alcanza el objetivo de que las energías renovables aporten en 2020, al menos, el 20% de la energía final bruta.



Fuente: SEE

Figura 2.30. Evolución prevista del peso de las energías renovables sobre la energía final bruta (metodología Comisión Europea)

En cuanto a la participación de las energías renovables en el transporte, aplicando la metodología aprobada por la Comisión Europea, en el escenario considerado las energías renovables aportan más del 10% de la energía final consumida en transporte en 2020.



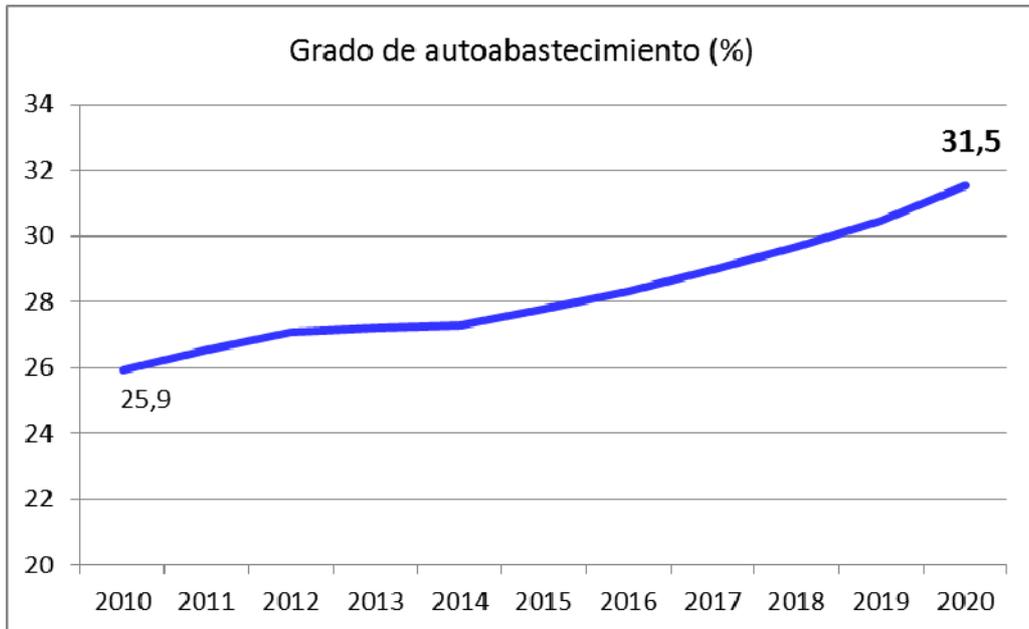
Fuente: SEE

Figura 2.31. Evolución prevista del peso de las energías renovables sobre el consumo de energía del transporte (metodología Comisión Europea)

2.5.2 Cumplimiento de los objetivos de política energética española

Seguridad de suministro

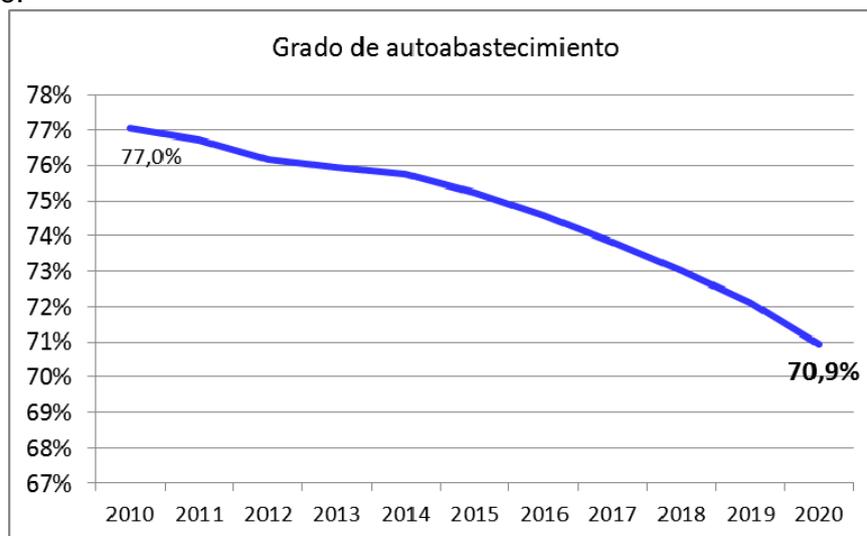
En el escenario considerado, se mantiene la mejora del grado de autoabastecimiento (% producción interna sobre consumo primario) que se inició a partir de los años 2005-2007, con el fuerte aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento primario.



Fuente: SEE

Figura 2.32. Evolución prevista del grado de autoabastecimiento.

Adicionalmente, el cambio en la estructura de abastecimiento primario lleva a una menor dependencia de las energías fósiles, carbón, petróleo y gas natural, que actualmente suponen el 77% del abastecimiento y que bajan hasta el 70,9% en el escenario considerado.

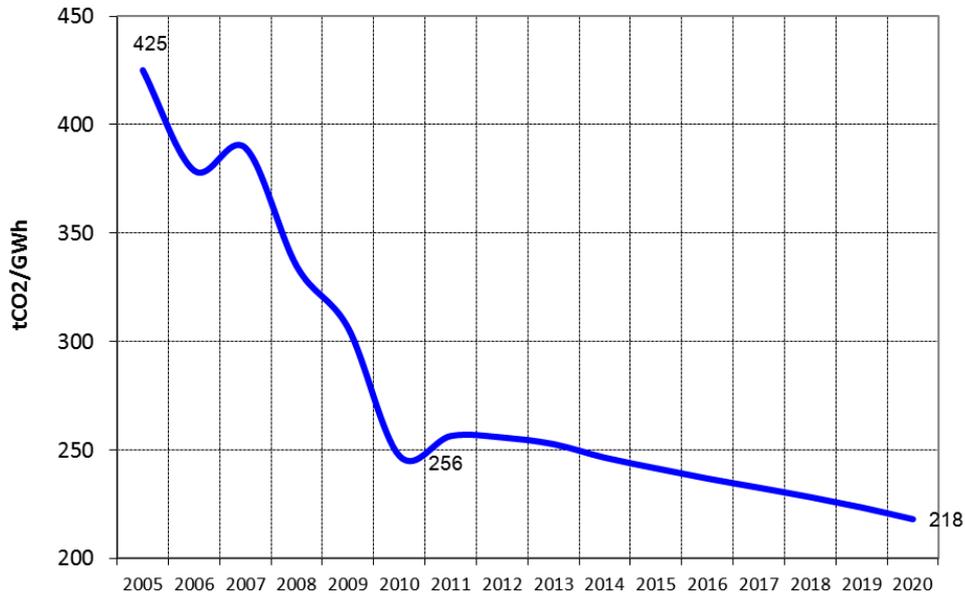


Fuente: SEE

Figura 2.33. Evolución prevista del grado de dependencia de energías fósiles

Reducción de emisiones de CO₂ de generación eléctrica

Derivado de la nueva estructura de generación, las emisiones específicas de la generación eléctrica neta bajarán un 11,8% entre 2010 y 2020 en el escenario considerado.



Fuente: SEE

Figura 2.34. Evolución prevista de las emisiones específicas de la generación eléctrica neta

Como puede apreciarse en la figura 2.34, el potencial de mejora de las emisiones específicas del sector eléctrico es pequeño, ya que las emisiones procedentes de la generación con carbón y con gas natural crecerán en el período 2010-2020, y sólo el efecto de dilución de estas emisiones por el importante incremento de las energías renovables en el mix de generación, permitirán que estas emisiones específicas sigan bajando.

Capítulo 3
SECTOR ELÉCTRICO

3.1. INTRODUCCIÓN

Tal y como se comenta en el Capítulo 2 (Tabla 2.1), desde 1990 la demanda de energía eléctrica ha crecido a tasas muy superiores a las del consumo de energía final. Este fuerte crecimiento se debe a la progresiva “electrificación” de nuestra economía, de manera que la actividad económica ha ido ganando en intensidad eléctrica.

En el periodo 2012-2020, se espera que la demanda de energía eléctrica siga creciendo a una tasa media del 2,4% anual, valor ligeramente superior al crecimiento previsto del PIB. De nuevo, este crecimiento está por encima del previsto para el conjunto de energías finales, lo que hará que hasta 2020 siga aumentando la penetración de la electricidad en la estructura de consumos de energía final, acelerándose esta tendencia al final del período por la demanda para carga de vehículos eléctricos.

3.2. PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR Y SU COBERTURA

3.2.1. Análisis del comportamiento histórico de la demanda

a) Energía

En la Tabla 3.1 se muestran las tasas de variación del PIB de los últimos años, comparadas con las de la demanda eléctrica peninsular en barras de central¹, en términos absolutos y también corregidos por temperatura y laboralidad.

Año	PIB	Demanda eléctrica peninsular en b.c.		
	%	TWh	% (*)	% corregido (**)
2000	5,0	195,0	5,8	6,3
2001	3,6	205,6	5,5	5,3
2002	2,7	211,5	2,9	4,0
2003	3,1	225,9	6,8	5,5
2004	3,3	236,0	4,5	4,2
2005	3,6	247,3	4,8	3,5
2006	4,0	255,0	3,1	4,2
2007	3,6	262,5	2,9	4,2
2008	0,9	265,3	1,0	0,8
2009	-3,7	252,0	-5,0	-4,8
2010	-0,1	259,9	3,2	2,9

Fuente: INE (Contabilidad Nacional de España, base 2000) y REE (Informe del Sistema Eléctrico)

(*) Variación respecto año anterior

(**) Crecimiento demanda anual en b.c. debido a actividad económica y otros

Tabla 3.1. Evolución reciente del PIB y de la demanda eléctrica en b.c. peninsular

¹ No se incluyen los autoconsumos de los cogeneradores.

Por su parte, la Tabla 3.2 muestra la comparación de las tasas promedio de crecimiento de PIB y demanda, en periodos de 5 años.

Periodo	Crecimiento promedio interanual por quinquenio, %	
	PIB	Demanda b.c.
1995-1999	3,6	4,7
2000-2004	3,5	5,1
2005-2009	1,7	1,4

Tabla 3.2. Evolución quinquenal promedio del PIB y demanda

Del análisis de los datos contenidos en ambas tablas, se observa que la demanda eléctrica creció hasta 2005 a una tasa siempre superior a la del Producto Interior Bruto, produciéndose por tanto un aumento de la intensidad eléctrica. Sin embargo, posteriormente esta tendencia ha cambiado, mostrando un comportamiento relativamente estable, como puede apreciarse en la Figura 3.1. Este cambio se explica por la importante reducción en ese mismo periodo de la intensidad energética final al tiempo que se mantuvo la progresiva penetración de la electricidad en el mix de energía final, así como por los efectos de la crisis en la economía española.

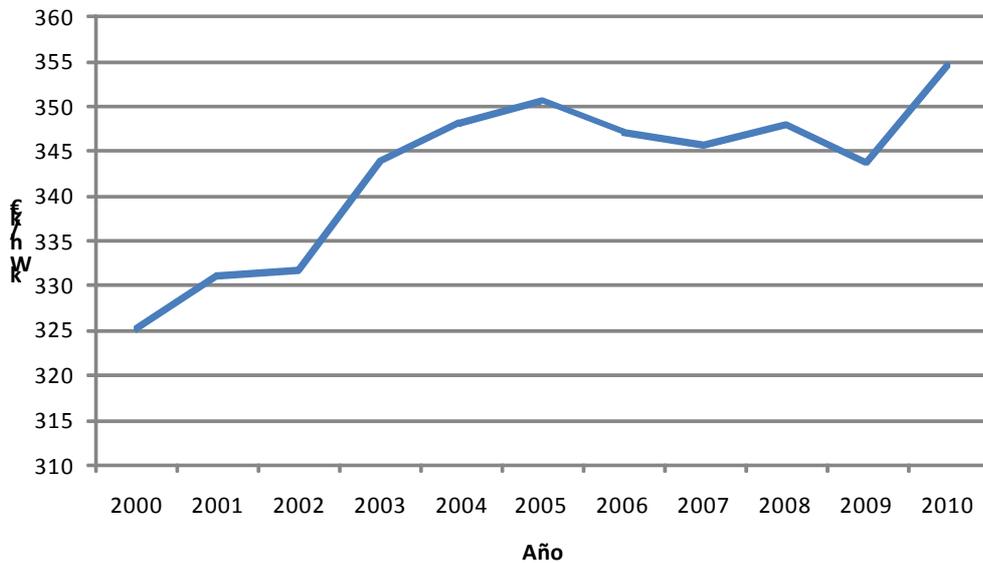


Figura 3.1. Evolución de la intensidad eléctrica nacional 2000-2010

b) Punta

En la Tabla 3.3 se recoge la evolución de la punta de demanda media horaria en b.c. en el periodo 2005-2010 a nivel peninsular.

Año	Punta de invierno en b.c. (MW)	Incremento (%)	Punta de verano en b.c. (MW)	Incremento (%)
2005	41.910	-3,4	38.511	5,2
2006	43.201	3,1	40.275	4,6
2007	44.904	3,9	39.015	-3,1
2008	44.259	-1,4	39.895	2,3
2009	43.946	-0,7	40.063	0,4
2010	43.588	-1,1	40.934	2,2

Invierno: noviembre y diciembre año n y enero-marzo año n+1

Verano: junio a septiembre año n

Tabla 3.3. Evolución reciente de la punta peninsular de potencia media horaria en b.c.

El actual récord de punta de potencia media horaria se alcanzó en diciembre de 2007, con 44.904 MW, coincidiendo con una ola de frío en la Península. Por su parte, el récord de potencia de verano se ha producido en julio de 2010. Ambos valores máximos suponen un crecimiento del 40% respecto a los valores registrados en el año 2000.

En la siguiente figura podemos ver la evolución de la demanda punta anual y de la demanda media desde 1995, así como del ratio potencia punta/potencia media, donde puede apreciarse que esta última relación entre potencias presenta una tendencia bastante estable (en torno a 1,4). Las condiciones meteorológicas de cada año generan unas oscilaciones en torno a -5,6% y +5,9% sobre el valor tendencial.

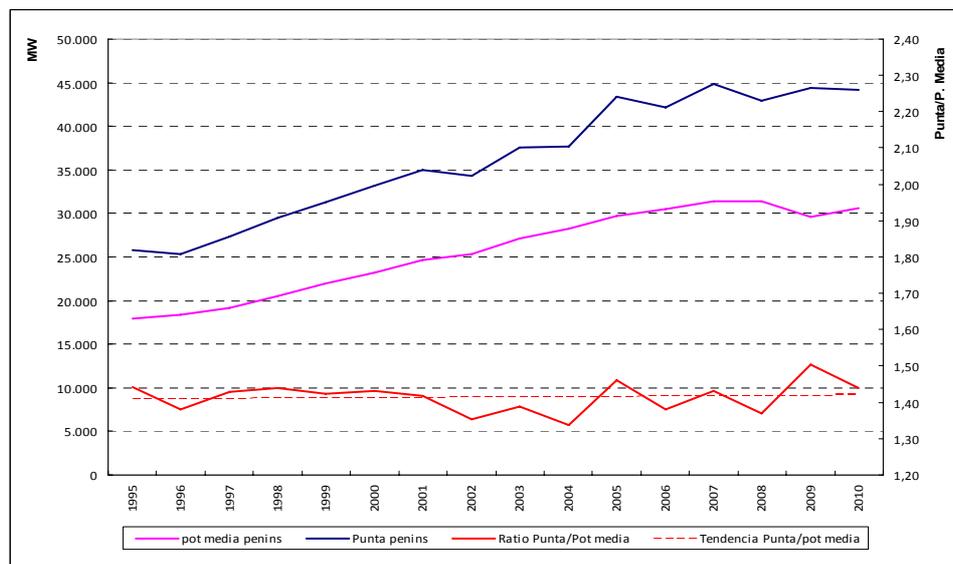


Figura 3.2. Evolución histórica de la punta de demanda eléctrica

3.2.2. Previsión de demanda

A partir del escenario de evolución del PIB recogido en el apartado 2.2.2 se ha definido un escenario Central de crecimiento de la demanda que contempla los efectos de eficiencia derivados de la puesta en marcha del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4).

a) Previsión de demanda eléctrica peninsular

En la Tabla 3.4 se recoge la evolución prevista de la demanda en el escenario planteado. Se parte de los valores históricos de demanda b.c. anteriormente presentados, incluyendo una estimación de los autoconsumos de los cogeneradores.

Año	Demanda peninsular de electricidad (TWh) Escenario Central
2009 (real)	258,5
2010 (real)	262,5
2012	271
2014	284,2
2016	298,3
2020	330,1

Tabla 3.4. Escenarios de evolución de demanda b.c peninsular

Así, se obtiene una previsión de crecimiento medio interanual de demanda para el periodo 2010-2020 del 2,4% en el escenario Central.

b) Previsión de las puntas de demanda media horaria en b.c. peninsular

Para la previsión de puntas de demanda se utilizan modelos que relacionan las puntas mensuales con series cortas de días consecutivos con temperaturas extremas, frías en invierno y calurosas en verano y con la demanda esperada en cada mes, corregida por la laboralidad.

A partir de la previsión de energía que recoge la Tabla 3.4, y considerando que el impacto de la gestión de la demanda² (ahorro y eficiencia energética) es similar al actual, se define un **escenario Tendencial** para la punta de potencia bajo la hipótesis de ocurrencia de rachas de temperaturas extremas históricas, es decir, los valores de las rachas de temperatura más fría en invierno y más calurosa en verano habida en el periodo histórico. La Tabla 3.5 muestra los valores de punta correspondientes a este escenario.

² En su acepción más amplia, la gestión de la demanda comporta todo tipo de actuaciones tendentes a modificar la curva de demanda eléctrica de los distintos segmentos de consumo – industrial, servicios y residencial – reduciendo el consumo, como es el caso del ahorro o la eficiencia energética, o desplazando el consumo de unas horas a otras, de forma que se realice una utilización más eficiente de los recursos de generación y red.

Año	Punta de potencia media horaria b.c. (MW) Escenario Tendencial	
	Invierno	Verano
2009 (real)	43.946	40.063
2010 (real)	43.588	40.934
2012	47.300	43.100
2014	49.700	45.300
2016	52.200	47.600
2020	58.000	53.000

Invierno: noviembre y diciembre año n y enero-marzo año n+1
Verano: junio a septiembre año n

Tabla 3.5. Previsión de puntas de potencia media horaria de invierno y verano en b.c. Escenario Tendencial

Partiendo de las hipótesis del escenario Tendencial pero considerando el impacto de las medidas de gestión de la demanda propuestas en el apartado 3.4, se ha definido para la punta de potencia el **escenario de Diseño**, a partir del cual se definen las infraestructuras de la red de transporte de energía eléctrica que será necesario desarrollar en el periodo 2012-2020. En la Tabla 3.6 se recogen las previsiones de puntas de potencia media horaria en b.c. elaboradas correspondientes al este escenario.

La no implantación de mecanismos de gestión de la demanda como los propuestos en este documento o el éxito insuficiente de los que se implanten, implicaría la ocurrencia de valores de punta que, previsiblemente, serían superiores a los del Escenario de Diseño, los cuales podrían llevar aparejados necesidades de desarrollo de la red no previstas en esta planificación. Las herramientas de revisión y actualización de la planificación previstas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, permitirían, a priori, adelantarse a la hipotética situación de insuficiencia de infraestructuras, ya sea por número o características técnicas de las mismas.

Año	Punta de potencia media horaria b.c. (MW) Escenario de Diseño	
	Invierno	Verano
2009 (real)	43.946	40.063
2010 (provisional)	43.588	40.934
2012	46.100	41.900
2014	48.300	43.900
2016	50.700	46.100
2020	55.500	50.500

Invierno: noviembre y diciembre año n y enero-marzo año n+1
Verano: junio a septiembre año n

Tabla 3.6. Previsión de puntas de potencia media horaria de invierno y verano en b.c. Escenario de Diseño

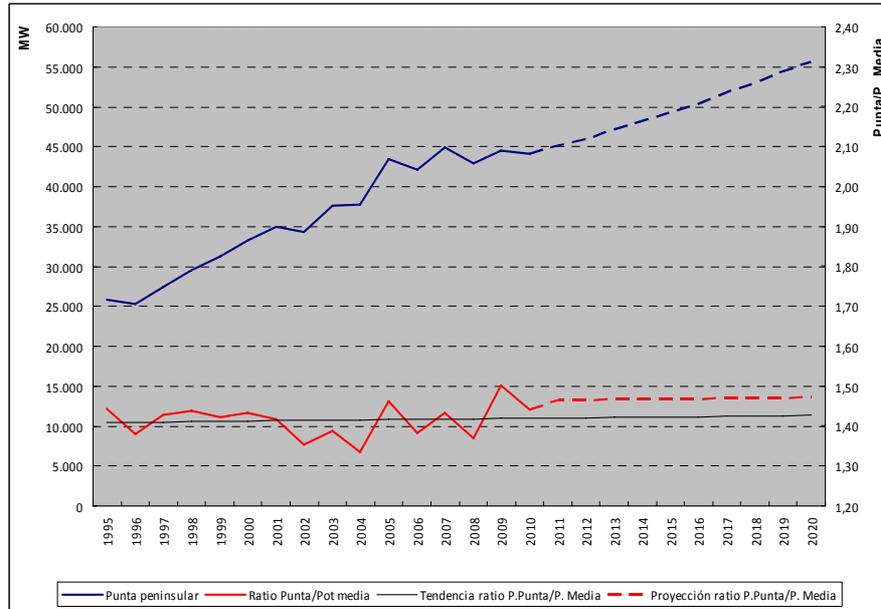


Figura 3.3. Previsión evolución de la punta de demanda eléctrica a partir de datos históricos de la relación potencia punta / potencia media; escenario de Diseño

3.2.3. Cobertura de la demanda eléctrica peninsular

a) Generación

A finales de 2010, la potencia eléctrica instalada en la península ascendía a 96.780 MW brutos de los que 62.200 MW corresponden al Régimen Ordinario, y 34.580 MW al Régimen Especial. Dentro de este último, el peso de las energías renovables ha pasado de 4.000 MW en el año 2000, a cerca de 27.000 MW en 2010. La tecnología eólica es ya la segunda en potencia instalada con 19.800 MW, por detrás de los ciclos combinados que aportan 25.220 MW³. Por otra parte, tal y como se aprecia en la Tabla 3.3, la punta de energía horaria del sistema en 2010 ascendió a unos 43.588 MW, ligeramente inferior al record de 44.904 MW que se produjo en 2007.

El elevado ratio de potencia instalada respecto a la demanda punta del sistema no debe entenderse como un equipamiento excesivo, ya que diversos factores reducen considerablemente la potencia firme para cubrir las necesidades extremas. Algunas fuentes renovables aportan un grado de firmeza bajo. Así por ejemplo los estudios realizados muestran que la eólica contribuye a la punta con valores en torno al 7% de su potencia instalada con una probabilidad superior al 90% y la energía solar fotovoltaica no contribuye a la punta de invierno. Existe aún poca experiencia con la incipiente solar térmica, que se espera tendrá una penetración significativa en el horizonte 2020. La energía hidráulica del Régimen Ordinario también presenta gran sensibilidad a la hidraulicidad del año y en año medio garantiza apenas la mitad de su potencia instalada. En general, un parque generador con elevada penetración renovable precisa de elevada potencia de respaldo, y gran flexibilidad para integrar el máximo potencial de las fuentes dependientes de condicionamientos meteorológicos. Por otra parte, los autoconsumos de los generadores térmicos sobre su potencia bruta, y sus tasas de fallo fortuito, reducen también la potencia firme de estas tecnologías. Finalmente, periodos de mantenimiento, incertidumbres sobre la punta de demanda del sistema, y otras incertidumbres en el medio plazo, requieren disponer de un margen de seguridad. Tradicionalmente, se ha planificado una generación tal que el

³ Valor provisional incluyendo grupos en pruebas, y sin incluir Elcogás, computado como Fuel/Gas

índice de cobertura previsto (potencia disponible dividido por previsión de punta de demanda anual) sea superior o igual a 1,1. A pesar de estos factores limitantes, el parque generador peninsular cuenta actualmente con un índice de cobertura cómodo, superior a 1,2, debido al efecto de la crisis económica sobre la demanda eléctrica.

En el **escenario Tendencial**, correspondiente a una punta de demanda prevista de 58.000 MW en 2020, no se precisaría potencia firme adicional, respecto a la instalada o en construcción en 2011, hasta el año 2015; todo ello condicionado a las hipótesis, posteriormente expuestas, de instalación de potencia del Régimen Especial y nuevas centrales de bombeo, así como de cierre de plantas térmicas. En total, se prevé mantener 25.220 MW de ciclos combinados al comienzo del periodo 2012-2020 (no existe ningún grupo adicional en construcción), y el cumplimiento del índice de cobertura de 1,1 al final del periodo precisaría de unos 4.500 MW adicionales de potencia firme.

En el **escenario de Diseño**, cuya previsión de punta de demanda alcanzaría 55.500 MW en 2020, no se precisaría potencia firme adicional hasta el año 2017, y el cumplimiento del índice de cobertura de 1,1 requeriría 1.800 MW adicionales de potencia firme en 2020. Estas cifras no consideran el apoyo de los sistemas vecinos ni el servicio de interrumpibilidad.

A finales de 2010, existían solicitudes de acceso de Régimen Ordinario térmico por valor de más de 30.000 MW, mayoritariamente ciclos combinados, y proyectos puntuales de turbina en ciclo abierto o grupos de carbón (ver anexo 3.II). La instalación real de estos proyectos dependerá de las iniciativas privadas, en función de la evolución de la demanda y de las condiciones del sistema.

b) Imperativos ambientales

En el periodo 2012-2020 hay una serie de condicionantes ambientales que condicionarán la generación eléctrica. Algunos de estos condicionantes ya estaban vigentes en la anterior Planificación 2008-2016, y otros son nuevos. Todos ellos se resumen a continuación:

- Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia (EECCEL). Horizonte 2007-2012-2020 (aprobada por Consejo de Ministros el 2 de Noviembre de 2007) y Medidas urgentes de la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía limpia (aprobadas por el Consejo de Ministros el 20 de julio de 2007)
- Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4), aprobada por Consejo de Ministros el 2 de noviembre de 2003 y su Plan de Acción de la E4 + para el periodo 2008-2012.
- LEY 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación. Transposición de la Directiva 96/61/CE, del Consejo, de 24 de septiembre.
- RESOLUCIÓN de 11 de septiembre de 2003, de la Secretaría General de Medio Ambiente, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de 25 de julio de 2003, del Consejo de Ministros, por el que se aprueba el Programa Nacional de reducción progresiva de emisiones nacionales de dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco (NH₃).
- REAL DECRETO 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo. Transposición de la Directiva 2001/80/CE.

España, mediante el REAL DECRETO 430/2004 optó por establecer un plan nacional de reducción de emisiones para las grandes instalaciones de combustión existentes (PNREGIC), ya que permitía una mayor flexibilidad en el tratamiento de dichas instalaciones. Al

referirse este real decreto, en su capítulo II y anexos, a instalaciones de combustión de gran tamaño, mayores de 50 megavatios térmicos, se incidió principalmente y directamente sobre las centrales de generación eléctrica, indirectamente sobre los combustibles que utilizan y, en menor medida, en otros sectores industriales, como las refinerías de petróleo.

De este modo, mediante la ORDEN PRE/77/2008, de 17 de enero, por la que se da publicidad al Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes se fijaron, una vez aplicado el PNRE-GIC para el periodo 2008-2015, los siguientes objetivos de reducción de emisiones respecto a las emisiones de estas mismas instalaciones en el año 2001: SO₂, 81% de reducción; NO_x, 15% de reducción; partículas, 55% de reducción.

Del conjunto total de instalaciones incluidas en el Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes, la Directiva 2001/80 y el RD 430/2004 permitía la opción de eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones fijados por éste a aquellas instalaciones para las que su titular se comprometiese, mediante declaración escrita, a no hacer funcionar la instalación durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, a más tardar, el 31 de diciembre de 2015.

Las reducciones propuestas son coherentes con lo establecido en los Reales Decretos de Desarrollo de Calidad del Aire y las medidas propuestas para cada instalación están de acuerdo con la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación. El PNRE, de acuerdo con lo establecido en el RD 430/2004, fue sometido a consulta de los responsables de medio ambiente de las Comunidades Autónomas aceptado por la Comisión Europea el 25 de abril de 2007 y aprobado por el Consejo de Ministros de 7 de diciembre de 2007.

- REAL DECRETO 1370/2006, de 24 de noviembre., por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, PNA 2008-2012, modificado por el Real Decreto 1030/2007, de 20 de julio y el Real Decreto 1402/2007 de 29 de octubre, para corregirlo en función del dictamen de la Comisión europea [1] del 26 de febrero de 2007. Orden PRE/2827/2009, de 19 de octubre, por la que se modifican las cuantías de las asignaciones sectoriales establecidas en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012.

Con referencia a las emisiones de CO₂, además de lo expuesto anteriormente, se deberá tener en cuenta la existencia de mecanismos de flexibilidad para el cumplimiento de Kioto establecidos en la Directiva Europea 2004/101/CE, aprobada el 27 de Octubre de 2004, la cual permite a las empresas el uso de certificaciones de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y Actuaciones Conjuntas (AC) y la DIRECTIVA 2009/29/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Analizados los imperativos ambientales existentes y las instalaciones de producción eléctrica existentes y la evolución prevista para cada una de las tecnologías de generación,

^[1] Decisión de la Comisión, de 26 de febrero de 2007, relativa al plan nacional de asignación de derechos de emisión 2008-2012.

se puede concluir que dichas instalaciones podrán cubrir la demanda prevista en el período 2012-2020 cumpliendo con los mencionados imperativos.

c) Previsiones de generación en régimen ordinario

Los altos contingentes previstos de generación renovable de carácter variable (ver epígrafe d) requieren un aumento significativo de potencia flexible y de arranque rápido para integrar el máximo de recurso renovable disponible. Tanto el equipo hidráulico como los ciclos combinados, se perfilan como las tecnologías que más contribuirán a la integración de recursos renovables. Las tecnologías de almacenamiento como las centrales de bombeo, por su capacidad de aumentar la carga del sistema en horas de elevado recurso, presentan igualmente un gran interés para la operación segura del sistema, al aportar potencia firme, así como para facilitar el máximo aprovechamiento de las energías no gestionables.

Los resultados de la cobertura de la demanda hasta el horizonte 2020, que se plasman en los correspondientes balances de potencia y energía que se recogen en el epígrafe e de este apartado, se basan en las siguientes hipótesis de partida sobre la generación en régimen ordinario:

- **Generación hidráulica:** aumento de 3.200 MW en el equipo de bombeo puro, hasta alcanzar aproximadamente 8.000 MW de bombeo en 2020 (actualmente existen 2.500 MW de bombeo puro y 2.300 MW de bombeo mixto). En la actualidad existen solicitudes de acceso a la red de centrales de esta tecnología por un valor de aproximadamente 6.100 MW en bombeo y 6.200 MW en turbinación. La construcción efectiva de estas instalaciones dependerá fundamentalmente del entorno regulatorio, las necesidades técnico-económicas del sistema, y las dificultades medio ambientales o de otra índole. El incumplimiento de la previsión de poner en servicio 3.200 MW redundaría en mayor necesidad de equipo de punta.

Por otra parte, existen solicitudes a la red de transporte o de distribución de 260 MW de proyectos hidráulicos convencionales.

- **Equipo nuclear:** no se prevé la puesta en servicio de ningún nuevo grupo adicional a los ya existentes en la actualidad en el parque de generación nuclear español. Se considera únicamente el cierre de la central nuclear de Santa María de Garoña en 2013, de conformidad con la Orden ITC/1785/2009, 2009, de 3 de julio, por la que se acuerda como fecha de cese definitivo de la explotación de la Central Nuclear de Santa María de Garoña el día 6 de julio de 2013, y se autoriza su explotación hasta dicha fecha.
- **Equipo de carbón:** se ha considerado la baja de los grupos que, de acuerdo con la normativa de grandes instalaciones de combustión (GIC), prevén su cierre en el periodo de análisis y la de aquéllos que llegan al final de su vida útil (estimada en 35 ó 40 años, dependiendo de la tecnología). En total, se estima que cerrarán aproximadamente 3.800 MW de carbón en el periodo 2011-2020. En el caso de cierres anticipados, debería suplirse la potencia afectada para mantener los mismos índices de fiabilidad del sistema.
- **Equipo de fuel/gas:** de forma análoga al caso anterior, se ha considerado la baja de los grupos que, según la normativa de grandes instalaciones de combustión, tienen previsto su cierre, así como la de aquéllos que llegan al final de su vida útil (estimada en 35 años). Se estima que a lo largo del periodo 2011-2020 cerrarán la totalidad de centrales de esta tecnología, excepto Elcogás.
- **Ciclos combinados:** se considera que se contará al principio del periodo 2012-2020 con 25.235 MW instalados. La potencia instalada al final del periodo podría variar en función

de la tecnología de las nuevas instalaciones, y de la evolución de la punta de demanda del sistema, aunque en principio no se prevé incremento alguno.

A partir de las hipótesis de partida anteriores se estiman unas necesidades de potencia firme adicional que, como puede verse en el epígrafe e, varían dependiendo del escenario considerado.

d) Previsiones de generación en régimen especial

A finales de 2010, la potencia eléctrica instalada en régimen especial en la península ascendía a 34.585 MW, de los cuales 20.598 MW correspondían a parques eólicos, y más de 4.200 MW a energía solar, principalmente fotovoltaica.

Las siguientes tablas muestran la evolución prevista de la generación en régimen especial a lo largo del horizonte de estudio. En ambas se puede observar el significativo aumento previsto de la participación de la generación en régimen especial en el sistema, tanto en potencia instalada como en energía.

Tecnología (MW)	2010	2012	2014	2016	2020
Eólica terrestre	20.598	23.191	25.933	28.685	34.318
Eólica marina		0	22	52	750
Solar FV	3.613	4.369	4.793	5.333	6.759
Solar termoeléctrica	632	2.028	2.721	3.301	4.800
Resto Renovable	2.701	3.043	3.230	3.529	4.611
Total Renovable	27.545	32.631	36.699	40.900	51.237
Cogeneración	6.964	7.864	8.974	9.454	10.385
Resto No Renovable	76	76	76	99	161
Total No Renovable	7.040	7.940	9.050	9.553	10.546
Total Régimen Especial	34.585	40.571	45.750	50.453	61.784

Tabla 3.7. Evolución prevista de la potencia (MW) en régimen especial. Sistema peninsular

Tecnología (GWh)	2010	2012	2014	2016	2020
Eólica terrestre	43.302	45.649	51.707	57.565	70.275
Eólica marina	0	0	36	111	1.845
Solar FV	6.009	7.307	8.186	9.113	11.766
Solar termoeléctrica	691	4.711	7.400	9.276	14.379
Resto Renovable	10.599	11.670	12.600	14.087	19.581
Total Renovable	60.601	69.338	79.928	90.152	117.847
Cogeneración	33.556	41.093	46.426	50.575	54.625
Resto No Renovable	451	584	584	753	1.221
Total No Renovable	34.007	41.676	47.010	51.328	55.846
Total Régimen Especial	94.608	111.014	126.938	141.480	173.693

Tabla 3.8. Evolución prevista de la producción (GWh) en régimen especial. Sistema peninsular. Año hidrológico medio

e) Cobertura de la demanda eléctrica

La cobertura de la demanda prevista utiliza como dato de partida la previsión de demanda recogida en el epígrafe 3.2.2. y la evolución prevista en el apartado c) para la estructura del equipo generador futuro.

En particular, se ha considerado una cifra objetivo de 35.070 MW de potencia eólica en la península (de la cual 750 MW son marinos) y de 11.560 MW en plantas solares al final del horizonte de planificación. Este alto nivel de penetración de generación renovable de tipo variable y, en algunos casos como la energía eólica, sin capacidad de almacenamiento tiene un importante impacto sobre el régimen de funcionamiento de las centrales térmicas e hidráulicas. Se precisarán mayores niveles de reservas de operación, y se exigirá una mayor flexibilidad de la generación de régimen ordinario, y mayor modulación de carga, con el fin de garantizar la cobertura de la demanda en condiciones de seguridad e integrar el máximo potencial de las energías renovables. Se espera también que las medidas de gestión de demanda contribuyan a adaptar la curva de demanda a las posibilidades técnicas del parque generador.

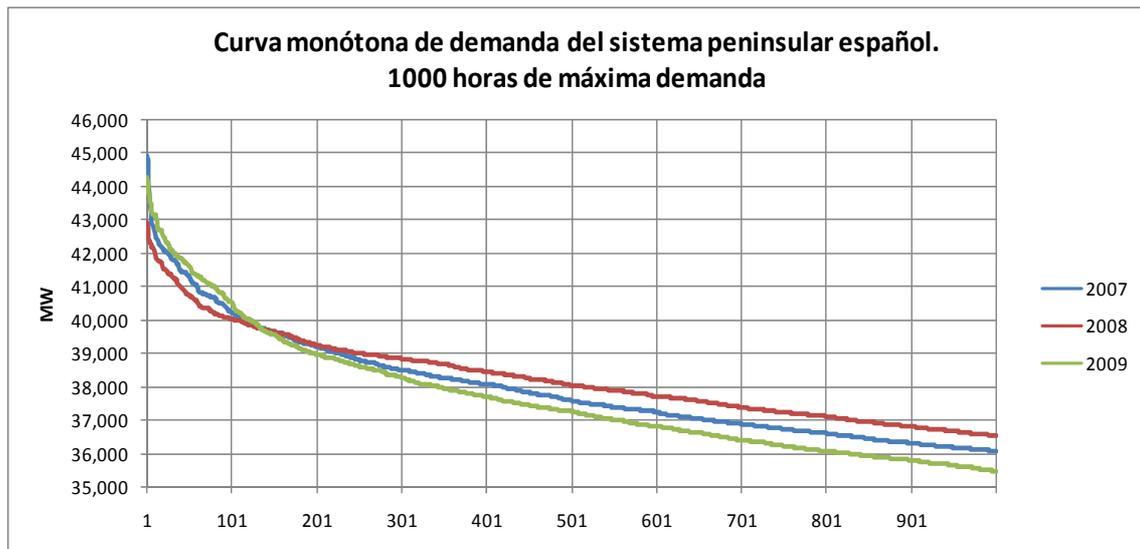


Figura 3.4. Curvas monótonas de demanda del sistema peninsular español. Años 2007 a 2009

En 2009, la curva monótona de producción térmica con ciclos combinados y grupos de carbón refleja que los últimos 4.000 MW térmicos han sido utilizados 100 horas en el año. A pesar de la puesta en servicio de nuevas instalaciones de bombeo, y dependiendo del efecto de medidas de gestión de la demanda, este apuntamiento del requerimiento térmico irá previsiblemente en aumento, lo cual sugiere que las centrales de punta serán las más idóneas para cubrir las futuras necesidades de potencia instalada. En este sentido, las centrales de bombeo no sólo aportan potencia firme en horas punta, con la consiguiente reducción de las necesidades de potencia térmica, sino que se perfilan como un elemento clave para la máxima integración de energías renovables por su capacidad de almacenamiento. En cualquier caso, se espera que en todos los escenarios se produzcan situaciones de “vertido” de energías renovables, que puntualmente no podrán ser integradas en el sistema por motivos de seguridad y por falta de capacidad de las interconexiones con el resto de Europa, tal como ya ha sucedido desde el año 2009. Durante el periodo 2012-2020, serán prioritarios todos los mecanismos sobre la generación y sobre la demanda que contribuyan a la minimización de estas situaciones, así como el desarrollo de nuevas interconexiones con Francia con el fin de sacar el máximo provecho a los recursos renovables nacionales.

Para la valoración de la fiabilidad de la cobertura de la demanda se ha utilizado tradicionalmente como parámetro el índice de cobertura, calculado como el cociente entre la potencia neta disponible del equipo generador y la punta de demanda b.c. prevista, en invierno y en verano respectivamente. Se acepta un mínimo de 1,10 como cifra que

garantiza adecuadamente la cobertura de la demanda del sistema en situación de punta extrema, dadas las necesidades de contar con reservas de operación, las posibles restricciones en la red de transporte, errores en la previsión u otros riesgos adicionales.

No obstante, debido a la relevancia sobre el índice de cobertura de las hipótesis de disponibilidad de numerosas tecnologías, incluidas las fuentes intermitentes, se han desarrollado nuevos índices probabilistas que ayuden a cuantificar de manera más completa los riesgos asumidos por un determinado parque generador. A partir del conocimiento de las tasas de fallo de los generadores convencionales, y la experiencia histórica de disponibilidad en el caso de las fuentes renovables, se ha analizado la distribución de probabilidad de potencia disponible de todo el parque generador, realizando la convolución de las distribuciones de probabilidad de todas las tecnologías. Sobre dicha función de probabilidad, se calcula un índice denominado α , que indica la probabilidad conjunta de todo el parque generador de superar una determinada potencia disponible (igual a la punta de demanda más la mínima reserva de operación). Se ha realizado el ejercicio del cálculo estimado de α para el parque generador propuesto de base (balance de la Tabla 3.9 sin la potencia firme adicional), para el horizonte 2020 (Figura 3.5). Se estima deseable una probabilidad α de superar la punta prevista más la necesaria reserva de operación (estimada en 2.000 MW en días de bajo recurso eólico) de, al menos, 90%.

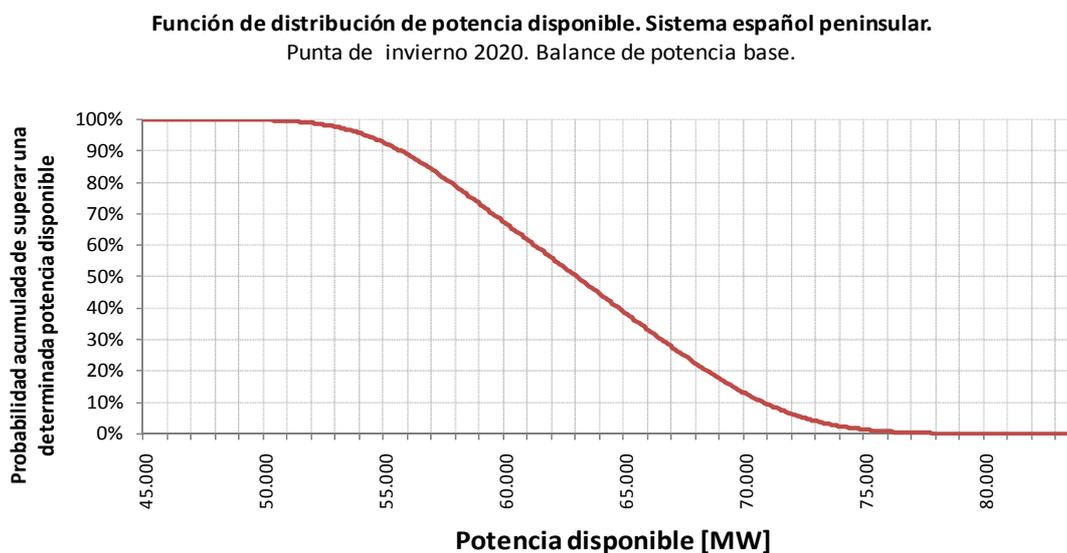


Figura 3.5. Función de probabilidad acumulada de potencia disponible del sistema español peninsular

En el marco de nuevos estudios probabilistas, se ha calculado adicionalmente una estimación del índice “LOLE” (Loss Of Load Expectation), que mide la esperanza de horas en que el sistema incurriría en falta de suministro por insuficiencia de potencia disponible. Debido a que todas las tecnologías, incluso las consideradas firmes, tienen una probabilidad no nula de fallo, este valor no puede alcanzar cero a coste razonable, y la referencia internacional de un día en diez años (2,4 horas/año) es considerada aceptable.

En el año 2020, el balance de la Tabla 3.9 sin potencia firme adicional arroja un LOLE de 3,4 horas/año, lo cual sugiere la necesidad de instalación de potencia adicional de equipo de punta.

Los índices de cobertura calculados muestran que las situaciones más críticas se producirán en invierno, y serán las que determinen el dimensionamiento del parque generador. En verano, se prevén índices de cobertura cómodos en toda la década gracias a puntas de demanda inferiores y a la contribución significativa de la energía solar.

Las siguientes tablas recogen los balances de potencia, en situación hidrológica seca, la más desfavorable en términos de potencia disponible, para los valores previstos de punta extrema de invierno, tanto en el escenario de Diseño como en el escenario Tendencial.

Las necesidades posteriores de potencia firme en el sistema han sido calculadas suponiendo que se cumplen como mínimo los objetivos previstos para las distintas tecnologías.

Potencia instalada a final de año (MW)	2010	2012	2014	2016	2020
Hidráulica convencional y mixta	14.110	14.110	14.310	14.310	14.310
Bombeo puro	2.550	2.550	3.180	3.900	5.700
Nuclear	7.720	7.720	7.260	7.260	7.260
Carbón	11.380	8.870	8.390	7.910	7.490
Fuel/gas	2.860	320	320	320	320
Ciclos combinados	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235
Eólica	20.600	23.190	25.930	28.690	34.320
Eólica marina	0	0	20	50	750
Solar FV	3.610	4.370	4.800	5.330	6.760
Solar termoeléctrica	630	2.030	2.720	3.300	4.800
Otro Régimen Especial Renovable ¹	2.700	3.040	3.230	3.530	4.610
Cogeneración	6.960	7.860	8.970	9.450	10.390
Otro Régimen Especial no renovable	80	80	80	100	160
TOTAL POTENCIA BRUTA INSTALADA	98,435	99,375	104,445	109,385	122,105
TOTAL POTENCIA NETA DISPONIBLE INVIERNO ²	54.720	54.450	55.430	56.180	59.360
PUNTA DE INVIERNO "Escenario de Diseño"	43.600	46.100	48.300	50.700	55.500
INDICE DE COBERTURA	1,26	1,18	1,15	1,11	1,07
POTENCIA FIRME ADICIONAL para IC=1,1	0	0	0	0	1.800

(1) Incluye minihidráulica

(2) Según factores de contribución a la punta de cada tecnología

Tabla 3.9. Balance de potencia peninsular. Punta de invierno. Escenario de Diseño. Año hidráulico seco

Potencia instalada a final de año (MW)	2010	2012	2014	2016	2020
PUNTA DE INVIERNO "Escenario Tendencial"	43.600	47.300	49.700	52.200	58.000
INDICE DE COBERTURA	1,26	1,15	1,11	1,08	1,02
POTENCIA FIRME ADICIONAL para IC=1,1	0	0	0	1.300	4.500

Tabla 3.10. Balance de potencia peninsular. Punta de invierno. Escenario Tendencial. Año hidráulico seco

Las siguientes tablas recogen los índices de cobertura, en situación hidrológica seca, para los valores previstos de punta de verano, tanto en el escenario de Diseño como en el escenario Tendencial. Se considera un balance de potencia instalada promedio entre los valores de invierno de años consecutivos.

Potencia (MW)	2010	2012	2014	2016	2020
TOTAL POTENCIA DISPONIBLE	53.290	53.750	55.400	57.200	61.290
PUNTA DE VERANO (MW)	40.900	41.900	43.900	46.100	50.500
INDICE DE COBERTURA (IC)	1,30	1,28	1,26	1,24	1,21
MARGEN DE COBERTURA (MW)	12.390	11.850	11.500	11.100	10.790
EXCESO DE MARGEN RESPECTO IC=1,1 (MW)	8.300	7.620	7.080	6.460	5.700

Tabla 3.11. Balance de potencia peninsular. Punta de verano. Escenario de Diseño. Año hidráulico seco

Potencia (MW)	2010	2012	2014	2016	2020
TOTAL POTENCIA DISPONIBLE	53.290	53.750	55.400	57.200	61.290
PUNTA DE VERANO (MW)	40.900	43.100	45.300	47.600	53.000
INDICE DE COBERTURA (IC)	1,30	1,25	1,22	1,20	1,16
MARGEN DE COBERTURA (MW)	12.390	10.650	10.100	9.600	8.290
EXCESO DE MARGEN RESPECTO IC=1,1 (MW)	8.300	6.340	5.570	4.840	2.990

Tabla 3.12. Balance de potencia peninsular. Punta de verano. Escenario Tendencial. Año hidráulico seco

En la siguiente tabla se muestra un balance de energía del sistema eléctrico peninsular correspondiente al escenario de Diseño de evolución de la demanda, en situación hidrológica media. En dicho balance no se ha tenido en cuenta la instalación de potencia firme adicional. Tanto la Demanda b.c. como la producción de la cogeneración incluyen una estimación de los autoconsumos.

Balance de energía peninsular (GWh)	2010	2012	2014	2016	2020
Hidráulica convencional y mixta	35.630	26.990	26.280	26.070	26.000
Bombeo puro	3.110	5.130	6.580	8.020	8.020
Nuclear	61.790	59.000	55.600	55.600	55.600
Carbón	21.350	30.000	29.800	29.300	28.080
Fuel/gas	1.990	1.800	1.800	1.800	1.800
Ciclos combinados	64.640	61.040	65.030	67.810	68.920
Eólica	43.300	45.650	51.710	57.570	70.280
Eólica marina	0	0	40	110	1.850
Solar FV	6.010	7.310	8.190	9.110	11.770
Solar termoeléctrica	690	4.710	7.400	9.280	14.380
Otro Régimen Especial Renovable	10.600	11.670	12.600	14.090	19.580
Cogeneración	34,76	42,29	47,63	51,78	55,82
Otro Régimen Especial no renovable	450	580	580	750	1.220
Generación bruta	284.310	296.180	313.220	331.280	363.320
Consumos en generación	9.080	8.310	8.220	8.150	8.280
Producción neta	275.230	287.870	305.000	323.130	355.040
Consumos en bombeo	4.440	7.330	9.400	11.460	11.460
Intercambios internacionales ⁽¹⁾	-8.340	-9.490	-11.400	-13.360	-13.500
Demanda b.c.	262.460	271.050	284.210	298.310	330.080

Tabla 3.13. Balance de energía peninsular. Escenario de Diseño. Año hidráulico medio

La producción hidráulica se desglosa en dos sumandos: convencional y de bombeo, dada la singular importancia que se otorga a esta última tecnología de producción, tal como se ha indicado en los párrafos anteriores. La sensibilidad de la producción convencional a la hidraulicidad del año se estima en aproximadamente 8 TWh respecto al valor central de 26 TWh. La diferencia sería absorbida principalmente por los grupos de carbón y de ciclo combinado.

Tal y como puede verse en las tablas previas, los cambios más significativos que se prevén en el mix de producción son los siguientes (todos los porcentajes se refieren a la generación bruta):

- **Equipo nuclear:** la evolución prevista de potencia instalada y el aumento de la demanda hace que su participación pase del 21,7% en 2010 a un valor estimado del 14,5% en 2020.
- **Equipo de carbón:** se prevé una reducción progresiva de esta tecnología de producción hasta alcanzar en 2020 una participación del 7,7%.
- **Ciclos combinados:** se prevé que mantengan una participación en el mix de generación estable de entre el 20% y el 23%, con una producción ligeramente creciente en valor absoluto para año hidráulico medio respecto al año 2010.
- **Equipo de punta:** en función de la tecnología de la nueva potencia firme necesaria en el sistema, estos balances podrían verse ligeramente alterados.
- **Hidráulica (excepto bombeo):** mantiene su participación en el mix en torno a un 8% del total, decreciente en el tiempo por el aumento de la demanda, y con una variabilidad de aproximadamente +/- 2 puntos porcentuales, dependiendo de la hidraulicidad del año.
- **Generación eólica:** se prevé un aumento significativo de este tipo de generación, pasando del 15,2% en 2010 a un 19,3% en 2020.

La producción de origen renovable (incluida toda la generación hidráulica convencional, y excluida la producción procedente de agua bombeada – tanto de bombeo puro como mixto) pasaría del 26% en 2009 a una cifra cercana al 39% en el horizonte 2020, con una variabilidad de aproximadamente +/- 2 puntos porcentuales según la hidrología respecto a un año medio. Esta previsión del balance energético arroja unas emisiones de CO₂ en el horizonte 2020 inferiores a las 75 Mton lo cual implicaría una reducción media del orden del 30% respecto de los valores del año 2005.

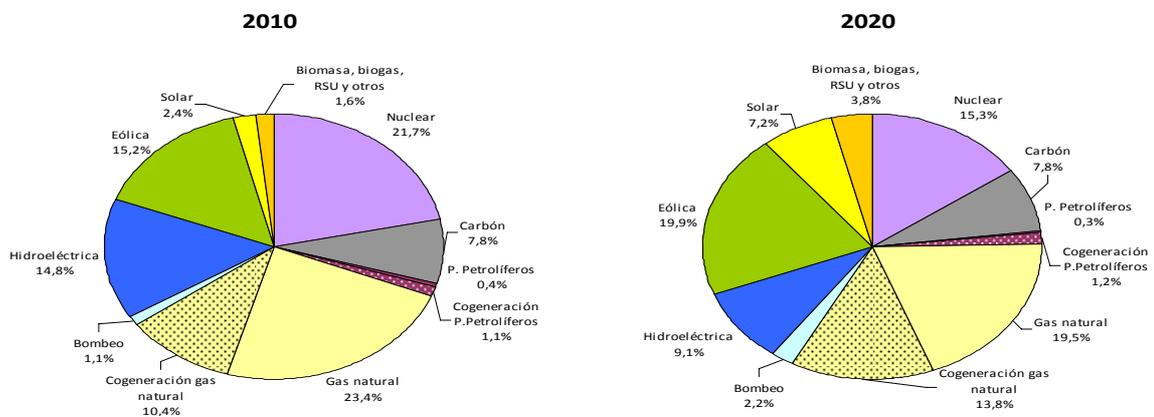


Figura 3.6. Evolución prevista del mix de generación de electricidad 2010-2020

3.3. PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA INSULAR Y EXTRAPENINSULAR Y SU COBERTURA

3.3.1. Previsión de la demanda eléctrica insular y extrapeninsular

La previsión de demanda en sistemas pequeños, tales como los SEIE, plantea incertidumbres relativas a la entrada de consumos singulares (polígonos industriales, urbanizaciones, hospitales, desaladoras...) que en general no se conocen a priori, y que provocan grandes variaciones en los crecimientos efectivos de demanda y de punta de demanda respecto a los previstos por crecimiento vegetativo. Por esta razón, a diferencia del sistema peninsular, en el que se utiliza un escenario central, para estos sistemas se utiliza un escenario superior de demanda anual de electricidad.

a) Baleares

En las siguientes tablas se recogen los valores previstos en barras de central (b.c.) de la demanda anual de energía y de la punta superior de demanda media horaria en cada uno de los subsistemas de las Islas Baleares en el periodo 2012-2020, respectivamente.

Año	Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh)			
	Mallorca	Menorca	Ibiza- Formentera	Baleares
2010 (real)	4.412,6	512,5	826,3	5.751,4
2012	4.603	534	899	6.035
2014	5.069	590	996	6.655
2016	5.646	656	1.110	7.412
2020	6.853	790	1.339	8.982
Crecimiento medio interanual 2011-2020	4,5%	4,4%	4,9%	4,6%

Tabla 3.14. Previsión de la demanda anual en b.c. en las Islas Baleares.

Año	Punta de demanda media horaria en b.c. (MW)		
	Mallorca	Menorca	Ibiza- Formentera
2010 (real)	886	114	200
2012	1.001	126	226
2014	1.097	139	250
2016	1.210	153	277
2020	1.454	183	334
Crecimiento medio interanual 2011-2020	5,1%	4,9%	5,2%

Tabla 3.15. Previsión de la punta anual en b.c. en las Islas Baleares

b) Canarias

A continuación se presentan las previsiones para las Islas Canarias en el periodo 2012-2020 tanto de demanda anual b.c. como de punta anual de potencia para el periodo 2012-2020 en el escenario superior.

Año	Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh)						
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote-Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2010 (real)	3.526,8	3.524,6	1.451,1	267,5	72,5	43,1	8.886
2012	3.784	3.704	1.526	280	77,1	44,5	9.415
2014	4.085	3.995	1.646	301	82,8	47,7	10.158
2016	4.429	4.316	1.789	326	89,5	51,7	11.001
2020	5.209	5.030	2.113	384	104,9	60,6	12.901
Crecimiento medio interanual 2011-2020	4,0%	3,6%	3,8%	3,7%	3,8%	3,5%	3,8%

Tabla 3.16. Previsión de la demanda anual en b.c. en las Islas Canarias.

Año	Punta de demanda media horaria en b.c. (MW)					
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote-Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2010 (real)	570,5	569,2	256,5	48,4	12,1	7,3
2012	637	659	277	54	13,2	8,0
2014	682	707	301	58	14,1	8,5
2016	735	761	326	63	15,1	9,2
2020	854	882	384	75	17,4	10,7
Crecimiento medio interanual 2011-2020	4,1%	4,5%	4,1%	4,5%	3,7%	3,9%

Tabla 3.17. Previsión de la punta anual en b.c. en las Islas Canarias

c) Ceuta y Melilla

Las siguientes tablas recogen la previsión de demanda, en términos de energía anual y punta anual de potencia, para los sistemas eléctricos extrapeninsulares de Ceuta y Melilla, en el escenario superior. Se han tenido en cuenta las previsiones de demandas singulares (ampliaciones y/o instalación de nuevos módulos de desaladoras, depuradoras, etc.) basadas en la información disponible, facilitada para el corto plazo por las respectivas Administraciones Autonómicas y empresas distribuidoras locales. Los valores corresponden a demanda en barras de central (b.c.).

Año	Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh)	
	Ceuta	Melilla
2010 (real)	222,7	212,6
2012	281	264
2014	319	292
2016	339	317
2020	376	364
Crecimiento medio interanual 2011-2020	5,4%	5,5%

Tabla 3.18. Sistemas eléctricos extrapeninsulares de Ceuta y Melilla. Previsión de demanda anual en b.c.

Año	Punta de demanda media horaria en b.c. (MW)	
	Ceuta	Melilla
2010 (real)	39,5	39,2
2012	48	45
2014	56	50
2016	60	54
2020	67	61
Crecimiento medio interanual 2011-2020	5,4%	4,6%

Tabla 3.19. Sistemas eléctricos extrapeninsulares de Ceuta y Melilla. Previsión de punta de demanda anual en b.c.

3.3.2. Cobertura de la demanda eléctrica insular y extrapeninsular

Los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) presentan diversas particularidades respecto al sistema continental. La principal diferencia reside en su aislamiento eléctrico, a excepción de algunas interconexiones inter-insulares, existentes y previstas, y la inminente interconexión Península-Mallorca.

El artículo 2 del Real Decreto 1747/2003 determina que, para cada uno de los sistemas que conforman los SEIE, la planificación de la actividad de producción comprenderá, al menos, la estimación de la potencia necesaria que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista, con arreglo a una serie de criterios, tales como la seguridad de suministro, la diversificación energética, la mejora de la eficiencia, la protección del medio ambiente y la identificación de las tecnologías de generación a utilizar.

Por otro lado, el Real Decreto 1747/2003 introduce un criterio probabilístico para la estimación de la fiabilidad de la garantía de suministro en los SEIE, estableciendo a este respecto que la definición de la potencia necesaria en cada SEIE, que será objeto de retribución, se hará en términos de un determinado valor mensual de probabilidad de pérdida de carga, o LOLE (Loss Of Load Expectation), fijado en un día en 10 años.

Adicionalmente, los procedimientos de operación de los SEIE, recogen la necesidad de contar con una reserva de operación equivalente a la potencia de los dos grupos de mayor tamaño. Si bien este criterio ha de cumplirse en condiciones normales de operación, no existe una referencia sobre el valor probabilista permitido de horas de “pérdida de reserva”, o LORE (Loss Of Reserve Expectation), que son necesariamente superiores a las de pérdida de carga. Por ello no se ha tenido en cuenta este criterio en el dimensionamiento de la generación en los SEIE, si bien se ha verificado que no se alcancen valores alarmantes.

En general, el criterio seguido para el dimensionamiento de la generación necesaria en los SEIE es el cumplimiento del Real Decreto 1747/2003, que asegure un valor esperado de pérdida de carga inferior a 1 día en 10 años en términos mensuales, mediante una metodología probabilista.

El tamaño de los grupos generadores instalados tiene gran importancia en los SEIE, puesto que afecta directamente a los dos criterios antes mencionados, y por tanto a la potencia total a instalar. Estudios dinámicos, adicionales a los de dimensionamiento de la generación instalada, han determinado el tamaño máximo de nuevos grupos atendiendo a criterios de estabilidad y fiabilidad de los sistemas, acordes al tamaño del propio sistema. Las necesidades de nueva generación se satisfacen por tanto mediante grupos del tamaño máximo recomendado, salvo en situaciones particulares explicadas cuando procede.

Se destaca que en todos los casos el ejercicio de dimensionamiento de la generación en los SEIE parte de los grupos ya instalados o comprometidos en base a necesidades anteriores a la crisis económica. Por ello, en algunos subsistemas se considera al principio del periodo la instalación de grupos adicionales, o que se completará la construcción de un ciclo combinado parcialmente inacabado, a pesar de que el índice de fiabilidad LOLE es ya suficientemente bajo.

Los 13 subsistemas (islas, y ciudades autónomas) que conforman los SEIE presentan a su vez características en ocasiones particulares, que obligan a analizarlos con enfoques y metodologías particulares. Las interconexiones múltiples que unirán próximamente más de dos subsistemas, la importante instalación de fuentes renovables, y la significativa potencia de bombeo prevista en algunos sistemas, constituyen situaciones novedosas que deben ser tenidas en cuenta en la planificación de la generación. Como consecuencia de ello, se exponen algunos apuntes de los criterios seguidos para determinar las necesidades de generación de estos sistemas, en que adquieren gran relevancia otros criterios adicionales a la propia fiabilidad.

a) Baleares

Se ha analizado la fiabilidad de la cobertura de la demanda para las islas de Mallorca, Menorca, y el sistema de Ibiza y Formentera. Para ello, se parte del parque actual existente en cada sistema, añadiendo en su caso nuevos grupos que estén en construcción o que sean necesarios para asegurar el criterio probabilístico de cobertura (LOLE mensuales inferiores a 0,2 horas/mes). Se ha utilizado una senda de bajas de los grupos existentes basada en las mejores previsiones de la empresa generadora.

Actualmente, existen interconexiones entre las islas de Mallorca y Menorca, y entre Ibiza y Formentera. A lo largo de los próximos años entrarán en servicio interconexiones adicionales de la isla de Mallorca con península, Menorca e Ibiza, así como entre Ibiza y Formentera, por lo que todo el archipiélago quedará interconectado entre sí, y conectado al sistema peninsular.

Las interconexiones sin duda mejoran la fiabilidad de los sistemas eléctricos, por las posibilidades de apoyo mutuo en caso de insuficiencia de potencia en uno de ellos. Este

apoyo no es equivalente a las capacidades de las interconexiones, puesto que no sólo se precisa de capacidad de transporte, sino también de capacidad de generación en el sistema vecino. En el caso de sistemas pequeños, estas posibilidades de apoyo se han analizado de manera probabilista, considerando todas las casuísticas de disponibilidad de potencia en los distintos subsistemas interconectados y de capacidad de transporte entre ellos. Así, aparecen diferentes indicadores de fiabilidad de la cobertura de demanda, en función de que se considere únicamente la potencia térmica instalada en un subsistema, o bien se sume la capacidad de interconexión, o bien se utilice simplemente la potencia disponible esperada considerando las indisponibilidades programadas o fortuitas.

Se presentan diversos índices individuales para cada subsistema, si bien los subsistemas interconectados han sido analizados conjuntamente, y el criterio de validación es, en todos los casos, que no se supere un LOLE mensual de 0,2 horas al mes (equivalente a un día en 10 años, en términos mensuales).

En el caso de la interconexión entre Mallorca y la península, con previsión de entrada en servicio a lo largo de 2012, se considera de manera determinista que la capacidad de transporte siempre contará con equivalente potencia disponible en el sistema peninsular.

El resto de interconexiones previstas se detallan a continuación:

- Mallorca-Menorca 1, en servicio, explotación prevista a 35 MW
- Mallorca-Menorca 2, año 2015, explotación prevista a 45 MW
- Mallorca-Península 1, año 2012, explotación prevista a 120 MW
- Mallorca-Península 2, año 2012, explotación prevista a 120 MW
- Mallorca-Ibiza 1, año 2013, explotación prevista a 45 MW
- Mallorca-Ibiza 2, año 2014, explotación prevista a 45 MW
- Ibiza-Formentera 1, año 2013
- Ibiza-Formentera 2, año 2017

La contribución de las energías renovables, principalmente solar, ha sido considerada de manera determinista, con aquella producción que se espera que sea superada con 90% de probabilidad.

Ante las hipótesis expuestas, la previsión de la evolución de la potencia instalada en centrales térmicas en los sistemas de Mallorca, Menorca y en el sistema Ibiza-Formentera para los años 2012, 2014, 2016 y 2020 se muestra, respectivamente, en la Tabla 3.20, Tabla 3.21 y Tabla 3.22.

Mallorca. Cobertura de demanda (b.c.)				
Año	Pot. térmica instalada (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
		Sólo pot. térmica	Con aportación cables	
2010	1.549	1,6	1,6	0,00
2012	1.549	1,5	1,8	0,00
2014	1.549	1,4	1,7	0,00
2016	1.549	1,3	1,6	0,00
2020	1.549	1,1	1,4	0,01

Tabla 3.20. Sistema eléctrico insular de Mallorca. Cobertura de demanda (b.c.)

Menorca. Cobertura de demanda (b.c.)				
Año	Pot. térmica instalada (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
		Sólo pot. térmica	Con aportación cables	
2010	245	2,1	2,3	0,00
2012	245	2,0	2,2	0,00
2014	245	1,8	2,4	0,00
2016	245	1,6	2,2	0,00
2020	245	1,4	1,9	0,00

Tabla 3.21. Sistema eléctrico insular de Menorca. Cobertura de demanda (b.c.)

Ibiza-Formentera. Cobertura de demanda (b.c.)				
Año	Pot. térmica instalada (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
		Sólo pot. térmica	Con aportación cables	
2010	274	1,3	1,3	0,01
2012	300	1,3	1,3	0,01
2014	288	1,2	1,4	0,01
2016	277	1,0	1,4	0,32
2020	328	1,0	1,3	0,56

Tabla 3.22. Sistema eléctrico insular de Ibiza-Formentera. Cobertura de demanda (b.c.)

Los resultados obtenidos incluyen la determinación del índice de cobertura, calculado como la potencia térmica instalada necesaria, o la suma de la potencia térmica y la aportación de los cables de interconexión, dividida por la punta de potencia prevista, para cada año del horizonte de estudio.

Se añade el LOLE resultante de los estudios de cobertura probabilistas, en que se considera no sólo la potencia térmica de cada subsistema, sino el apoyo de los sistemas vecinos.

Se puede comprobar que con la generación actualmente instalada en construcción o prevista, y la contribución de las interconexiones previstas, no se precisa de potencia térmica adicional desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema en los subsistemas de Mallorca y Menorca. Únicamente se precisará de nueva potencia en el subsistema de Ibiza-Formentera hacia el final del periodo de planificación, o bien para suplir las bajas previstas en la isla de Formentera⁴. En 2011, está previsto que se complete el grupo térmico TG6B en fase de construcción

b) Canarias

El archipiélago canario se compone de siete islas principales que conforman, cada una de ellas, un subsistema eléctrico: Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro. Actualmente existe una interconexión entre Fuerteventura y

⁴ Los estudios para el subsistema Ibiza-Formentera han sido realizados a nudo único, de forma que no reflejan la posible necesidad de potencia firme en la isla de Formentera, por criterios de operación, en el caso de baja de la generación existente en la actualidad

Lanzarote, y se prevé una única interconexión adicional entre Gran Canaria y Fuerteventura en el horizonte 2016.

Son especialmente relevantes para el análisis de fiabilidad de los subsistemas canarios la importante instalación prevista de energías renovables, eólica y solar, y las nuevas instalaciones previstas de grupos reversibles de bombeo. Bajas penetraciones de energías renovables relativas en sistemas con grandes márgenes absolutos de potencia instalada, permiten dimensionar la generación de un sistema de manera determinista, únicamente a partir de la punta de demanda esperada y la contribución conservadora de las fuentes intermitentes. No obstante, penetraciones elevadas en sistemas pequeños, dimensionados con metodologías probabilistas, sugieren una nueva consideración de la intermitencia eólica que, siendo razonable y prudentemente conservadora, tenga en cuenta su contribución a la cobertura de demanda para no penalizar de manera innecesaria el coste del suministro eléctrico.

La situación extrema de El Hierro, que contará con mayor potencia instalada eólica y de bombeo que demanda, constituye un claro ejemplo de que las fuentes renovables deben ser consideradas en la cobertura de la demanda.

Así, se ha considerado la contribución probabilista de la energía eólica de la siguiente manera. Se ha tipificado la producción eólica del archipiélago canario a partir de los registros de los últimos años, desde que se consideran representativos. En aquellos sistemas en que no se cuenta con registros de producción eólica, se han supuesto válidos los de los sistemas vecinos. Se han elaborado funciones de probabilidad de producción eólica para cada periodo en que se observa un comportamiento similar: diferentes meses, noche y día etc. Dicha producción probabilista, según el periodo analizado, es añadida como potencia disponible en el proceso probabilista de cálculo de la disponibilidad térmica. Así, en aquellos meses en que el viento muestra grandes probabilidades de producción elevada en horas punta, se comprueba un impacto en las menores necesidades de potencia térmica para mantener los mismos índices de fiabilidad. Al contrario, en los meses en que las probabilidades observadas de elevado recurso eólico son bajas, apenas se muestra relevante su impacto en las necesidades de potencia térmica en el sistema. Por ello, los criterios de fiabilidad analizados en términos mensuales no siempre redundan en menores necesidades de potencia térmica, siendo función de la correlación entre los periodos de elevada demanda y los periodos de elevado recurso eólico.

La contribución de la energía fotovoltaica ha sido considerada de distinta manera, con un criterio determinista razonablemente conservador. A partir de la escasa historia de registros, se ha analizado la energía diaria que, en cada una de las estaciones del año, es superada con 90% de probabilidad. Para cada estación, se aplica a dicha energía diaria el perfil horario promedio de todos los días que componen el periodo analizado. Se comprueba que la energía fotovoltaica reduce considerablemente las probabilidades de pérdida de carga en los meses de verano, sin impactar en las necesidades de generación de los meses cuya punta se produce tras la puesta del sol.

La previsión de instalación de potencia eólica y fotovoltaica ha tenido en cuenta el PECAN (Plan Energético de Canarias) de 2006, el concurso eólico del Gobierno de Canarias, y la mejor información disponible actualmente.

En base a lo anterior, se estima que en 2020 la potencia eólica total instalada en Canarias será de 1.025 MW (de los que en 2010 había ya instalados 143 MW) cuyo reparto por islas será el siguiente:

- Gran Canaria: 411 MW
- Tenerife: 402 MW

- Lanzarote-Fuerteventura: 162 MW
- La Palma: 28 MW
- La Gomera: 8 MW
- El Hierro: 14 MW

En el caso de la potencia fotovoltaica, las previsiones de potencia total instalada es de 254 MW en 2020, de los que en 2010 había ya instalados 120 MW. El reparto de esta potencia por islas es el siguiente::

- Gran Canaria: 46 MW
- Tenerife: 151 MW
- Lanzarote-Fuerteventura: 45 MW
- La Palma: 5 MW
- La Gomera: 5 MW
- El Hierro: 2 MW

La contribución en los sistemas interconectados es similar a la expuesta para el SEI balear, realizando los análisis conjuntamente y considerando el apoyo mutuo probabilístico que pueden darse entre sí gracias a la capacidad de intercambio, condicionada a la disponibilidad de potencia del sistema excedentario al sistema deficitario. También se considera la tasa de fallo de las propias interconexiones eléctricas.

Sistemas de bombeo y almacenamiento

La integración de forma masiva de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos del SEI Canario requiere disponer de sistemas de almacenamiento, como son los sistemas de bombeo, que permitan una máxima integración de las mismas en condiciones de seguridad.

Dada la previsión de una significativa integración de energía renovable y de los altos contingentes previstos en Canarias, por su difícil gestionabilidad y previsión, se determina una importante necesidad del aumento y mejora de los mecanismos de regulación para poder afrontar variaciones bruscas y no previsibles del recurso renovable no gestionable (fundamentalmente en el caso de la eólica, pero también en el caso de la fotovoltaica). El fuerte aumento previsto de la generación renovable intermitente se debe complementar con el refuerzo de equipos de arranque rápido y con capacidad de almacenamiento suficiente para mantener la seguridad y calidad en los sistemas eléctricos aislados, maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables primarios.

La presente planificación contempla la incorporación de centrales hidráulicas reversibles en algunos de los sistemas de Canarias, teniendo en cuenta lo dispuesto en el apartado 1.1 de la Estrategia Integral para la Comunidad Autónoma de Canarias (Plan Canarias), aprobada por Consejo de Ministros del 9 de octubre de 2009, donde se establecen dos objetivos sectoriales principales:

- Potenciar las fuentes energéticas autóctonas para que las energías renovables aporten, en 2015, el 30% de la generación eléctrica.
- Reducir el grado de dependencia energética de Canarias un mínimo de 5 puntos para el año 2020.

A los efectos, según lo dispuesto en el Plan Canarias se consideran en este ejercicio de planificación cuatro sistemas hidroeléctricos reversibles que permitirán el máximo uso de energía renovable mediante el almacenamiento de los excedentes no integrables de energía renovable (fundamentalmente eólica) y, a la vez, dotarán de mayor estabilidad al sistema eléctrico canario por la rapidez de respuesta que dicha tecnología aporta al

parque de generación actual, mejorando como consecuencia, la garantía y calidad del suministro eléctrico.

Estos sistemas contribuyen, más allá de a la fiabilidad del sistema, a una mayor eficiencia global en la explotación de estos sistemas eléctricos, a una máxima integración de recursos renovables que sin los grupos de bombeo se vería mermada y, consiguientemente, a una reducción de consumo de combustibles fósiles que, no obstante, siguen siendo necesarios.

Dichos proyectos ubicados en Gran Canaria, Tenerife, La Palma y La Gomera supondrán una potencia instalada de 299 MW, y se prevé su puesta en funcionamiento en 2015. Se estiman los siguientes valores orientativos de potencia hidráulica en centrales reversibles potencialmente viables:

- Gran Canaria: 164 MW
- Tenerife: 90 MW
- La Palma: 30 MW
- La Gomera: 15 MW

Adicionalmente, el sistema hidroeléctrico de El Hierro contará previsiblemente con 11 MW instalados de bombeo reversible desde el año 2012, junto con 14 MW instalados de potencia eólica a partir del año 2016.

La consideración de los grupos de bombeo en los análisis de fiabilidad adquiere igualmente gran relevancia en los SEI canarios de cara al dimensionamiento de la potencia térmica necesaria. La disponibilidad de potencia hidráulica está condicionada a la disponibilidad de recursos hídricos en los vasos superiores, los cuales deben haber sido “cargados” en horas de excedentes de potencia disponible, ya sea de origen térmico o renovable.

La contribución de los grupos de bombeo a la disponibilidad de potencia de cada sistema considera el mínimo llenado de los vasos superiores que podría producirse ante condiciones razonablemente conservadoras de disponibilidad térmica y renovable. Para cada estación del año, se han analizado los excedentes horarios de potencia disponible tanto de origen térmico como de origen renovable superada con 90% de probabilidad, que podrían utilizarse para el llenado diario de los embalses en los grupos reversibles. Esta mínima energía diaria es repartida horariamente con el criterio de máxima fiabilidad, en horas de máximo consumo diario, respetando restricciones de energía y de rendimiento de las centrales de bombeo.

Operación del sistema con elevados contingentes renovables

La operación del sistema eléctrico en presencia de elevada potencia intermitente y de previsión incierta, requiere tradicionalmente de mayores niveles de reservas de operación. Esto es tanto más cierto cuanto más rígido sea el parque de generación, y menor sea su flexibilidad de arranques y modulación de carga. Al contrario, en sistemas dotados de elevado recurso hidráulico, tanto en potencia como en energía, las mayores necesidades de reserva operacional pueden ser asumidas por estos grupos, sin necesariamente mayores niveles de reserva térmica. No se ha realizado un análisis detallado de los niveles de reserva que serán compatibles con la máxima integración de los recursos renovables disponibles ante las citadas previsiones de equipo térmico, renovable e hidráulico reversible.

Potencia térmica adicional

Ante las posibles necesidades de potencia térmica adicional, se estiman los siguientes tamaños máximos de grupos para los sistemas eléctricos de las Islas Canarias que no penalicen la fiabilidad del suministro ante indisponibilidades fortuitas o programadas:

- Gran Canaria: 70 MW (correspondientes a una turbina de un grupo de ciclo combinado)
- Tenerife: 70 MW (correspondientes a una turbina de un grupo de ciclo combinado)
- Lanzarote – Fuerteventura: 24 MW
- La Palma: 8 MW
- La Gomera: 3 MW
- El Hierro: 2 MW

Estos valores están basados en los resultados de estudios realizados por el operador del sistema, que combinan análisis probabilísticos de cobertura con análisis de incidentes reales que producen pérdidas significativas de generación y, en ocasiones, actuaciones de los mecanismos de deslastre de carga por variación excesiva de la frecuencia.

Necesidades de potencia por subsistema

Teniendo en cuenta todas las hipótesis anteriormente expuestas, se presentan a continuación los resultados de potencia térmica necesaria para cumplir con los requisitos de cobertura. Se presentan los resultados diferenciando la potencia térmica, la potencia de grupos de bombeo, y la potencia de fuentes renovables.

Gran Canaria

Gran Canaria Cobertura de Demanda (b.c.) ⁽¹⁾								
Año	Punta de potencia (MW)	Pot. Térmica instalada (MW)	Capac. de interconexión (MW)	Pot. bombeo (MW)	Potencia Renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
						Térmico	Térmico + Bombeo	
2010	597	909	0	0	105	1,52	1,52	0,08
2012	637	881	0	0	226	1,38	1,38	0,23
2014	682	1.021	0	0	234	1,50	1,50	0,04
2016	735	1.021	0	164	238	1,39	1,61	0,00
2020	854	1.021	90	164	457	1,20	1,39	0,01

⁽¹⁾ A partir de 2017 los sistemas de Lanzarote y Fuerteventura se conectan con el sistema de Gran Canaria

Tabla 3.23. Sistema eléctrico insular de Gran Canaria. Cobertura de demanda (b.c.)

Se considera la baja de los grupos de vapor 1, 2 y 3 de la CT Jinámar debido al alcance de las 20.000 horas de funcionamiento establecidas en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes. El grupo 1 de Jinámar se considera disponible sólo durante 2010 por lo que no se tiene en cuenta en el periodo de planificación. El crecimiento de la demanda en este sistema conlleva necesidades de potencia firme adicional hasta 2014 por valor de 140 MW, conforme al tamaño máximo de grupo definido. Posteriormente, bajo todas las hipótesis expuestas, la entrada en servicio de la central de bombeo prevista, junto con la interconexión con Fuerteventura al final del periodo, aseguran el cumplimiento de los criterios de fiabilidad hasta el horizonte 2020 sin necesidad de instalar nueva potencia térmica.

Tenerife

La Tabla 3.24 presenta las necesidades de potencia instalada de tipo convencional que garantiza la cobertura de la demanda en Tenerife según el criterio de fiabilidad establecido.

Tenerife Cobertura de Demanda (b.c.)							
Año	Punta de potencia (MW)	Pot. Térmica instalada (MW)	Pot. bombeo (MW)	Potencia Renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
					térmico	Térmico + Bombeo	
2010	604	848	0	165	1,40	1,40	0,43
2012	659	996	0	335	1,51	1,51	0,09
2014	707	996	0	335	1,41	1,41	0,29
2016	761	1.066	90	567	1,40	1,52	0,00
2020	882	1.066	90	567	1,21	1,31	0,16

⁽²⁾ Durante el ejercicio de planificación actual no se prevé ninguna interconexión con el resto de las islas

Tabla 3.24. Sistema eléctrico insular de Tenerife. Cobertura de demanda (b.c.)

Al igual que en el caso de Gran Canaria, en Tenerife se propone el mantenimiento de los dos actuales emplazamientos de generación térmica actuales: Candelaria y Granadilla, tanto por una justificación de carácter estratégico energético, como por la relativa proximidad de ambos emplazamientos a los centros de consumo más importantes: el noreste de la isla, en la zona capitalina y el sur de la isla. Un tercer emplazamiento de generación térmica, adicional a los anteriores, disminuiría la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad de suministro.

Para el cálculo de la potencia adicional necesaria para la cobertura de la demanda se ha tenido en cuenta la baja de los siguientes grupos de generación: los grupos Candelaria Vapor 3 y Candelaria Vapor 4 no se consideran debido a que han alcanzado las 20.000 horas de funcionamiento, conforme a lo establecido en Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes. Tampoco se consideran los grupos diesel de Candelaria 1, 2 y 3, debido a restricciones medioambientales, ni el grupo de gas 3 de la CT Candelaria a partir de 2011 según lo establecido en la Planificación de los sectores de gas y electricidad 2008-2016. Estas bajas, en total 130 MW, deben compensarse con equipo térmico según lo contemplado en la Tabla 3.24.

Además, se ha considerado que se completará el ciclo combinado de la central térmica de Candelaria en 2011 (70 MW).

En total, se precisan dos nuevos grupos de 70 MW hasta el año 2016, y la puesta en servicio del grupo de bombeo de 90 MW en 2016 garantizaría la fiabilidad del sistema hasta el final del periodo.

Lanzarote

Para el sistema eléctrico de Lanzarote, la Tabla 3.25 presenta las necesidades de potencia instalada de tipo convencional, que garantiza la cobertura de la demanda según el criterio de fiabilidad establecido. Como puede verse, se estima que hasta 2016 son necesarios dos nuevos grupos de 18 MW, conforme al tamaño máximo establecido. No se prevé la baja de grupos térmicos.

A partir de la puesta en servicio del segundo circuito de interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura, no se prevén restricciones en los enlaces entre estos dos sistemas, lo cual

permite analizarlos como un único sistema. Una vez puestos en servicio dicho segundo circuito y el enlace Fuerteventura-Gran Canaria, no se prevé la necesidad de nueva potencia adicional, tal y como muestra la Tabla 3.25

Lanzarote Cobertura de Demanda (b.c.) ⁽¹⁾							
Año	Punta de potencia (MW)	Pot. Térmica instalada (MW)	Capac. de interconexión LZ-FV	Potencia Renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
					Térmico	Con interconexión LZ-FV	
2010	142	187	30	13	1,32	1,53	0,20
2012	153	187	30	56	1,23	1,42	0,31
2014	166	205	30	58	1,24	1,42	0,09
2016	180	223	60	110	1,24	1,58	0,09

⁽¹⁾ A partir de 2017 el sistema de Lanzarote y Fuerteventura se trata como un sistema conjunto

Tabla 3.25. Sistema eléctrico insular de Lanzarote. Cobertura de demanda (b.c.)

Fuerteventura

No se contemplan cierres de grupos térmicos. Antes de la puesta en servicio del segundo circuito de interconexión con Lanzarote, se precisa de un nuevo grupo de 18 MW, conforme al tamaño máximo recomendado. A partir de entonces, gracias al refuerzo de la interconexión con Lanzarote, y la interconexión de este último sistema con el de Gran Canaria, no se prevén nuevas necesidades de generación antes de la finalización del periodo de planificación.

La Tabla 3.26 presenta las necesidades del subsistema de Fuerteventura hasta el año 2016.

Fuerteventura Cobertura de Demanda (b.c.) ⁽¹⁾							
Año	Punta de potencia (MW)	Pot. Térmica instalada (MW)	Capac. de interconexión	Potencia Renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
					Térmico	Con interconexión LZ-FV	
2010	115	159	30	19	1,38	1,64	0,37
2012	125	159	30	49	1,28	1,52	0,42
2014	136	177	30	51	1,30	1,52	0,15
2016	149	177	60	104	1,19	1,60	0,16

⁽¹⁾ A partir de 2017 el sistema de Lanzarote y Fuerteventura se trata como un sistema conjunto

Tabla 3.26. Sistema eléctrico insular de Fuerteventura. Cobertura de demanda (b.c.)

Sería recomendable que el equipo generador futuro en Lanzarote y Fuerteventura contara o bien con grupos de bombeo, por los mismos motivos que en el resto de sistemas canarios, de cara a una máxima integración del elevado potencial renovable en condiciones de seguridad; o bien con grupos de arranque rápido, como turbinas de gas de ciclo abierto.

Asimismo, sería conveniente disponer de un segundo emplazamiento de generación, preferentemente situado al sur de la isla de Fuerteventura, adicional al existente (Salinas); su existencia disminuiría la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad de suministro y mejoraría sustancialmente el equilibrio de la red, al estar situado en cola de sistema y en una zona de gran expansión de consumo eléctrico.

Fuerteventura-Lanzarote

La Tabla 3.27 muestra los índices de fiabilidad del sistema conjunto Lanzarote-Fuerteventura a partir del año 2017, y su capacidad de interconexión con el sistema de Gran Canaria. El apoyo mutuo entre los sistemas de las tres islas asegura la fiabilidad del sistema conjunto conforme a los criterios establecidos hasta el año 2020, sin necesidad de potencia adicional.

Fuerteventura y Lanzarote Cobertura de Demanda (b.c.) ⁽¹⁾							
Año	Punta de potencia (MW)	Pot. Térmica instalada (MW)	Capac. de interconexión con GC (MW)	Potencia Renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
					sin interconex. con GC	con interconex. con GC	
2020	386	401	90	215	1,04	1,27	0,08

⁽¹⁾A partir de 2017 el sistema de Lanzarote y Fuerteventura se trata como un sistema conjunto

Tabla 3.27. Sistema eléctrico insular de Fuerteventura-Lanzarote. Cobertura de demanda (b.c.)

La Palma

Para el sistema eléctrico de La Palma, la Tabla 3.28 presenta las necesidades de potencia instalada de tipo convencional, que garantiza la cobertura de la demanda según el criterio de fiabilidad establecido.

El sistema de la Palma prevé contar con una central de bombeo reversible de 30 MW a partir del año 2016. Si bien dicho bombeo no contará con plena disponibilidad de potencia ni de energía en todas las horas del año, el modelado anteriormente expuesto considera aquella disponibilidad que sí puede preverse con suficiente probabilidad, incluso en periodos de escaso recurso renovable. La mínima energía disponible en la instalación de bombeo, utilizada con el criterio de máxima fiabilidad del sistema, permite unos índices de fiabilidad adecuados sin nueva potencia adicional en todo el periodo.

La elevada potencia instalada en el sistema de La Palma no debe entenderse como un equipamiento excesivo. No parece adecuado dimensionar los sistemas pequeños con gran penetración de energías renovables en base únicamente al criterio de fiabilidad del sistema, sino también atendiendo a la máxima eficiencia con criterio de coste variable y de coste total. La instalación de los grupos de bombeo previstos no sólo aumenta la fiabilidad del sistema, sino que permite una operación más eficiente del parque térmico, con la consiguiente minimización del coste variable de explotación. Por otra parte, es previsible la instalación de un mayor número de plantas de aprovechamiento de fuentes renovables con posterioridad al horizonte de la actual planificación, lo que aconseja acometer inversiones que permitan una mayor integración de fuentes intermitentes.

La Palma Cobertura de Demanda (b.c.)							
Año	Punta de potencia (MW)	Pot. Térmica instalada (MW)	Pot. bombeo (MW)	Potencia Renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
					Térmico	Térmico + Bombeo	
2010	48	96	0	6	1,99	1,99	0,11
2012	54	96	0	11	1,78	1,78	0,27
2014	58	96	0	12	1,65	1,65	0,30
2016	63	96	30	33	1,51	1,98	0,01
2020	75	96	30	33	1,27	1,67	0,58

Tabla 3.28. Sistema eléctrico insular de La Palma. Cobertura de demanda (b.c.)

La Gomera

La situación es similar a La Palma. La Tabla 3.29 indica las necesidades de potencia térmica adicional en La Gomera que garanticen el cumplimiento de los índices de fiabilidad.

Se comprueba que la instalación del grupo de bombeo reversible de 15 MW en el año 2016 permite garantizar la fiabilidad del sistema en todo el periodo analizado. Al igual que para el sistema de La Palma, no debe entenderse la elevada potencia instalada como un equipamiento excesivo desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema, sino como aquella potencia que permitirá la máxima integración del potencial renovable de La Gomera, el mínimo consumo de combustibles fósiles, y la máxima eficiencia energética y económica del sistema de generación.

La Gomera Cobertura de Demanda (b.c.)							
Año	Punta de potencia (MW)	Pot. Térmica instalada (MW)	Pot. bombeo (MW)	Potencia Renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
					Térmico	Térmico + Bombeo	
2010	12,5	19,7	0	0	1,58	1,58	0,11
2012	13,2	19,7	0	8	1,49	1,49	0,12
2014	14,1	19,7	0	8	1,40	1,40	0,20
2016	15,1	19,7	15	13	1,31	2,31	0,00
2020	17,4	19,7	15	13	1,14	2,00	0,01

Tabla 3.29. Sistema eléctrico insular de La Gomera. Cobertura de demanda (b.c.)

El Hierro

La Tabla 3.30 presenta las necesidades de potencia instalada de tipo convencional, que garantiza la cobertura de la demanda según el criterio de fiabilidad establecido.

El Hierro constituye un sistema pionero en el mundo, diseñado para autoabastecerse completamente con energías renovables, gracias al gran tamaño relativo de su instalación de almacenamiento prevista y su elevada potencia eólica y solar. La fiabilidad del sistema ha sido analizada, sin embargo, contando con la disponibilidad del actual equipo térmico (a excepción de la baja en 2011 de un grupo diesel de 0,9 MW), necesario para “cargar” el bombeo en situaciones de escaso recurso renovable.

De manera análoga a los sistemas de La Palma y La Gomera, no debe entenderse la elevada potencia instalada como un equipamiento excesivo desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema, sino como aquella potencia que permitirá la máxima integración del potencial renovable de El Hierro, el mínimo consumo de combustibles fósiles, y la máxima eficiencia energética y económica del sistema de generación.

Se señala que el cumplimiento del índice de fiabilidad LOLE sugiere la instalación de un grupo de al menos 1,1 MW en el año 2011, para suplir la baja prevista de un grupo diesel. No obstante, de no instalarse este grupo en 2011, se ha comprobado que dicho grupo ya no sería necesario tras la puesta en servicio de la central de bombeo de 11 MW prevista para 2012, con lo que una potencia térmica de 10,6 MW sería suficiente tras el año 2012 para mantener el índice de fiabilidad dentro del límite establecido.

El Hierro Cobertura de Demanda (b.c.)							
Año	Punta de potencia (MW)	Pot. Térmica instalada (MW)	Pot. bombeo (MW)	Potencia Renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (horas/año)
					Térmico	Térmico + Bombeo	
2010	7,5	11,2	0	0,5	1,48	1,48	0,60
2012	8,0	11,7	11	0,5	1,46	2,84	0,01
2014	8,5	11,7	11	0,5	1,37	2,66	0,03
2016	9,2	11,7	11	16,0	1,27	2,47	0,01
2020	10,7	11,7	11	16,0	1,10	2,13	0,09

Tabla 3.30. Sistema eléctrico insular de El Hierro. Cobertura de demanda (b.c.)

Una vez instalada la totalidad de la potencia renovable y de bombeo prevista, y se adquiera experiencia en el comportamiento eólico y solar, se podrá analizar la baja de los grupos diesel más antiguos de la central de Llanos Blancos que sea compatible con los índices de fiabilidad exigidos.

c) Ceuta y Melilla

En Ceuta y Melilla aplican los mismos criterios de fiabilidad ya expuestos para los sistemas insulares. Las necesidades de potencia, analizadas mediante la misma metodología probabilista y los mismos criterios de fiabilidad, se exponen a continuación:

Ceuta. Cobertura de demanda (b.c.)				
Año	Punta	Pot. térmica instalada (MW)	Índice de cobertura	LOLE (horas/año)
2010	41	66	1,6	2,08
2012	48	91	1,9	0,11
2014	56	91	1,6	0,36
2016	60	91	1,5	0,92
2020	67	99	1,5	0,61

Tabla 3.31. Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Ceuta. Cobertura de demanda (b.c.)

Melilla. Cobertura de demanda (b.c.)				
Año	Punta	Pot. térmica instalada (MW)	Índice de cobertura	LOLE (horas/año)
2010	38	76	2,0	0,25
2012	45	76	1,7	1,81
2014	50	84	1,7	0,92
2016	54	92	1,7	0,59
2020	62	100	1,6	0,72

Tabla 3.32. Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Melilla. Cobertura de demanda (b.c.)

En Ceuta se estima que serán necesarios 33 MW adicionales hasta 2020, mientras que en Melilla se precisarán 24 MW.

Los resultados obtenidos incluyen la determinación del índice de cobertura, según se ha definido anteriormente. Se añade el LOLE anual obtenido para la potencia instalada propuesta.

Por la singularidad de estos sistemas, aislados y de tamaño reducido, es necesaria una indicación acerca del tamaño máximo de los grupos generadores en Ceuta y Melilla (tamaños de grupo excesivamente grandes disminuyen la fiabilidad del sistema y aumentan la probabilidad de pérdida de carga). Se estiman los siguientes tamaños máximos de grupos:

- Ceuta: 8 MW
- Melilla: 8 MW

3.4. GESTIÓN DE LA DEMANDA

3.4.1. Alcance de la Gestión de la Demanda

La gestión de la demanda consiste en la planificación e implementación de aquellas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía de manera que se produzcan los cambios deseados en la curva de demanda. El objetivo fundamental es conseguir un aplanamiento de la curva de la demanda de electricidad mediante un desplazamiento de consumos desde los periodos punta a los periodos valle así como una participación activa de la demanda en la consecución del equilibrio entre la oferta y la demanda que debe conseguir la operación del sistema. Para ello se busca modificar los patrones de consumo de energía eléctrica, obteniendo así una curva más plana que redunde en una mayor eficiencia para el conjunto del sistema y un cierto grado de flexibilidad que permita contribuir de forma activa a la estabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico.

La implementación de la gestión de la demanda ha supuesto un cambio en la visión de la operación del sistema que ha venido actuando tradicionalmente del lado de la oferta y no sobre la demanda, la cual ha sido concebida de manera habitual como un factor predeterminado en el contexto del sistema eléctrico. Sin embargo, la dificultad creciente en acometer nuevas infraestructuras de generación y red, por la oposición social y medioambiental que suscitan, así como la voluntad de contribuir a la integración de la producción no gestionable manteniendo las condiciones de calidad, fiabilidad y eficiencia requeridas, ha llevado a analizar las posibilidades de implementar acciones sobre la demanda en los procesos de planificación y operación del sistema.

Las distintas medidas de gestión de la demanda se pueden agrupar en cuatro grandes bloques (Figura 3.7). El grupo reducción del consumo está encaminado a reducir de forma global la demanda de energía eléctrica, sin especificar en qué momentos se produce esta rebaja. Las medidas encuadradas en desplazamiento del consumo de la punta al valle buscan un desplazamiento permanente de las cargas desde la punta al valle logrando así el aplanamiento de la curva de la demanda. El llenado de valles tiene como objetivo que la incorporación de las nuevas demandas del sistema se produzcan preferentemente durante los momentos de menor demanda y finalmente los mecanismos de reducción de puntas están orientados a obtener un recurso a disposición de la operación del sistema ante situaciones de emergencia.

Mecanismos de Gestión de la Demanda		
Reducción del consumo	<ul style="list-style-type: none"> * ➤ Mejora de la eficiencia de los equipos y procesos * ➤ Concienciación sobre el ahorro energético 	
Desplazamiento del consumo de la punta al valle	<ul style="list-style-type: none"> * ➤ Discriminación horaria * ➤ Participación activa de la demanda en los mercados 	
Llenado de valles	<ul style="list-style-type: none"> * ➤ Almacenamiento (bombeo, otras tecnologías, ...) * ➤ Vehículos eléctricos 	
Reducción de puntas	<ul style="list-style-type: none"> * ➤ Servicio de interrumpibilidad * ➤ Gestión automática de cargas 	

Figura 3.7. Mecanismos de gestión de la demanda

En el contexto energético actual, marcado por los objetivos europeos definidos para el horizonte 2020, se hace necesaria la participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico aportando un cierto grado de flexibilidad a la operación del sistema. Por ello se propone un paquete de acciones de gestión de la demanda a considerar en el horizonte de la planificación 2012-2020. Algunas de estas acciones se vienen desarrollando desde hace varios años, mientras que otras se prevé tengan un impacto en el horizonte temporal considerado en la planificación.

3.4.2. Acciones actuales de Gestión de la Demanda

Actualmente los mecanismos existentes de gestión de la demanda son, básicamente, los siguientes:

- Desplazamiento del consumo de la punta al valle mediante la discriminación horaria
- Reducción de puntas en situaciones críticas por medio del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad
- Implantación de limitadores de potencia en los hogares.

a) Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad se regula a través de Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de

interrumpibilidad. Entró en vigor el 1 de julio de 2008 sustituyendo al antiguo complemento tarifario por interrumpibilidad.

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema a los consumidores que sean proveedores de este servicio.

A finales de 2010 prestan el servicio un total de 150 suministros con un potencial interrumpible de alrededor de 1.600 MW en las horas de máxima demanda.

b) Discriminación horaria

La discriminación horaria constituye una herramienta de gestión de la demanda que permite trasladar al consumidor final señales horarias de precio que influyan en sus pautas de consumo, reduciéndolo o desplazándolo en el tiempo, de acuerdo con los costes y necesidades del sistema.

En el año 1995, a través de la *Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas*, se establecen las tarifas eléctricas con discriminación horaria. En el año 2007, la *Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007* realizó una revisión de los periodos horarios aplicables a la discriminación horaria, los cuales entraron en vigor el 1 de enero de 2008.

Con posterioridad a la actualización de 2007, se han producido diversas modificaciones que afectan de distinto modo a la discriminación horaria como la introducción de la tarifa 2.1, regulada en la *Orden ITC 1723/2009, de 26 de junio* o la puesta en marcha del suministro de último recurso a través del *Real Decreto 485/2009*.

La situación actual de la discriminación horaria contempla cuatro modalidades de discriminación horaria en función del nivel de potencia contratada y la tensión de conexión.

Como valor indicativo del impacto actual de la discriminación horaria, destacar que la discriminación horaria de dos periodos para suministros de menos de 15 kW de potencia contratada, supuso en 2009 una reducción de la punta, estimada en unos 1.300 MW y un incremento en el valle nocturno de aproximadamente 3.000 MW.

c) Limitadores de potencia

La limitación práctica de la potencia demandada por los consumos finales a unos valores preestablecidos en los contratos de suministro, bien vía limitador (caso general de los consumos residenciales) o bien vía penalización económica al superarse las potencias contratadas, es una potente herramienta que contribuye a laminar las puntas de demanda.

El *Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico* establece dicha obligatoriedad indicando que la empresa distribuidora deberá controlar que la potencia realmente demandada por el consumidor no exceda de la contratada.

Los datos proporcionados por la CNE estiman que unos 8 millones de suministros con potencias contratadas inferiores a 15 kW no disponen de ICP, por lo que aún existe un importante potencial de limitación de la potencia punta.

3.4.3. Nuevas acciones propuestas para la gestión de la demanda

La Figura 3.8 recoge un conjunto de acciones, que se encuadran dentro de los distintos mecanismos de gestión de la demanda existentes, cuyo impulso se propone impulsar:

	Reducción del consumo	Desplazamiento de la punta al valle	Llenado de Valles	Reducción de puntas
<i>Potenciación de la modulación del consumo industrial</i>		✓		
<i>Discriminación horaria supervalles</i>			✓	
<i>Desarrollo de la figura del gestor de cargas</i>			✓	
<i>Desarrollo de opciones GdD contadores inteligentes</i>	✓	✓		✓
<i>Creación y desarrollo de la figura del agregador</i>		✓		✓
<i>Gestión del almacenamiento de energía</i>			✓	

Figura 3.8. Acciones de gestión de la demanda propuestas

a) Potenciación de la modulación del consumo industrial.

La señal económica de la discriminación horaria, que era estable en el tiempo, indujo en los consumidores industriales una modulación en los consumos que fue alcanzada mediante el sobredimensionamiento de la capacidad industrial para las horas valle, la realización de inversiones en almacenamiento de energía y la negociación en los convenios colectivos, entre otros. Todos estos procesos requirieron una importante tarea de planificación en el medio y largo plazo.

Con más de dos años en el mercado liberalizado, los consumos industriales no han abordado completamente la reorganización de su producción a la nueva situación de precios del mercado. Esta nueva situación conlleva una pérdida de incentivo a la modulación por parte del sector industrial, al verse reducida la diferencia del coste de la energía entre horas punta y valle. El actual servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad compensa parcialmente esta pérdida de incentivo al retribuir en parte el mantenimiento de un perfil modular favorable a la operación del sistema, si bien sólo una parte de los consumidores industriales pueden constituirse en proveedores de dicho servicio.

Por todo lo anterior, se considera conveniente impulsar un **nuevo servicio de gestión de la demanda de modulación** definido como *el mantenimiento de un perfil de consumo con un nivel de demanda superior en los periodos valle respecto a los periodos de punta del sistema, conforme a un calendario definido previamente por el operador del sistema.*

Los análisis realizados muestran un potencial de modulación de más de 1.300 MW que podría ser ofrecido por aproximadamente 350 consumidores, es decir, unos 350 suministros presentan actualmente condiciones adecuadas para prestar el futuro servicio de modulación con una potencia media horaria anual superior a 1 MW y un perfil de consumo con un nivel de demanda superior en los periodos valle respecto a los periodos punta del sistema.

b) Discriminación horaria supervalle orientada al vehículo eléctrico.

El vehículo eléctrico representa una nueva demanda para el sistema eléctrico, que conforme a las previsiones de implantación actuales, tendrá un peso específico elevado en el consumo de energía en las próximas décadas.

Para ello esta nueva carga y la infraestructura a ella asociada deberán dotarse de los medios necesarios para permitir que la recarga de energía se realice durante aquellos periodos de tiempo en que resulte más beneficiosa para el sistema eléctrico; todo ello de forma compatible con las necesidades de movilidad de los usuarios.

De forma general, la recarga lenta durante los periodos valle del sistema (horas nocturnas) logrará aplanar la curva de demanda del sistema eléctrico español, incrementando la eficiencia en el uso de las infraestructuras y maximizando la integración de las energías renovables no gestionables, como es el caso de la eólica.

Teniendo en cuenta la senda de penetración de vehículos eléctricos prevista en el *Plan integral para el impulso del vehículo eléctrico en España*, que contempla 252.000 vehículos eléctricos en 2014. y el valor de referencia de 2.500.000 vehículos eléctricos e híbridos enchufables previstos en el *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020*, se considera que para la integración eficiente de dicha cantidad de vehículos eléctricos, se requeriría la existencia de una *discriminación horaria supervalle* así como del desarrollo de la figura del *Gestor de Cargas*.

Para incentivar la recarga de los vehículos eléctricos durante los valles de demanda, con el fin de favorecer la integración de generación eólica y minimizar la necesidad de nuevas inversiones de red y generación, se contempla una discriminación horaria supervalle, orientada al consumidor residencial y asociada a los peajes de acceso, que supone un incentivo económico claro a la recarga de los vehículos en las horas más beneficiosas para el sistema eléctrico.

c) Desarrollo de la figura del gestor de cargas

El desarrollo de la figura del **gestor de cargas**, según se regula en el *Real Decreto-Ley 6/2010, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo*, introduce un mecanismo que posibilita la implantación de nuevas medidas de gestión de la demanda asociadas a la carga del vehículo eléctrico. Estas medidas se materializan en forma de contratos de flexibilidad entre el gestor de cargas y los usuarios finales, flexibilidad que el gestor de cargas agrega y pone a disposición de la operación del sistema eléctrico en forma de:

- Recurso de reducción de potencia demandada durante periodos críticos del sistema eléctrico.
- Recurso de incremento de potencia demandada durante periodos de baja demanda y elevada producción eólica.

Se estima que un parque de 2,5 millones de vehículos alimentados desde la red supondría un incremento del consumo eléctrico de cerca del 2,4% sobre la demanda eléctrica anual prevista para el año 2020. Bajo la hipótesis de integración eficiente, basada en carga preferentemente lenta durante los periodos valle del sistema por parte de una mayoría de los usuarios (85%), se estima un incremento de la punta de tan sólo

330 MW, mientras que el incremento de la demanda en el valle se elevaría en más de 2.800 MW⁵.

d) Desarrollo de las opciones de gestión de la demanda de los contadores inteligentes.

En el año 2007, con la publicación del Real Decreto 1110/2007, que aprobó el Reglamento Unificado de Puntos de Medida, y de la Orden ITC/3022/2007 por la que se regula el control metrológico del estado, la legislación aplicable a los contadores domésticos establece unas funcionalidades ampliadas con respecto a los requisitos que venían siendo de aplicación. Por una parte la obligación de acumulación de medidas con al menos 6 períodos tarifarios y la posibilidad de registro horario, por otra parte la inclusión del contador en un sistema integrado de telemedida y telegestión. Asimismo, los nuevos contadores deben ofrecer la posibilidad de gestionar cargas selectivamente, lo cual debe suponer una medida de gestión de la demanda en los momentos críticos para la operación del sistema eléctrico.

En este sentido, el Plan de Sustitución de Contadores contempla la sustitución de casi 26 millones de contadores en un periodo de 10 años que finalizaría en el año 2018 y representa uno de los principales vectores de modernización de la gestión del sistema eléctrico en la próxima década, incluyéndose íntegramente en el horizonte de la planificación que nos ocupa. Con las funcionalidades extendidas, el contador eléctrico deja de ser un equipo de facturación eléctrica para convertirse en un nodo de comunicaciones entre el sistema eléctrico (a través de las redes de distribución) y los hogares. Además de la realización a distancia de las gestiones comerciales de medida y facturación, permite la monitorización de los consumos casi en tiempo real, la agregación de medidas en centros de transformación y la incorporación de los mismos a los sistemas de gestión de las redes de distribución, así como el desarrollo de medidas de gestión al servicio de la operación del sistema.

Los análisis realizados muestran un potencial de reducción de punta de 1.000 MW por cada millón de consumidores con contadores inteligentes acogidos a discriminación horaria e integrados en los sistemas de telegestión y telemedida así como con conocimiento de sus patrones de consumo.

e) Creación y desarrollo de la figura del agregador

La evolución del papel activo de la demanda dentro del sistema eléctrico se debe apoyar en un nuevo actor que será clave en la red eléctrica del futuro: el **agregador** de demanda.

El agregador es una figura capaz de gestionar la demanda de un número elevado de consumidores de forma que se ofrezca un servicio al sistema eléctrico a la vez que se cubren las necesidades energéticas de los consumidores. Para ello el agregador debe diseñar productos adaptados a cada sector de su cartera de clientes que le permitan obtener la capacidad de gestión necesaria para ofrecer dicha flexibilidad al sistema eléctrico.

Con esta perspectiva se considera una situación en la que se ha desarrollado la figura del agregador hasta el punto de permitir ofrecer al sistema eléctrico un servicio de flexibilidad que permita reducir el consumo en los momentos de máxima demanda a petición del operador del sistema. Dicho servicio es prestado por consumidores de tamaño medio de

⁵ Se supone que un vehículo recorre de media 40 km diarios, lo que se traduce en 14.600 km. al año y un consumo energético de 0,2 kWh/km.

los sectores industrial y servicios que son capaces de forma individual de ofrecer una reducción de potencia de 1 MW conforme a las necesidades del sistema eléctrico.

Se estima que el servicio de flexibilidad considerado ofrece un potencial de reducción de la punta de demanda de aproximadamente 1.400 MW siendo prestado por unos 500 proveedores industriales y del sector servicios gestionados por un conjunto reducido de agregadores de demanda. Estos 1.400 MW gestionables mediante agregación de consumos serían ofrecidos por proveedores con una potencia media en el rango de entre 1 y 5 MW.

f) Gestión del almacenamiento de energía

La operación del sistema español peninsular en la década 2010-2020 se caracterizará por el creciente peso de las energías renovables, con el consiguiente impacto sobre la operación del sistema y el funcionamiento del resto del parque generador. En todos los escenarios analizados, se prevén situaciones de vertido, en las que no será posible integrar en el sistema eléctrico todo el recurso instantáneo disponible.

En este contexto la incorporación de distintas instalaciones de almacenamiento constituye un elemento clave para maximizar la integración, de las energías renovables y cumplir los objetivos energéticos nacionales.

3.5. CRITERIOS DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICO

3.5.1. Metodología de planificación de la red de transporte

La metodología de planificación comprende un conjunto de etapas orientadas a la identificación de problemas y propuesta de soluciones. El proceso, tal y como se recoge en el Procedimiento de Operación (P.O) 13.1 “criterios de desarrollo de la Red de Transporte”, aprobado por Resolución de 22 de marzo de 2005 de la entonces Secretaría General de la Energía, comprende diferentes etapas: análisis estático, análisis dinámico, análisis de la viabilidad de la implantación física de los proyectos y evaluación ambiental previa y aplicación de criterios de eficiencia económica.

3.5.2. La calidad de servicio en la planificación de la red de transporte

En primer lugar, cabe destacar que la calidad de servicio en lo que se refiere a continuidad de suministro en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español (SEPE)⁶ está dentro de los valores de referencia establecidos en la normativa vigente, reflejando de esta manera un nivel de fiabilidad global adecuado, y favorable en comparaciones internacionales. En consecuencia, no se requeriría de manera imperativa la propuesta de medidas paliativas que la reglamentación contempla.

Así mismo, los indicadores asociados a la calidad de producto resultan aceptables en relación a los niveles establecidos en la normativa.

No obstante, resulta de gran importancia analizar la experiencia de la calidad en los últimos años. El presente capítulo selecciona las conclusiones más relevantes de esta experiencia, especialmente en lo relativo a los indicadores locales, por derivarse recomendaciones que resultan un valioso argumento complementario para la elaboración de las propuestas de desarrollo de red, estando supeditadas a las consideraciones de origen económico y generales que se deriven del resto de factores que intervienen en la planificación (evolución de la demanda y de la generación). A partir de los resultados de los indicadores locales, se lleva a cabo una valoración sobre determinados factores generales, que se complementa con un análisis por zonas concretas con la identificación preliminar de las medidas de desarrollo que puedan mejorar la calidad en dichas zonas. La siguiente valoración se centra exclusivamente en aspectos asociados a los indicadores globales de continuidad de suministro.

a) Situación histórica de la continuidad de suministro

Evolución histórica de los indicadores:

Los indicadores globales de continuidad de suministro de la red de transporte son la Energía No Suministrada (ENS) y el Tiempo de Interrupción Medio (TIM). En concreto puede considerarse que el valor de referencia más relevante es el asociado al TIM, que la normativa establece en 15 minutos.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución desde el año 1985 de este indicador y del número de incidentes con interrupción (NIT).

⁶ El presente documento aborda la calidad en el Sistema Eléctrico Peninsular Español (SEPE) por ser en este ámbito donde se dispone de suficiente información histórica y existir una normativa más clara en lo relativo a indicadores en la red de transporte.

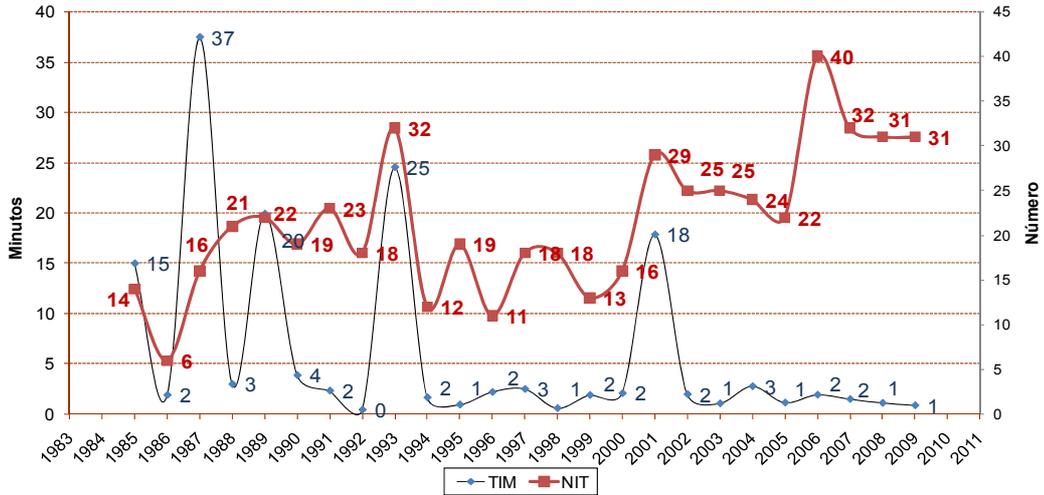


Figura 3.9. Evolución del TIM y NIT de la RdT 1985-2009

Desde el año 1985 se ha superado el valor de referencia del TIM en cuatro ocasiones. En los últimos diez años, sólo se ha superado en una ocasión, en el año 2001, que alcanzó un valor próximo a 18 minutos. Esto fue debido a que se produjeron un gran número de interrupciones de gran repercusión en relación a las producidas en el resto de los años (8 interrupciones de más de 200 MWh). En gran parte fueron interrupciones a consumidores conectados a la red de transporte.

La evolución desde 1998 del número de interrupciones habidas y su clasificación, según su duración y según la energía no suministrada, se presentan en las siguientes figuras.

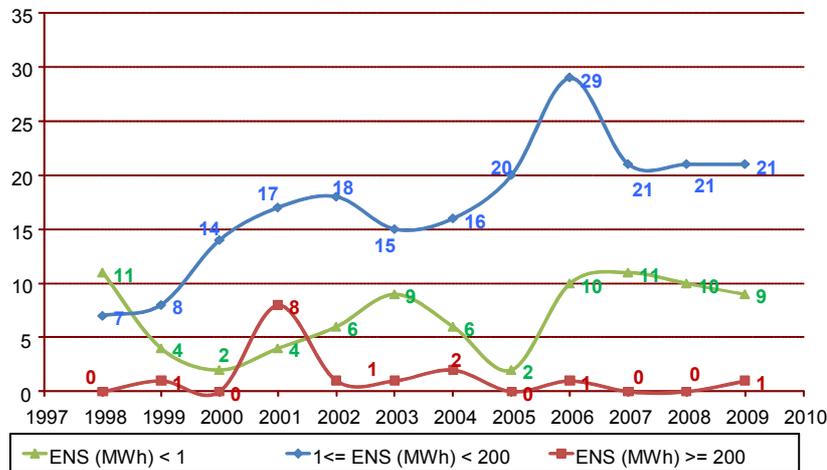


Figura 3.10. Evolución interrupciones según su ENS

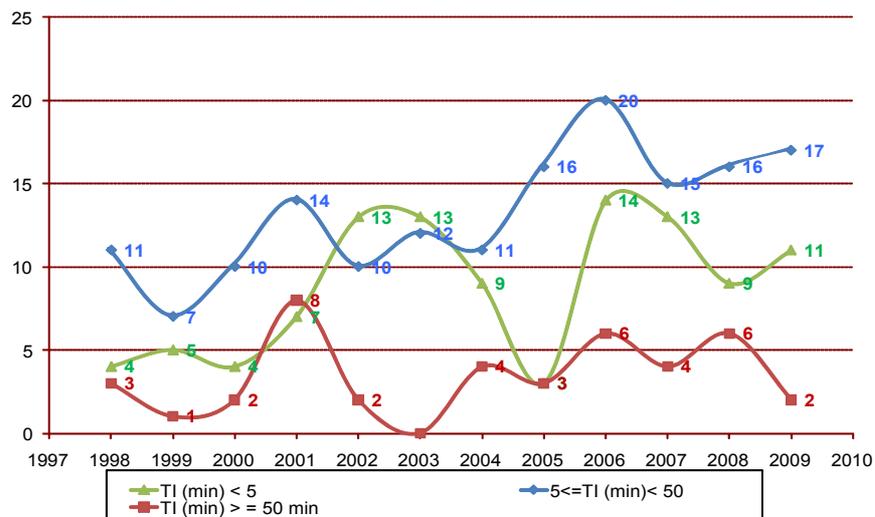


Figura 3.11. Evolución interrupciones según su duración

Como se puede observar, hay muy pocas interrupciones de más de 200 MWh.. El único año en el que hubo más de 8 fue el 2001, que llegaron a representar aproximadamente un 28 % del total.

En cuanto a la duración, también es pequeña la proporción de interrupciones que supera los 50 minutos, siendo asimismo en el año 2001 cuando se produjeron interrupciones de mayor duración. Como se ha comentado ya, en el año 2001 se produjeron interrupciones de mayor repercusión en los indicadores de calidad en gran parte por tratarse de interrupciones a consumidores conectados a la red de transporte.

Comparación internacional

A continuación se presenta la comparación de los datos del SEPE con los de empresas de transporte europeas. En la figura siguiente se presenta la evolución del TIM en el período 1995-2010 en la Red de Transporte del SEPE y una media de las empresas europeas.

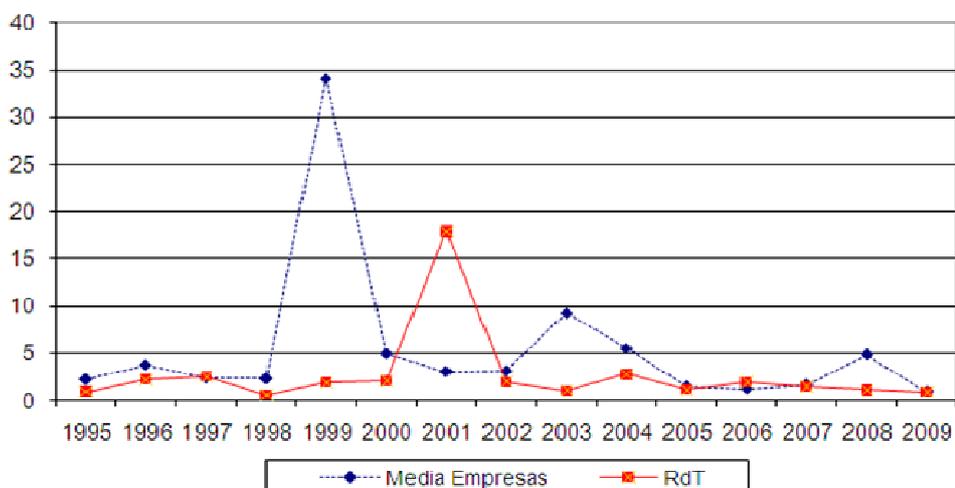


Figura 3.12. Comparativa internacional del TIM

Como se observa en el gráfico, el valor de este indicador en el SEPE es generalmente mejor que la media de empresas europeas, a excepción del año 2001 en el que, como se ha comentado anteriormente, hubo una calidad de suministro inferior a lo normal.

b) Análisis global asociado a factores generales

Como factores generales más relevantes con influencia en la continuidad de suministro (interrupciones registradas en los últimos tres años, 2007÷2009) se ha valorado el origen de las perturbaciones, la topología de la red de transporte y la influencia de la red subyacente a la red de transporte. No obstante, en el estudio que se presenta se analizan la totalidad de las interrupciones, sin diferenciarlas por causas, ya que la red de transporte debe contar con la redundancia necesaria para garantizar el suministro con los niveles de fiabilidad adecuados. Por tanto, el análisis realizado se ha centrado en valorar los aspectos de mallado de la red como los de mayor influencia en la continuidad de suministro, y particularmente la topología de la red de transporte y la influencia de la red de distribución.

Por otra parte, la supervisión y adecuación de los sistemas de protección y el mantenimiento en buen estado de las instalaciones, aunque ejercen un papel primordial en la continuidad de suministro, no son objeto específico de la propuesta de desarrollo de la red de transporte y no se abordan en este análisis. En todo caso, procede indicar que el ambicioso plan de adecuación de protecciones en la red de 220 kV llevado a cabo desde 2006 ha ejercido una influencia positiva en paliar -al menos parcialmente- las consecuencias de los incidentes afectados por algunos factores que mencionaremos, sin perjuicio de la conveniencia de corregir el factor estructural subyacente.

La **topología de la red de transporte** se ha analizado teniendo en cuenta la influencia sobre la calidad de servicio del mallado de los nudos en los que se producen las interrupciones, y la existencia de líneas en T y subestaciones con configuración de simple barra.

El **mallado de las subestaciones** es el factor significativo, ya que la mayor parte de las interrupciones (aproximadamente un 72% en el 2009) se dan en nudos “insuficientemente mallados”⁷. A este respecto, los nudos insuficientemente mallados incluyen los que aquí se denominan “nudos no mallados” –apoyados con 2 ramas de transporte- y los “nudos en antena” –apoyados desde la red de transporte mediante una sola rama-. En concreto, como se indica en las siguientes figuras, en relación con el total de potencia instalada en la frontera entre la red de transporte e instalaciones de consumo (112.045 MVA), la potencia instalada en los nudos insuficientemente mallados en el año 2009 era el 46 % del total, proporción significativamente inferior al porcentaje de Energía No Suministrada (ENS) asociado a los mismos.



Figura 3.13. MVA instalada vs. ENS por topología (2009)

⁷ Se consideran nudos insuficientemente mallados a aquellos nudos de 400 kV que se conectan a otros nudos de la red de transporte mediante no más de 2 líneas de 400 kV y con menos de 2 transformadores 400/220 kV. En el caso de 220 kV se consideran insuficientemente mallados a aquellos que conectados a otros nudos de la red de transporte mediante no más de 2 líneas de 220 kV y ningún transformador 400/220 kV.

Este factor podría suponer un riesgo creciente en el futuro, ya que de la potencia que está previsto instalar, de acuerdo con las solicitudes de acceso a la red de transporte para apoyo a distribución y a consumidores (44.126 MVA), sólo un 27 % se conectará en nudos mallados. A este respecto, la aceptación de esta circunstancia -que convierte la opción preferente en la normativa (P.O.13.1) en claramente minoritaria- debe estar sujeta a que se asegure un suficiente apoyo desde la red de distribución (además de la adecuada justificación económica) o una adecuada y suficiente coordinación entre el mantenimiento de la red de transporte y el programa de demanda de los consumidores directamente conectados a la red de transporte.

En lo que respecta a otros aspectos relevantes, conviene reflejar la disminución de la ENS del SEPE coincidente también con un descenso en los porcentajes de subestaciones con configuración de simple barra y de las conexiones de líneas en T. En este sentido en la figura siguiente se muestran ambas evoluciones de descenso de ENS global del SEPE y del porcentaje de subestaciones en simple barra y conexiones en T en el sistema. Así mismo se refleja el porcentaje de reducción de energía no suministrada entre 2007 y 2009 debida a la reducción en el porcentaje de subestaciones en simple barra ($\Delta\%SB$) y en el de conexiones en T ($\Delta\%T$). Dichos valores se obtienen como la diferencia entre los porcentajes que resultan de considerar la energía no suministrada obtenida en los años 2007 y 2009 en subestaciones de simple barra y en conexiones en T respecto al total de la energía no suministrada obtenida en dichos años.

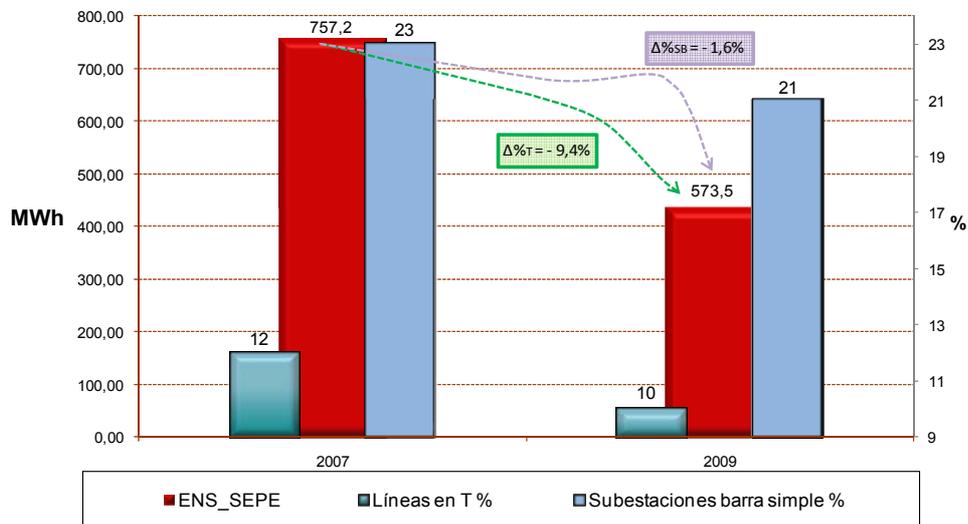


Figura 3.14. Evolución 2007-09 de la ENS del SEPE y del % de subestaciones en barra simple y conexiones en T.

En cuanto a la influencia de la red subyacente, se han analizado por separado dos situaciones: la de los consumidores conectados a la red de distribución -es decir, la interfaz transporte/distribución- y la de los consumidores conectados directamente a la red de transporte. Se observa la gran repercusión que tienen las interrupciones a estos últimos, dado que en los últimos tres años representan un total del 16% del número de interrupciones, mientras que en ENS suponen un 41 %. Esto es consecuencia de un

menor grado de suministro alternativo, como tendrían los consumidores que se conectan a la red de distribución.

No obstante, aunque este tipo de interrupciones resulten muy significativas en el cálculo de los indicadores de calidad de la red de transporte, la mejora en la calidad a estos consumidores no es generalmente un argumento suficiente para justificar el desarrollo topológico de la red que les afecta, ya que cada consumidor debe asumir la calidad en las condiciones topológicas particulares del nudo al que se conecta.

En el caso de los consumidores conectados a la red de distribución, se ha analizado la influencia de la relación de transformación en el punto de conexión a la red de transporte con la continuidad de suministro. En este sentido es destacable que aunque sólo el 17% de la potencia de transformación transporte-distribución corresponde a niveles de tensión de distribución menores de 45 kV, el 59 % de las interrupciones por punto frontera del período 2007-2009 tuvieron lugar en estos niveles de tensión.

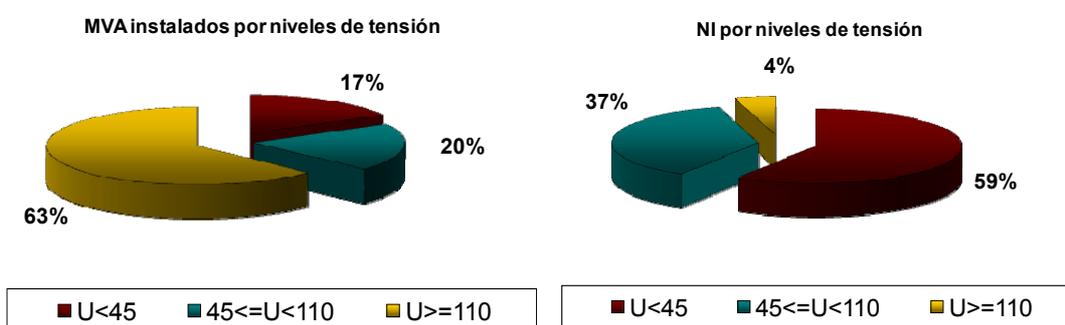


Figura 3.15. MVA instalados vs. NI según nivel tensión subyacente en distribución

c) Análisis zonal

Sobre la base del análisis precedente, se ha llevado a cabo un análisis zonal individualizado de los puntos en los que se han producido interrupciones de suministro en los últimos cuatro años (2006÷2009), indicando la influencia de los factores generales descritos anteriormente y analizando posibles soluciones que se exponen en el presente documento.

En la siguiente Tabla se recogen las zonas estudiadas, así como los factores generales identificados como influyentes en cada una de ellas. Como alternativas de solución de problemas detectados, se indican posibles actuaciones para reforzar el apoyo desde la propia red de transporte, así como desde la red de distribución. En este último caso, se incluyen las zonas en las que el suministro se debe asegurar mediante el apoyo de la red de distribución, por cuanto corresponden a nudos insuficientemente mallados con valores de demanda prevista entre nudos mallados menor de 250 MW (umbral por debajo del cual no se contemplaría el desarrollo de la red de transporte como objetivo particular por fiabilidad, de acuerdo con la propuesta de modificación del P.O. 13.1).

ZONA			FACTORES ⁸			SOLUCIONES					
Nudos	Kv	Provincia	M	T	S	M	T	S	ACT. RdT	APOYO RdD	ACTUACIONES RdT MÁS SIGNIFICATIVAS PREVISTAS
Eriste y La Fortunada	220	Huesca	x	x	x					x	Se trata de una situación endémica cuya alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución.
Casares	220	Málaga		x			x		x		Eliminación T Los Ramos, Algeciras y Puerto Real 220 kV.
Villablino	220	León	x		x					x	Se trata de una situación endémica cuya alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución.
Cacicedo	220	Cantabria	x		x	x			x	x	Mallado de Cacicedo 220 kV con los nudos de 220 kV de Astillero y Puente San Miguel. Además nuevo eje en el nivel de 400 kV Soto-Penagos.
Sant Celoni	220	Barcelona	x		x				x		Apoyo complementario a la distribución de la zona desde Bescanó 400 kV y Ruidarenes 400 kV.
Norte y Prosperidad	220	Madrid	x			x			x		Nuevo cable de 220 kV Prosperidad-Coto.
J.M. Oriol	220	Cáceres	x			x			x		Nuevo eje de 220 kV J.M. Oriol-Alburquerque- Cáceres y 2ª unidad de transformación 400/220 kV en J.M. Oriol.
Escombreras	400	Murcia	x			x			x		Nueva S.E. Torremendo 400/220 kV.
Logroño	220	La Rioja	x						x		Nuevas líneas Magaña-Santa Engracia 1 y 2, Santa Engracia- Sequero 1 y 2, Alcocero de Mola-Haro.
Dumbría	220	La Coruña	x			x			x		Mallado de Dumbría 220 kV mediante una E/S en la línea de 220 kV Vimianzo-Mazaricos.
Astillero	220	Cantabria	x						x		Líneas de 220 kV Astillero - Cacicedo y Cacicedo - Puente de San Miguel.
Oncala	220	Soria	x			x			x		Línea doble circuito de 220 kV Magaña-Sta. Engracia.
Moncayo	220	Soria	x			x			x	x	Línea Magaña-Moncayo 220 kV y mallado Moncayo con entrada y salida en la línea Trévago-Magallón 220 kV. Previstas medidas en red de distribución.
Palencia	220	Palencia		x			x		x		Eliminación T1 y T2 en TPalencia convirtiéndolas a E/S Vallejera-Villalcampo 220 kV y E/S Villabilla-Villalcampo 220 kV.
Renedo	220	Valladolid		x			x		x		Eliminación TRenedo convirtiéndola a E/S Mudarra – Palencia 220 kV.
Órgiva	220	Granada	x		x	x		x	x		Nueva S.E. Albuñuelas 220 kV de doble barra con acoplamiento.
Casillas	220	Córdoba			x					x	Nueva S.E. Nueva Casillas 220 kV.

Tabla 3.33. Factores topológicos que influyen en cada zona y soluciones planificadas

⁸ Los factores topológicos se clasifican como M, T y S, correspondiendo respectivamente a insuficiencia de mallado, conexión en T o configuración de subestación en simple barra.

d) Consideraciones finales

Como conclusión desde la perspectiva de la calidad de servicio, puede indicarse que las propuestas de actuación de la red de transporte deben continuar subsanando las insuficiencias de mallado; asimismo, se pone de manifiesto la necesidad de asegurar el apoyo desde la red de distribución en las circunstancias de insuficiencia del mismo. Todo ello acompañado de una progresiva eliminación de condiciones topológicas históricas como son las líneas en T y las subestaciones de simple barra. Como traducción concreta de los propósitos de carácter general previamente mencionados, la presente propuesta Horizonte 2020 actualiza las actuaciones de la red de transporte que contribuyen a reforzar las zonas en las que se han detectado incidentes con interrupción de suministro, como argumento relevante para su justificación.

3.5.3. Escenarios de estudio e hipótesis de análisis

Con carácter general todo lo indicado en este apartado hace referencia al sistema eléctrico peninsular, excepto cuando se especifique que afecta a los SEIE.

a) Escenarios de estudio

Los análisis del sistema se realizan para distintos escenarios de estudio. Un escenario representa una posible evolución de las variables principales que nos permiten definir una situación dada (senda de crecimiento de demanda, evolución del mix de generación, precios de combustible, etc). En cada escenario se estudian varios casos de planificación que lo representan. Los casos representan distintas situaciones obtenidas teniendo en cuenta: un instante concreto (verano/invierno, punta/llano/valle, año), condiciones climáticas (viento, sol, agua, temperatura, etc), despacho de generación y flujo entre países, etc.

Para garantizar el correcto comportamiento del sistema eléctrico, se simula el comportamiento del sistema en un año futuro N, considerando el estado de la red de transporte a 31 de diciembre del año N-1 y modelando la demanda nodal a partir de las previsiones globales de demanda. Estas previsiones de demanda tienen en cuenta la información aportada por los gestores de la red de distribución en cuanto a distribución nodal de la demanda. Asimismo, se contempla la existencia de las demandas de carácter singular (como por ejemplo grandes industrias o las líneas de ferrocarril de alta velocidad, entre otras).

b) Modelado de la demanda

La Tabla 3.34 presenta la demanda prevista del sistema peninsular modelada a nivel de nudo. Partiendo del escenario de Diseño de previsión de punta de demanda en b.c. a nivel de CCAA, se aplica un incremento del 5% para tener en cuenta tanto el paso de punta media horaria a instantánea como los efectos que puede producir una ola de frío/calor intenso en invierno/verano respectivamente. La demanda modelada a nivel de nudo (400 kV, 220 kV y 132/110 kV) se obtiene a partir de este valor, descontando las pérdidas hasta el nudo y la demanda de los generadores en régimen especial no modelados. Estas consideraciones se ponen de manifiesto al comparar las tablas de demanda en nudos (Tabla 3.34) y de demanda en barras de central (Tabla 3.6).

Demanda nudos Neta [MW]	Invierno				Verano			
	2012	2014	2016	2020	2012	2014	2016	2020
Andalucía	7.568	7.800	8.044	8.667	7.220	7.666	8.131	8.788
Aragón	1.616	1.809	1.911	2.060	1.636	1.788	1.951	2.109
Asturias	1.665	1.760	1.862	2.006	1.442	1.464	1.481	1.601
Comunidad Valenciana	5.645	5.727	5.807	6.257	5.267	5.283	5.276	5.702
Cantabria	623	686	755	813	590	646	705	762
Castilla La Mancha	1.936	2.269	2.636	2.840	1.501	1.572	1.645	1.778
Castilla y León	2.655	2.745	2.840	3.061	2.280	2.214	2.130	2.302
Cataluña	8.466	9.071	9.729	10.483	8.454	9.167	9.925	10.727
Extremadura	1.080	1.142	1.207	1.301	725	762	799	864
Galicia	2.835	3.019	3.219	3.469	2.718	2.928	3.149	3.404
La Rioja	355	342	327	352	264	271	278	301
Madrid	6.000	6.356	6.742	7.264	5.726	6.110	6.513	7.039
Murcia	1.226	1.352	1.489	1.605	962	1.109	1.269	1.372
Navarra	666	737	815	878	674	751	834	902
País Vasco	2.665	2.787	2.917	3.144	2.439	2.669	2.914	3.150
TOTAL	45.000	47.600	50.300	54.200	41.900	44.400	47.000	50.800

Tabla 3.34. Perfil de demanda nodal peninsular modelada por CCAA

c) Modelado de la generación

A pesar de que la planificación de la generación no es vinculante y que la información aportada por los diferentes agentes y administraciones competentes es orientativa, se ha asumido que se cubre la demanda del sistema en cada momento y que la ubicación y disponibilidad de la generación van a estar de acuerdo con las previsiones realizadas por dichos agentes y administraciones. No obstante, hay que destacar las dificultades que a la hora de planificar la red de transporte introduce la incertidumbre en la ubicación de la futura generación.

Una vez asignados los grupos de generación a los diferentes nudos, la elaboración de los perfiles de producción se realiza siguiendo un orden de mérito, para las diferentes tecnologías de generación, basado en una previsión de la evolución del coste de los combustibles y atendiendo también al tratamiento regulatorio específico de la generación en régimen especial.

Con independencia de este análisis previo, el estudio de contingencias asigna una determinada probabilidad de fallo a cada grupo significativo de generación.

Los generadores se modelan en tensiones de generación incluyendo de forma explícita el transformador generación/red de distribución o transporte. Los grupos térmicos e hidráulicos se modelan de forma individual, mientras que la generación eólica se agrupa en parques o conjuntos de parques que vierten a un mismo nudo de la red.

Las potencias instaladas de cada tecnología consideradas en cada horizonte se detallan en los apartados 3.2.3 y 3.3.2.

Las hipótesis asumidas sobre cada tipo de generación se explican a continuación.

- *Generación hidráulica:* Se contemplan dos hipótesis de año hidráulico: húmedo y seco.
- *Generación térmica.* Se han considerado dos hipótesis de precios del gas natural como combustible de los grupos de ciclo combinado: una en la que el precio del gas es alto y la generación con carbón es más barata, y otra en la que el precio del gas es más bajo, de tal manera que desplazaría a la generación de carbón tradicional.
- *Generación eólica y solar.* Se han supuesto dos hipótesis de producción, una alta y otra baja. Estos valores se han obtenido de un análisis estadístico de los últimos años de funcionamiento de la generación eólica y solar en el sistema eléctrico peninsular español.
- *Intercambios internacionales.* Los valores de intercambio supuestos para la importación y exportación con cada país vecino (Tabla 3.35) son una estimación realizada en base a consideraciones técnicas y del mercado europeo, y permiten obtener el siguiente balance de producción modelado.

	2012		2014		2016		2020	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Francia (Import.)	1300	1100	2200	2100	2200	2100	2200	2100
Francia (Export.)	900	800	1700	1700	1700	1700	1700	1700
Portugal (Export.)	1000	900	1300	1200	1600	1500	1600	1500
Portugal (Import.)	1000	900	1300	1200	1600	1500	1600	1500
Marruecos (Export.)	600	600	600	600	600	600	500	500
Andorra (Export)	159	104	159	104	159	104	159	104

Tabla 3.35. Valores de intercambios considerados (MW)

3.5.4. Análisis estático de la red de transporte

Para la evaluación del comportamiento estático en el sistema peninsular se analiza el cumplimiento de un conjunto de condiciones técnicas según las cuales, para determinadas situaciones topológicas tipificadas, se exige que ciertas variables se encuentren dentro de los límites de aceptabilidad establecidos en el Procedimiento de Operación del Sistema 13.1.

Las contingencias analizadas son todas las incidencias individuales de líneas y transformadores de la red de transporte (niveles 220 y 400 kV) y grupos de generación, los fallos de dobles circuito con apoyos compartidos en más de 30 km y la pérdida de nudos de elevada concentración de transformación (>1.500 MVA), de elevada concentración de generación (>1.000 MW) y de nudos considerados como críticos desde el punto de vista de seguridad del sistema ante despeje de falta (el tiempo crítico es el máximo tiempo que el sistema soporta una falta trifásica permanente cumpliendo los criterios de seguridad).

La carga en las líneas se compara con la capacidad térmica en permanencia de invierno y verano, la carga en los transformadores con la nominal y los niveles de tensión de cada nudo se comparan con la tensión nominal asignada al mismo.

Para la determinación de los elementos necesarios de compensación de potencia reactiva en la red de transporte, se ha considerado que todos los agentes cumplen los requisitos obligatorios establecidos en el Procedimiento de Operación del Sistema 7.4. y que el factor de potencia de los consumos es el comunicado por el distribuidor. Para completar este análisis, también se analizan sensibilidades considerando que los generadores no aportan toda su capacidad de generar/consumir reactiva.

En el caso de los sistemas insulares y extrapeninsulares los criterios de planificación se establecen en el Procedimiento de Operación 13 de los SEIE (aprobado en mayo de 2006). Los análisis en estos sistemas son análogos a los peninsulares, adaptados a los niveles de tensión de la red de transporte en dichos sistemas (niveles de 220, 132 y 66 kV) y con la particularidad de que, dada su especial climatología, la carga de las líneas de los sistemas eléctricos canarios se compara con un único valor anual de capacidad térmica. Por otro lado, debido a la mayor vulnerabilidad de estos sistemas (aislamiento, ocurrencia de tormentas tropicales, concentración de instalaciones, etc.) se contemplan adicionalmente fallos múltiples que se consideran críticos (principalmente, aquellos fallos de dobles circuitos de 220kV con impacto significativo en el sistema considerado).

3.5.5. Análisis dinámico de la red de transporte

La evaluación del comportamiento dinámico corresponde básicamente al concepto de estabilidad del sistema eléctrico y analiza la capacidad de éste para soportar perturbaciones sin que sus parámetros básicos (frecuencia, tensión y corrientes) excedan sus límites transitorios aceptables y evolucionen a valores dentro de los límites de régimen permanente en un tiempo admisible.

Uno de los objetivos de este análisis es la validación de los resultados del análisis estático incorporando el punto de vista de la estabilidad dinámica. Como principio general de admisibilidad en estos casos, se considera que las simulaciones realizadas deben garantizar que tras un incidente se alcanza el régimen permanente indicado por los estudios estáticos. Por consiguiente, durante el régimen perturbado se tendrá en cuenta que:

- No debe perderse más generación y/o mercado de lo postulado en cada contingencia por propia selectividad. Por consiguiente se comprobará que no se produzcan pérdidas de sincronismo en generadores y que durante el hueco de tensión no se den condiciones de disparo de relés de mínima tensión que afecten a la generación y/o mercado.
- No debe perderse ningún elemento de transporte adicional al postulado en la contingencia. Por tanto se comprobará que en las oscilaciones de potencia no se alcancen condiciones de disparo por protecciones durante el funcionamiento en régimen perturbado.

Otro de los objetivos es la evaluación de la “máxima capacidad de producción” en nudos de la red de transporte (por razones de estabilidad dinámica). Para ello se sigue un método que consiste en restringir a 250 ms (mínimo tiempo de despeje de falta para las protecciones de fallo de interruptor) la metodología de cálculo de los tiempos críticos establecidos en los “*Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español*”. Noviembre 1995. No obstante, se otorga un nuevo grado de libertad al poder variarse las condiciones de generación del escenario de estudio:

- Si la simulación del defecto despejado en 250 ms no cumple con los criterios de admisibilidad dinámica, independientemente de la generación desconectada, debe determinarse la “máxima capacidad de producción” admisible en el nudo o zona de estudio (conjunto de nudos eléctricamente próximos). Para ello se sigue un proceso complementario al de determinación de tiempos críticos: se fija el tiempo de permanencia

de la falta en 250 ms y se reduce el contingente de producción en el nudo (o la zona) hasta que resulte admisible para el sistema.

- Forman parte de una zona de nudos eléctricamente próximos respecto de la falta postulada todos aquellos nudos en los que evacuen generadores que desconecten ante dicha falta postulada. En tal caso, independientemente de la limitación nodal por máxima capacidad de producción se establecerá otra limitación global a la zona correspondiente. En el caso de que sobre una misma zona existieran limitaciones respecto de más de una falta postulada, prevalece como límite global el menor de ellos.

3.5.6. Viabilidad de ejecución de los planes de desarrollo

La nueva planificación de la red de transporte, recogida en este documento, está sometida al procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica que establece la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

Las nuevas actuaciones que se plantean son precisas para garantizar la calidad y fiabilidad del suministro dentro del sistema eléctrico español, al tiempo que se consideran factibles de realizar desde el punto de vista medioambiental. Por tanto, la alternativa cero, que contempla la Ley 9/2006, de no realizar dichas infraestructuras, no se ha contemplado.

Dentro de las actuaciones propuestas hay algunas que no suponen afección apreciable sobre el medio ambiente y por tanto se puede considerar que su efecto potencial no es significativo (ajustar una subestación, un nuevo transformador, etc). Sin embargo hay otras actuaciones que sí pueden tener efectos sobre el medio (nueva línea, nueva subestación, etc).

Las principales afecciones que pueden producirse desde el punto de vista ambiental son sobre el medio físico (suelo, agua, etc), el medio biótico (vegetación y fauna), el medio socioeconómico, los espacios naturales protegidos y el paisaje.

Para minimizar estos efectos los nuevos desarrollos que se plantean tratan de aprovechar al máximo las infraestructuras ya existentes. Así, se establece un plan de repotenciación de líneas existentes para incrementar su capacidad térmica de transporte, el aprovechamiento de trazas de líneas actuales para nuevas líneas de tensión superior y la ampliación de subestaciones existentes. Este tipo de medidas acompañan a las nuevas trazas y subestaciones que resultan precisas.

En determinados casos, aun estando planificadas determinadas líneas o ampliaciones de subestaciones, puede suceder que por condicionantes físicos o medioambientales no sea posible su construcción. Estos condicionantes pueden ser tanto la no obtención de determinadas autorizaciones medioambientales como la inviabilidad de ampliación de una subestación derivada de un estudio técnico detallado de ingeniería. La probabilidad de la aparición de modificaciones en el futuro se ha minimizado haciendo un análisis exhaustivo de la viabilidad de cada actuación. En todo caso, no puede ser objeto de la planificación la viabilidad definitiva de las instalaciones, ya que el estudio de detalle se realiza posteriormente en el proyecto de ejecución. Por lo tanto, en algún caso pueden ser necesarias modificaciones puntuales sobre el detalle de las instalaciones planificadas.

3.5.7. Criterios de eficiencia económica

Se incorporan al plan de desarrollo las instalaciones que aporten beneficios económicos al sistema, evaluados por el ahorro de costes que significa su puesta en servicio.

La función objetivo a minimizar es la siguiente:

Costes de instalaciones + Costes de operación

Cada nueva instalación de la red objeto del análisis producirá un determinado efecto en los componentes de la función objetivo.

- Los costes de instalaciones incluyen la valoración de la inversión asociada a las instalaciones que conforman cada actuación de los programas de desarrollo de la red de transporte, así como los costes de operar y mantener las mismas. Para la cuantificación de los costes de instalaciones se considera una amortización de duración igual a la vida estimada de las mismas.
- Los costes de operación evalúan los costes variables de explotación derivados de la expansión de la red de transporte. Estos costes están asociados a las pérdidas de transporte y a las restricciones técnicas que se producen en el sistema. La evaluación de los costes de operación se realiza utilizando un modelo de explotación anual en el que, considerando un perfil de precios, se simulan un elevado número de estados del sistema empleando una perspectiva probabilística de acuerdo con las hipótesis consideradas en los escenarios.

Las instalaciones que forman el plan de desarrollo son aquellas que permiten minimizar la función objetivo, es decir, los costes del sistema para alcanzar el nivel de fiabilidad mínimo, establecido para la red de transporte en el Real Decreto 1955/2000, expresado en un tiempo de interrupción equivalente a la punta del sistema de 15 minutos por año.

El valor otorgado a la energía no suministrada es el que garantiza, mediante el desarrollo de la red de transporte, el nivel de fiabilidad requerido.

En el punto 3.7.3.b se presenta el análisis realizado para el enlace Gran Canaria – Fuerteventura 132 kV.

3.5.8. Criterios de desarrollo topológico de la red de transporte

El objeto primordial de la planificación de la red de transporte es atender a la demanda, en las condiciones establecidas de continuidad y calidad del suministro.

La incorporación de toda nueva instalación debe realizarse de forma que las operaciones de conexión y desconexión al sistema no provoquen una degradación de la topología de la red de transporte ni de su operación. Para ello se establecen ciertos criterios de desarrollo de la red como son:

- Limitación del número de nudos no mallados entre dos nudos mallados.
- Limitación en la concentración de generación en un nudo.
- Coordinación entre los planes de desarrollo de la red de transporte y de las redes de distribución.
- Las configuraciones preferentes para el diseño de los nuevos elementos de la red de transporte están establecidas en los Procedimientos de Operación del Sistema 13.1 y 13.3.
- Limitación de cables aislados salvo que por condicionantes insalvables sea necesaria su instalación.
- Las subestaciones se construirán preferentemente con tecnología de aislamiento en aire salvo que, por condicionantes de espacio, medioambientales o de otro tipo, como los recogidos a continuación, sea necesario utilizar tecnología con aislamiento blindado o mixto.
- Las subestaciones existentes de simple barra o doble barra que se amplíen, y en su estado final alcancen cuatro o más posiciones sin contar el posible acoplamiento,

deberán evolucionar a una configuración de las recogidas en el Procedimiento de Operación del Sistema 13.3.

Condiciones que pueden afectar a la elección de la tecnología de aislamiento⁹

- Corriente de cortocircuito

Según se indica en el P.O. 13.3, los valores de corriente de cortocircuito de diseño en la red de transporte serán, como mínimo, 50 kA en 400 kV y 40 kA en 220 kV. Estos valores son los que soporta la avaramente convencional existente en el mercado.

La mayoría de los proveedores de equipos no tienen dificultades para suministrar todo tipo de equipos que soporten 50 y 63 kA en tecnología blindada. También pueden suministrar interruptores convencionales con esta misma capacidad. Sin embargo, para poder suministrar seccionadores y transformadores de intensidad de 220 kV, en tecnología convencional, capaces de soportar 50 kA necesitarían rediseñar sus equipos. En algunas zonas de la península, particularmente en Barcelona y Madrid, hay numerosas subestaciones de 220 kV cuya corriente de cortocircuito podría alcanzar en determinadas situaciones valores superiores a 40 kA, lo que puede forzar la necesidad de instalar aparataje blindada. Por ello, en aquellos casos en los que las subestaciones nuevas de 220 kV deben construirse para soportar una intensidad de 50 kA deberá utilizarse tecnología blindada.

- Disponibilidad de espacio

Las situaciones de poca superficie o limitaciones debido a su forma (terrenos estrechos o aprovechamiento de espacios no previstos en su diseño inicial) obligan a minimizar el espacio requerido por cada elemento de la subestación y a que la solución sea lo más modular y flexible posible.

La tecnología convencional requiere una determinada forma y ocupación de terreno, dada por las distancias de aislamiento en aire y su configuración, además de un edificio para albergar los sistemas auxiliares, control y protecciones.

Por su parte, la tecnología blindada requiere espacios mucho menores para la aparataje y permite su instalación en el interior del edificio (que es necesario en cualquier caso). Esta tecnología permite solucionar de forma más flexible los posibles problemas de acceso de las entradas/salidas, especialmente en el caso de utilizar cable aislado, aunque con las posibles limitaciones de capacidad de transporte de un cable aislado frente a una línea con aislamiento en aire.

Así por ejemplo, la ampliación de subestaciones convencionales sin disponibilidad de espacio adicional suficiente puede exigir la construcción de posiciones blindadas o la construcción de subestaciones nuevas.

En las entradas/salidas de línea, el acceso por tubo o cable añade mayor flexibilidad que las entradas aéreas en las convencionales.

- Proximidad a núcleos urbanos o emplazamientos sensibles

⁹ Se denomina convencional a la tecnología de aislamiento en aire y blindada a la de aislamiento con tecnología blindada en SF₆, incluyendo las que tienen aparataje en módulos blindados con barras en aire.

Se debe considerar la proximidad a núcleos urbanos tanto actual como futura. Las subestaciones blindadas pueden solucionar el problema de integración en el entorno por su menor superficie y altura, posibilidad de instalación en el interior del edificio, y posibilidad de la integración de éste en el entorno con una estética exterior adecuada.

- Contaminación ambiental

Entre los elementos externos que afectan a la subestación, se consideran: salinidad, humedad, polvo, vientos, contaminación química, etc.

Se considera que un nivel de contaminación de grado IV (muy fuerte) en la clasificación cualitativa definida según EN 60071-2 puede dirigir a una solución en blindado. Grados menores pueden aconsejar estudiar el comportamiento de instalaciones ya en servicio en la zona, de acuerdo a lo indicado en IEC 60815.

Soterramiento de líneas

Debido a la incidencia en inversión, operación, mantenimiento, detección de fallos y reparación principalmente, los soterramientos de líneas serán objeto de estudios específicos, evitándose como criterio general los soterramientos parciales que den lugar a tramos discontinuos aéreo-subterráneo en la misma línea.

En principio, todas las líneas de la red de transporte se plantean como aéreas, salvo que por condicionantes insalvables sea necesaria la instalación de cables aislados. De acuerdo con el PO 13.1, estas actuaciones deberán minimizarse por su "incidencia en inversión, operación, mantenimiento, detección de fallos y reparación".

Los soterramientos en 400 kV son actualmente tan singulares que no se han considerado.

Cualquier soterramiento parcial debería mantener la capacidad de transporte máxima necesaria que actualmente tiene la línea. Además, es necesario no perder prestaciones futuras en cuanto a una posible repotenciación, para no hipotecar el desarrollo de la red de transporte.

Dado el estado actual de la tecnología de cables aislados en 220 kV en general es posible alcanzar la capacidad de transporte de líneas aéreas con un conductor por fase, pero no la de líneas con disposición dúplex (dos conductores por fase).

En una gran parte de la red de transporte actual o planificada la realización de un soterramiento, incluso parcial, de una línea supondría una importante disminución en la capacidad de transporte, que puede no ser asumible por el sistema. Sin embargo hay desarrollos urbanísticos o condicionantes de otra índole de suficiente entidad a los que hay que dar una solución tecnológicamente aceptable, realizando los desarrollos de red adecuados para mantener las prestaciones de la instalación preexistente. Esto puede suponer:

- Posibles nuevas trazas para la línea aérea. Ésta es habitualmente la solución preferible desde el punto de vista del sistema eléctrico.
- Refuerzo de determinados ejes mediante nuevas líneas.
- Nudos nuevos que faciliten la entrada/salida a una línea aérea sin pasar un tramo de la misma a cable, y permitiendo la conexión de cables hasta el punto de demanda.

Líneas multicircuito

En situaciones excepcionales para la definición de los nuevos refuerzos de la red de transporte se podrán considerar líneas con tres o más circuitos incluso de distinto nivel de tensión. Estas instalaciones atenderán la demanda de nuevos refuerzos en el caso de detectarse grandes dificultades para la construcción de nuevas líneas en simple y/o doble circuito convencionales. Sin embargo, el diseño de estas instalaciones multicircuito habrá de tener en cuenta la posibilidad de hacer descargos para trabajos de mantenimiento en uno cualquiera de los circuitos permaneciendo el resto trabajando en tensión, así como la incidencia de su contingencia en el comportamiento del sistema.

Mallado de subestaciones alimentadas mediante línea directa

En el caso de subestaciones existentes correspondientes a un consumidor cualificado (o generador en casos excepcionales) y alimentadas mediante una línea directa desde la red de transporte (antena), que por la planificación se prevea su mallado con otra subestación de la red de transporte, estas subestaciones así como los elementos de la red que pasen a formar parte de la red mallada de transporte se integrarán en la misma en la fecha de puesta en servicio del mallado programado.

Accesos de distribución a transporte

En los accesos de la distribución a la red de transporte se debe buscar el óptimo del desarrollo conjunto transporte-distribución valorando simultáneamente las siguientes variables:

- Coste: que engloba el coste de inversión, operación, mantenimiento y fiabilidad (valoración de la energía no servida).
- Impacto ambiental: que englobaría la afectación al territorio y el impacto medioambiental provocado.
- Viabilidad física.
- Regularizar las excepciones en los accesos a la red de transporte, minimizando los incumplimientos de relación de tensión 220/XX kV y nudos no mallados.

Subestaciones “cerradas”

En la red de transporte hay un determinado número de subestaciones que se denominan “subestaciones cerradas”. Este término se refiere a aquellas subestaciones que han quedado cerradas para acoger más accesos de generación y demanda, o para acoger posiciones de nuevos elementos de la red de transporte adicionales a los que contempla la presente planificación, como por ejemplo, nuevas posiciones de línea, transformador, etc. Para la consideración de una subestación como cerrada se consideran los accesos a la red de transporte ya gestionados, es decir, con el acceso y conexión autorizados tanto desde el punto de vista de viabilidad física como técnica.

El “cierre” de las instalaciones se produce por diversas causas, entre las cuales la más determinante es la inviabilidad física para acoger nuevas posiciones. Esta situación tiene en cuenta la falta de espacio físico en una determinada subestación para incorporar nuevas instalaciones de la red de transporte.

Otra causa del cierre es la inviabilidad técnica que se detecta cuando en una subestación los condicionantes técnicos para acoger nuevas instalaciones son tan importantes que

hacen inviable su ampliación. Por ejemplo, cuando un nuevo acceso conlleva pasar de una configuración de barra simple a una de doble barra.

Puede haber otras causas para el cierre de subestaciones de tipo ambiental, oposición social, falta de espacio por el que pasar las líneas que llegan a la subestación, etc.

La lista de subestaciones cerradas de la red de transporte se incluye en el anexo 3.III

3.5.9. Directrices de ubicación geográfica y generación admisible en el sistema

3.5.9.1. Consideraciones generales

Teniendo en cuenta que la potencia adicional que se prevé necesaria hasta 2020 es muy baja, y que ésta sólo es necesaria para cubrir situaciones de punta, la de ubicación geográfica preferente no se configura como un elemento relevante de esta planificación. No obstante, se recogen a continuación algunas directrices que deberían tenerse en cuenta en la elección de posibles emplazamientos para la generación de electricidad.

a) Sistema peninsular

Los desequilibrios entre la generación y la demanda en distintas zonas peninsulares obligan a transportar la energía desde las zonas excedentarias a las deficitarias. Como consecuencia de estos transportes entre regiones se producen pérdidas y se deben realizar inversiones en redes que soporten estos flujos de energía y eviten potenciales congestiones de éstas y, por tanto, las restricciones técnicas en la operación del sistema.

Una ubicación geográfica adecuada de las nuevas centrales de generación puede aportar importantes ventajas de tipo económico, como son la reducción de las pérdidas de transporte, la eliminación de restricciones técnicas (al lograr un mayor equilibrio entre generación y demanda en las distintas zonas geográficas) y, por último, evitar inversiones derivadas de los transportes entre zonas. La determinación de las zonas preferentes de ubicación de la generación se realiza, por lo tanto, mediante diversas consideraciones técnicas, como son las pérdidas producidas, los desequilibrios entre demanda y generación, las restricciones técnicas, la distancia al colapso de tensiones y las inversiones en red necesarias.

La distribución de las restricciones por zonas permite igualmente identificar las zonas donde sería conveniente la instalación de nueva generación. Las restricciones que la operación del sistema eléctrico impone a la generación se basan en argumentos de índole técnica y suponen un mayor coste global derivado del mayor precio del mercado de restricciones. A este respecto, conviene diferenciar entre las restricciones “a subir” –generalmente por insuficiencia de generación local y, en particular, por falta de recursos de generación de potencia reactiva– y las restricciones “a bajar” o congestiones –cuando se produce una incapacidad local o regional de evacuación de excedentes de producción–.

Los desequilibrios entre demanda y generación instalada por zonas permiten identificar las zonas donde se necesita la instalación de nueva generación. Siendo, con carácter orientativo, las zonas preferentes: Madrid, Comunidad Valenciana (provincias de Alicante y Valencia), Cataluña (provincias de Gerona y Barcelona), Andalucía (provincias de Granada, Almería y Málaga) y Cantabria. Estas preferencias en la ubicación geográfica de nueva generación pueden modificarse a medida que la situación de desequilibrio inicial se vaya corrigiendo. De entre las zonas reseñadas, la provincia de Madrid es en la que mayor cantidad de nueva generación podría instalarse debido a su elevado nivel de demanda, que no se ve compensado por la instalación de generación en la zona.

b) Sistemas insulares

Uno de los aspectos que caracteriza singularmente a los sistemas eléctricos insulares desde el punto de vista de la cobertura de la demanda y de la garantía de suministro es el carácter aislado de los mismos, lo que determina, en principio, una mayor vulnerabilidad potencial de los mismos; por ello la ubicación de los centros de generación, el número de emplazamientos y el tamaño de los grupos generadores adquiere una importancia singular en estos casos.

Dentro de las conclusiones del Grupo de Trabajo de Vulnerabilidad en Sistemas Eléctricos Aislados¹⁰, se encuentra la de recomendar la existencia de al menos tres centros de generación en los sistemas eléctricos grandes (Mallorca, Gran Canaria y Tenerife) y al menos dos centros de generación en los sistemas eléctricos medianos (Lanzarote, Fuerteventura, Menorca e Ibiza-Formentera).

En este sentido, en el caso de las Islas Canarias, la situación podría mejorar respecto a la situación actual. En efecto, en Gran Canaria y Tenerife se mantienen las ubicaciones de generación actuales, Jinámar y Barranco de Tirajana y Candelaria y Granadilla, respectivamente, y, de concretarse los proyectos de bombeos en el suroeste de Gran Canaria y en la zona noroeste de Tenerife, se crearían terceras ubicaciones de generación. En el caso del sistema Lanzarote-Fuerteventura, no sólo existen proyectos para instalar nuevos generadores de régimen ordinario en el sur de Fuerteventura, sino que aumentan los puntos de inyección de generación en las islas gracias al segundo enlace Lanzarote-Fuerteventura y el nuevo enlace planificado Gran Canaria-Fuerteventura.

En el caso de las islas Baleares, contando con la red planificada y considerando los enlaces entre islas como generadores, se cumple la recomendación del grupo de trabajo de Vulnerabilidad en sistemas eléctricos aislados.

3.5.9.2. Estudios realizados en el proceso de planificación de la red

Los criterios y condiciones de aceptabilidad descritos en apartados anteriores se aplican a los resultados de una serie de estudios llevados a cabo durante el proceso de planificación de la red de transporte.

A continuación se realiza una breve exposición de la metodología empleada en los principales estudios que se llevan a cabo durante el proceso de planificación de la red de transporte, así como el resultado de una serie de análisis genéricos aplicados al sistema eléctrico peninsular español, en los que se proponen las directrices generales para la ubicación y el dimensionamiento de la nueva generación.

a) Estudios de flujo de cargas

Analizan la capacidad del sistema a través de los flujos de potencia activa y reactiva evaluando las cargas de los elementos de la red y las tensiones en los nudos.

El estudio de comportamiento de los sistemas eléctricos peninsular e insulares en los distintos años que componen el periodo de estudio (2012-2020) considera un perfil de demanda y generación acorde con las previsiones realizadas, tanto en magnitud como en distribución geográfica.

¹⁰ Constituido por REE, UNELCO, GESa, la Consejería de Comercio, Industria y Energía de Baleares y la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías de Canarias.

La red básica modelada es la que incorpora a la red actual un conjunto de instalaciones estructuradas en los siguientes capítulos:

- Instalaciones incluidas en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 de mayo de 2008, actualizado con las actuaciones recogidas en el Programa anual de instalaciones de las redes de transporte aprobado por Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre¹¹ (en adelante Programa Anual).
- Resultado de estudios zonales realizados para dar respuesta a las solicitudes de acceso a la red de transporte que se han planteado desde la aprobación del Programa anual.
- Desarrollos derivados de necesidades de apoyo a la red de distribución y acceso a la red de transporte de nuevos consumidores y generadores, previstas por el operador del sistema eléctrico y los distintos gestores de redes de distribución.

El análisis de la red básica proporciona la primera valoración sobre el comportamiento del sistema eléctrico en los escenarios de referencia. Dado que éstos corresponden a situaciones en las que los desequilibrios energéticos interregionales son muy moderados, en general se ha observado en el sistema peninsular un comportamiento adecuado en la red de 400 kV y en la transformación 400/AT. El comportamiento global de los sistemas peninsular e insulares es el adecuado para garantizar en todo el horizonte la seguridad y calidad de suministro de la demanda.

b) Estudios de cortocircuito

La potencia de cortocircuito es un dato básico para la caracterización de una red, ya que se relaciona directamente con su comportamiento ante maniobras de equipos, incidentes, estabilidad del sistema, calidad de onda, etc; por ello resulta necesario conocer los valores de corrientes de cortocircuito (I_{cc}) y las potencias de cortocircuito (P_{cc}) en los nudos de la red.

Desde hace un tiempo, se están detectando nudos con una elevada corriente de cortocircuito en zonas de alta densidad de demanda del 220 kV de Barcelona, Madrid, Sevilla y Valencia. También se ha encontrado esta misma problemática en nudos de 66 kV muy mallados de Baleares y Canarias. A esta situación se ha llegado dado que para incrementar la fiabilidad del suministro se tiende a aumentar el mallado de la red de transporte de estas áreas creciendo las corrientes de cortocircuito; esta acción va en contra de mantener unos valores de corriente de cortocircuito acordes con la capacidad de corte de la aparamenta instalada.

Esta situación puede agravarse en el futuro debido a la necesidad de incrementar los desarrollos en 220 kV para asegurar el suministro y a la nueva generación que previsiblemente se instalará en algunas de estas zonas. Para paliar esta situación se plantean distintas posibilidades como son:

- Cambio de aparamenta por otra con capacidad para soportar valores más elevados de corriente de cortocircuito.
- Desmallado de la red. Desmallar la red implica aumentar la impedancia entre los nudos de la red y, por tanto, reducir la corriente de cortocircuito. Entre los métodos posibles para hacerlo destacan los siguientes:

¹¹ Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre de 2010, 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.

- Dividir un nudo en dos nuevos nudos (binudos). Consiste en dividir un nudo en dos nudos nuevos, con posibilidad de acoplamiento entre ellos, repartiendo las líneas y transformadores entre ambos, consiguiendo una reducción de la corriente de cortocircuito del nudo y de los nudos con los que está conectado.
- Eliminar entradas/salidas. Se trata de puentear alguna de las líneas que entran en la subestación con alta corriente de cortocircuito. Esta actuación puede realizarse de forma permanente, o con posibilidad de volver a la situación previa mediante el control de los interruptores correspondientes (By-pass operable).
- Instalar reactancias serie. Si se aumenta la reactancia serie de las líneas se reduce la corriente, tanto en cortocircuito como en régimen permanente. Este método es menos eficiente que los anteriores porque se producen unas pérdidas en régimen permanente que limitan el tamaño de la reactancia y por tanto la reducción de la corriente de cortocircuito.

En la práctica no hay una única solución válida y se requiere un conjunto de ellas para reducir los elevados valores de corriente de cortocircuito.

En el desarrollo de la Planificación 2012-2020 de la red de transporte se han contemplado una serie de actuaciones encaminadas a reducir la corriente de cortocircuito, previstas en las zonas de Barcelona, Madrid, Sevilla, Valencia, Palma de Mallorca y Gran Canaria así como de otras subestaciones de la red de transporte. Nuevas actuaciones de desarrollo de la red, o la modificación de las actuaciones planificadas, pueden hacer necesario la modificación de las actuaciones de reducción de las corrientes de cortocircuito.

La Planificación 2012-2020 incluye las siguientes actuaciones encaminadas a controlar la corriente de cortocircuito:

- En la zona del Bierzo mediante el desmallado de la red de 400 kV en los nudos de La Lomba 400 kV y Montearenas 400 kV.
- En la Mudara 400 kV y 220 kV mediante la renovación de los elementos de los parques que limitan el poder de corte.
- En las subestaciones del País Vasco de Gueñes 400 kV, Garoña-Barcina 400 kV, y Puentelarra 220 kV mediante la renovación de los elementos de los parques que limitan el poder de corte.
- En Ichaso 220 kV mediante el desmallado de la red de 220 kV en los nudos de Orcoyen 400 kV y Nueva Elgea 220 kV.
- En Gueñes 220 kV, mediante la realización de un binudo.
- En la zona metropolitana de Barcelona, debido a la coexistencia de la necesidad de evacuar un importante contingente de generación y alimentar una alta demanda mediante las siguientes actuaciones:
 - Estructuración del 220 kV en bolsas independientes, apoyadas cada una de ellas por la generación y por apoyo desde el 400 kV.
 - Desmallado de diversas subestaciones.
 - By-pass operable en diversas subestaciones.
 - Aparataje de 50 kA (y en algunos casos de 63 kA) para las subestaciones de nueva construcción.
- En la zona de Valencia capital debido al desarrollo previsto de nueva red de transporte mediante cable soterrado, junto con la proximidad de generación existente es necesario llevar a cabo las siguientes actuaciones que permitan reducir la intensidad de cortocircuito: binudo en la actual SE de La Eliana 220 kV y by-pass operable en Torrente 220 kV. Por otra parte, las nuevas subestaciones planificadas en la zona deberán tener una capacidad de corte de 50 kA.

- En la zona metropolitana de Madrid, debido a la alta densidad de demanda existente que lleva asociado un gran desarrollo de la red de 220 kV, se plantean las siguientes actuaciones que permitan reducir la intensidad de cortocircuito
 - Separación del nudo Villaverde 220 kV en dos nudos en configuración de doble barra con acoplamiento, con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante doble interruptor de acoplamiento longitudinal de barras.
 - Construcción del futuro nudo de Torrejón de Velasco 220 kV en dos nudos, los dos con configuración de doble barra con acoplamiento y acoplables entre sí mediante doble interruptor de acoplamiento longitudinal de barras.
 - Desmallado de Loeches 220 kV mediante corte de barras e instalación de una nueva posición de acoplamiento para conseguir dos subestaciones de doble barra con acoplamiento, que no son acoplables entre sí debido a la falta de espacio para instalar los interruptores de acoplamiento longitudinales.
 - Separación del nudo San Sebastián de los Reyes 220 kV cortando las barras existentes para convertir la subestación en dos nudos con configuración en interruptor y medio. Convertir las líneas Alcobendas - SS Reyes 220 kV y Algete – SS Reyes 220 kV en la línea Alcobendas – Algete 220 kV, sin entrada en SS Reyes 220 kV
 - San Fernando 220 kV es una subestación de nueva construcción con solución basada en la construcción inicial de una subestación con configuración de doble barra con acoplamiento, con ampliación prevista con otra doble barra con acoplamiento con la posibilidad de acoplamiento entre ambas a través de doble interruptor de acoplamiento longitudinal de barras. Esta subestación, por lo tanto, no participa todavía en la solución global de reducción de cortocircuito en la zona de Madrid. No obstante, se deja prevista para que su evolución se pueda efectuar con separación de nudos si fuese necesario.
 - Separación del nudo Coslada 220 kV en dos nudos en configuración de doble barra con acoplamiento con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante doble interruptor de acoplamiento longitudinal de barras.
 - Separación del nudo Villaviciosa 220 kV en dos nudos en configuración de doble barra con acoplamiento con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante doble interruptor de acoplamiento longitudinal de barras.
- En Aceca 220 kV mediante la separación de las barras en dos nudos en configuración de doble barra con acoplamiento, con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante doble interruptor de acoplamiento longitudinal de barras.
- En la zona de Sevilla la conexión prevista de generación en la red de transporte junto con el desarrollo de la red de 220 kV en cable en esta área, dan lugar a elevadas corrientes de cortocircuito en la red de 220 kV de Sevilla Capital. Por tal motivo resulta necesario la transformación en dos nudos de cada una de las subestaciones existentes de Guillena 220 kV y Don Rodrigo 220 kV. Adicionalmente, todas las nuevas subestaciones planificadas en la zona deberán tener una capacidad de corte de 50 kA.

c) Estudios de estabilidad

Los estudios de estabilidad evalúan la capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones sin que provoquen repercusiones inaceptables. Se analizan las condiciones de estabilidad de las redes futuras previstas en los programas de desarrollo y el impacto que las nuevas instalaciones introducen en los tiempos críticos de despeje de las faltas.

d) Criterios generales de dimensionamiento

d.1. Máxima concentración de producción

En el momento actual, en las previsiones de evolución de la generación en el sistema eléctrico peninsular se detectan algunos nudos o zonas del sistema con elevada concentración de generación existente y/o de solicitudes de acceso de nuevas centrales, que requieren la identificación de los refuerzos necesarios de la red de transporte y la evaluación de su idoneidad.

Para ello, se ha analizado el funcionamiento del sistema tanto en régimen permanente como en régimen transitorio, con objeto de asegurar que, tras una contingencia, la evolución del sistema conduzca a una situación de estabilidad en condiciones de funcionamiento aceptable.

Ante una situación de contingencia, la concentración de generación en un nudo eléctrico supone un cierto riesgo para el sistema, aunque la probabilidad de ocurrencia puede considerarse como reducida. Las limitaciones que deberán establecerse para la producción máxima simultánea en un nudo eléctrico (o conjunto de nudos eléctricamente muy próximos) se sitúan en el margen 1.300÷3.000 MW, estando la definición concreta de dicho máximo sujeta a la ubicación y topología del nudo eléctrico en cuestión y al nivel de importación desde Francia. No obstante, estos valores podrían verse modificados en un futuro en función de si la creciente penetración de tecnología de generación basada en electrónica de potencia realice o no una regulación dinámica de la tensión durante perturbaciones.

En este sentido se han realizado estudios en el ámbito de:

- Eje de 400 kV Aragón-Ascó-Vandellós
- Zona Sureste: subestaciones de 400 kV Nueva Escombreras-Escombreras-Fausita

Como resultado, se incorporan a la Planificación 2012-2020 las siguientes actuaciones para aliviar las limitaciones a la producción por problemas de estabilidad transitoria:

- Eje Aragón-Ascó-Vandellós:
 - Realización de un by-pass de la subestación Aragón 400 kV creando el enlace de 400 kV Ascó-Escatrón.
 - Realización de un by-pass de la subestación Ascó 400 kV creando el enlace de 400 kV Vandellós-Aragón.
 - Instalación de una reactancia serie en la línea Ascó-Vandellós 400 kV.
- Zona Sureste:
 - Separación de Nueva Escombreras 400 kV en dos subestaciones

Aplicadas las medidas anteriores, los resultados son los recogidos en la Tabla 3.36. la cual muestra los límites de capacidad de evacuación nodal o zonal detectados en el sistema. El valor mostrado es la máxima producción admisible en el nudo o conjunto de nudos evaluados de forma que no se incumplan las condiciones técnicas que el sistema eléctrico ha de satisfacer en el régimen permanente y transitorio. Valores de producción superiores a los indicados no garantizan el cumplimiento de los criterios técnicos de fiabilidad y seguridad del sistema.

NUDO/ZONA	POTENCIA EXISTENTE (MW, R.O.)	NUEVA POTENCIA SOLICITADA (MW, R.O.)	LIMITACIÓN EVACUACIÓN TOTAL (MW)	TIPO DE LIMITACIÓN			PLANIFICACIÓN 2012-2020: ACTUACIONES RELACIONADAS
				Límite estático	Limite dinámico Estabilizado de ángulo	Desconexión eólica	
PALOS 400 kV	1.160	1.170	1.600	x			Repotenciación de los ejes de 220 kV Onuba-Guillena y Colón-Santiponce Nueva línea Aljarafe-Rocío 220 kV
NUEVA ESCOMBRERAS I 400 kV	1.640	0	1.640		x		Cambios topológicos de la SE Nueva Escomereras 400 kV
NUEVA ESCOMBRERAS I 400 kV FAUSITA 400 kV	1.580	0	1.580		x		Nuevo transformador-desfasador en la red de 220 kV
ARAGÓN 400 kV OSERA 400 kV TERUEL 400 kV	2.120	855	2.975		x		Cambios topológicos en el eje Vandellós-Ascó-Aragón-Escatrón 400 kV
ESCATRÓN 400 kV	805	1.660	1.605		x		Nuevos ejes de 400 kV D/C Mudéjar-La Plana, D/C Aragón-S.Pallars, D/C Mezquita-Turis y Escatrón-Secuita 2º transformador Escatrón 400/220 kV
CARRIO 220 kV y 132 kV CAUDAL 220 kV LADA 400 kV y 132 kV NARCEA 400 kV y 132 kV REBOIRA 400 kV SOTO 400, 220 y 132 kV TAMÓN 400 kV	3.370	2.970	4.995	x	x	x	Con Soto-Penagos 400 kV, D/C Sama-Velilla 400 kV, eje Asturias-Galicia en 400 kV y cierre en 400 kV del anillo en Asturias.

VANDELLÓ S 400 kV ASCÓ 400 kV	3.925	0	3.925	x	x
PINAR 400 kV PINAR 220 kV	2.877	713	2.880	x	x
ALGECIRAS 220 kV ALANGE 400 kV	0	2.430	1.825	x	

Nota: los valores y las limitaciones mostradas en esta tabla están sujetas a actualizaciones tras la realización de estudios posteriores. Asimismo, dichas limitaciones podrían ser más restrictivas en aquellas situaciones dónde la generación futura se ponga en servicio antes de los desarrollos de la red de transporte necesarios en su caso o ante situaciones diferentes a las hipótesis de estudio contempladas.

Tabla 3.36. Límites de capacidad de evacuación por nudo o zona

d.2. Limitaciones a la capacidad de conexión en nudos de la red de transporte

En la Tabla 3.36 se muestran las zonas del sistema eléctrico peninsular donde se detectan concentraciones de generación, ya sea existente o solicitada, muy superiores a la capacidad de evacuación permitida por la red de transporte actual o planificada vigente. Estas concentraciones se dan normalmente en zonas ya de por sí muy excedentarias en generación y alejadas de los grandes centros de demanda. La ejecución de la totalidad de los planes de inversión en generación previstos por los agentes productores implicaría lo siguiente:

- Un desarrollo excesivo e ineficiente de la red de transporte debido a la necesidad de construir nuevas infraestructuras adicionales para:
 - Resolver las restricciones asociadas al incumplimiento de los criterios de fiabilidad y seguridad del sistema que origina esta sobreinstalación
 - Alimentar la demanda de los grandes centros de consumo, normalmente alejados de las zonas más excedentarias y con mayor concentración de generación
- Una señal ineficiente equívoca para los agentes productores que puedan esperar un desarrollo de red ilimitado. En todo caso, un número elevado de actuaciones adicionales a las recogidas en la planificación de los diferentes horizontes de análisis resulta indeseable teniendo en cuenta la envergadura de la misma.
- Una rentabilidad menor de estos planes de inversión, debido al mayor número de horas en los que estarían sometidos a limitaciones elevadas de producción, incluso en condiciones de plena disponibilidad de la red de transporte, para evitar situaciones de riesgo muy elevado para la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico.
- La existencia de una potencia instalada en el sistema que no contribuya a la seguridad de suministro ni a la cobertura de la demanda, ya que no podría traducirse en potencia disponible debido a las restricciones de operación de la red de transporte.
- Una operación del sistema ineficiente desde el punto de vista energético, debido al aumento de las pérdidas en la red de transporte y de los recursos a utilizar en zonas deficitarias de generación para compensación de la potencia reactiva.

Para evitar estas situaciones de altos desequilibrios energéticos, ineficientes y que podrían poner en riesgo la seguridad del sistema, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE), en su redacción dada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, incorpora la posibilidad de que el operador del sistema establezca límites a la capacidad de conexión para la generación por zonas o por nudos, tanto para el régimen ordinario (art. 21) como para el régimen especial (Art. 28). Las limitaciones a la capacidad de conexión, además de otros condicionantes, habrán de tener en cuenta aspectos de eficiencia asociados a las condiciones de operación del sistema y a los planes de desarrollo de la red, que habrán de traducirse en potencia instalada máxima en las distintas zonas.

En este sentido, destaca la necesidad de tener una adecuada valoración de la capacidad de conexión de régimen especial, que se justifica por distintas razones asociadas, de manera prioritaria, a la seguridad de suministro¹², así como por un desarrollo eficiente de la red y del conjunto del sistema. A este respecto, la necesidad de asegurar un desarrollo suficiente y sostenible del equipo generador, resulta imprescindible tanto para el sistema como para los propios agentes generadores.

Como consecuencia de los objetivos nacionales de generación de origen renovable y en general de generación de régimen especial, y en cumplimiento de lo establecido en 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, REE ha llevado a cabo un conjunto de estudios orientados a valorar y maximizar la capacidad de integración de dicha generación.

Desde la perspectiva del desarrollo del sistema, existen distintos tipos de estudios prospectivos realizados por REE orientados a valorar las posibilidades de integración de la generación de régimen especial:

- Estudios de cobertura. Tienen un carácter indicativo sobre las condiciones de operación del sistema –en particular, de la generación- y de la suficiencia del equipo generador en su conjunto en escenarios futuros, pero sin modelado de red, y por tanto, sin relación concreta con los nudos y zonas eléctricas de la red. Por tanto, no resultan determinantes para la valoración y establecimiento de las capacidades de conexión condicionadas por la red de transporte. No obstante, resultan muy significativos a efectos de valorar las posibilidades de producción de los generadores. En el Apartado 3.2.3 se exponen con más detalle las consideraciones y resultados de estos estudios.
- Estudios de red. Determinantes por su relación concreta con la detección de necesidades de desarrollo de la red de transporte y para la consecuente valoración de las capacidades de conexión en los distintos ámbitos topológicos (nodales, zonales, ...). En dichos ámbitos se analiza que el conjunto generación-red previsto en los escenarios futuros tiene un adecuado funcionamiento de acuerdo con los criterios de seguridad. Para ello se realizan distintos tipos de estudios de red.

Según lo recogido en la normativa (RD1955/2000 y P.O. 12.1), los estudios de capacidad se basan en la aplicación de los “criterios de seguridad, regularidad y calidad del suministro”, así como en contemplar “las directrices básicas de mallado de la red y, en general, los criterios de diseño y desarrollo de la red de transporte”, sobre “escenarios verosímiles que representen las condiciones previsiblemente más desfavorables en el

¹² El desarrollo de la generación de régimen especial no puede afectar a la seguridad de suministro, dada la imposibilidad de una gestión ilimitada de la generación en el tiempo real. Por otra parte, tampoco resulta técnicamente viable la aplicación generalizada de mecanismos de teledisparo de generación, por cuanto dichos sistemas están concebidos para una aplicación limitada en número y tiempo. Esta inviabilidad está particularmente asociada a la generación de régimen especial, ya que por sus características de tamaño, atomización y dispersión (así como por su prioridad de despacho si la seguridad lo permite), multiplica la complejidad y por tanto el riesgo de operación.

horizonte de estudio para la red de transporte prevista”. Asimismo, los estudios simulan el comportamiento del sistema en condiciones de disponibilidad total de red y en condiciones de contingencia (indisponibilidad selectiva de elementos de la red de transporte) de acuerdo con la normativa mencionada. De esta forma, el comportamiento del sistema se analiza desde dos perspectivas complementarias:

- **Idoneidad:** Estudios que simulan el funcionamiento del sistema en régimen estático (mediante flujos de cargas en las situaciones de disponibilidad mencionadas y estudios de cortocircuito) y valoran la capacidad de evacuación en distintos ámbitos topológicos, nudos o zonas.
- **Seguridad:** Estudios que simulan el funcionamiento del sistema en régimen dinámico, comprobando que los regímenes transitorios y permanentes tras las perturbaciones recogidas en los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema son admisibles. El objetivo fundamental de estos estudios es comprobar que la incorporación de los planes de generación de régimen especial al sistema eléctrico no compromete la estabilidad transitoria del mismo.

Por tratarse de estudios más complejos, en los que no resulta apropiado el tratamiento simplificado ni el tratamiento paramétrico, en ellos no se determinan generalmente límites de generación sino que se simula el comportamiento del sistema en las situaciones “límite” previamente definidas y se validan por tanto las capacidades previamente determinadas con los estudios de idoneidad .

Para los estudios anteriores, el modelado de la generación de régimen especial se basa en la consideración de unos criterios coherentes con la simultaneidad detectada históricamente. El Criterio de Simultaneidad para la Capacidad de Conexión se usa con objeto de traducir la producción simultánea máxima admisible o capacidad de producción en términos de capacidad de conexión, y están orientados a maximizar la instalación de la generación de régimen especial en condiciones compatibles con la seguridad, tanto de generación eólica (sobreinstalación del 25%, asociada a su dispersión y consecuente no simultaneidad) como generación no eólica (sobreinstalación del 20%, asociada a la coexistencia de tecnologías y fuentes energéticas que puede resultar admisible, tanto por la no simultaneidad de la generación solar-eólica como binomio más relevante, así como por la gestionabilidad asociada a distintos tipos de generación no eólica).

Según el Criterio de Simultaneidad, se determina la Capacidad de conexión (eólica: $MW_{insEÓLICA}$; no eólica: $MW_{insNO EÓLICA}$) en función de la producción simultánea máxima (MW_{prod}) resultante de los distintos estudios de red (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad). En consecuencia, las capacidades de conexión resultarían de la resolución de las siguientes ecuaciones en función de su aplicabilidad a los distintos tipos de generación:

$$MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$$

$$MW_{insNO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MW_{insEÓLICA} \leq MW_{prod}$$

Ello se refleja en el área sombreada de la Figura 3.16

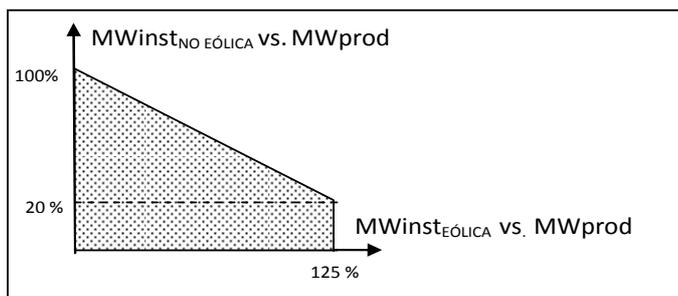


Figura 3.16. Capacidad de conexión admisible de generación eólica y no eólica

Por otra parte la generación de régimen ordinario se considera en magnitudes orientadas a preservar la seguridad sobre la base de la experiencia de operación, precisamente con el objeto de poner de manifiesto fundamentalmente condicionantes estructurales de la red.

Dichos estudios valoran la capacidad desde una perspectiva nodal (de punto de conexión a la red de transporte o de nudo de la red de transporte afectado por generación a conectar en la red de distribución) así como en distintos ámbitos topológicos. A este respecto, se consideran como zonas eléctricas los conjuntos de nudos situados en cada Comunidad Autónoma (zonas territoriales).

Con objeto de considerar las posibilidades de conexión no sólo actuales sino las previsibles a medio plazo, se contempla un escenario temporal denominado Horizonte 2016 –como alcance intermedio del presente ejercicio de planificación H2020 - por incluir las actuaciones de red más relevantes y con una mayor certidumbre¹³, así como por proporcionar unas capacidades de conexión que, como se pondrá de manifiesto a continuación, resultan suficientes para la incorporación de los objetivos nacionales de generación de régimen especial expresados en el Plan de Energías Renovables 2020 para el conjunto del horizonte de planificación, así como en términos generales los planes regionales.

El sistema eléctrico peninsular español (SEPE) se ha dividido en cuatro ámbitos geográficos, áreas o “cuadrantes” teniendo en cuenta las correlaciones intra-área y extra-área derivadas de los datos históricos disponibles de producción eólica, con objeto de plantear hipótesis de generación elevada pero verosímil. En la siguiente figura se muestra la división de áreas utilizada. Dentro de cada área, y teniendo en cuenta las correlaciones mencionadas, se han estudiado los nudos y sub-zonas eléctricas, cuya capacidad de conexión se ha traducido en los ámbitos de zonas territoriales correspondientes a las Comunidades Autónomas¹⁴.

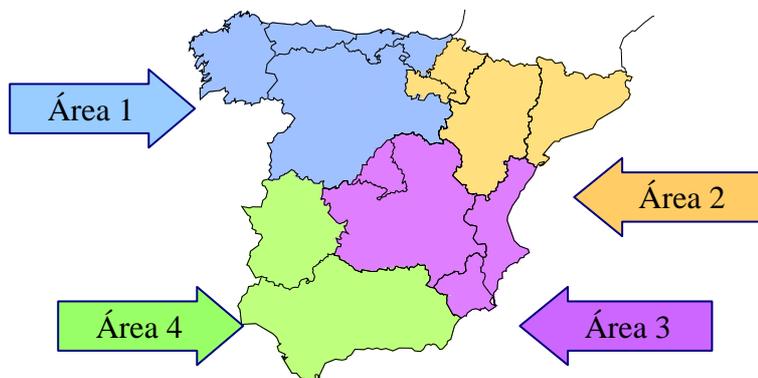


Figura 3.17. Áreas de estudio

¹³ De acuerdo con la programación de puestas en servicio previstas para las actuaciones recogidas en el documento “Planificación de redes de transporte de energía eléctrica y gas natural 2008-2016”, elaborado por el MITyC y aprobado el 30 de mayo de 2008 y las modificaciones introducidas en el Programa Anual aprobado el 8 de noviembre de 2010 por Orden ITC/2906/2010.

¹⁴ Para la valoración de una zona territorial (CA), en los estudios de idoneidad se considera una hipótesis de producción alta de su área correspondiente, estando la producción del resto de áreas en función de las correlaciones históricas. Sobre esta situación de referencia se realiza un análisis paramétrico basado en el aumento de la producción de la zona, que se compensa con la disminución de las zonas (CCAA) situadas en áreas distintas a la de estudio, que permite identificar y valorar los límites por capacidad de red.

Como resultado de los estudios de red realizados, la Tabla 3.37 refleja la capacidad de conexión para las CCAA (zonas) y Áreas del sistema eléctrico peninsular español. Se trata de capacidades de conexión asociadas a límites técnicos detectados, o de la validación como técnicamente aceptable de las previsiones o planes de las CCAA.

La tabla refleja la generación total acumulada en la zona (suma de la potencia instalada en la actualidad y la capacidad de instalación futura) resultante de considerar el Criterio de Simultaneidad y de coexistencia entre tecnologías previamente mencionado, aplicado en función de los Planes y Previsiones de las CCAA. Ello se traduce generalmente en escenarios de máxima conexión de generación eólica, excepto en algunas CCAA (marcadas con (*) en la Tabla 3.37) en las que la aportación de la generación solar resultan muy relevantes. En todo caso, la discriminación entre eólica y no eólica puede adecuarse en función de la evolución de las previsiones manteniendo el Criterio de Simultaneidad para la Capacidad de Conexión previamente expuesto. En la realización de los estudios de capacidad, se ha considerado la generación actual en las condiciones reales de conexión o afección (caso de conexión a distribución) mientras que para la nueva generación se ha contemplado la conexión en nudos de la red de transporte –o red de distribución subyacente- situados en la misma CA que la generación de régimen especial.

Con dichas consideraciones, la Tabla 3.37 refleja la capacidad de conexión para generación de régimen especial situada en las CCAA indicadas (con la excepción de Madrid - # -, cuya capacidad incluye las posibilidades resultantes de la valoración de solicitudes de acceso de generadores situados en otras CCAA), y son de aplicación a la generación conectada directamente a la red de transporte y la conectada a la red de distribución subyacente.

CAPACIDADES DE CONEXIÓN VALIDADAS COMO TÉCNICAMENTE ACEPTABLES [MW, Potencia Instalada Total]		EÓLICA	NO EÓLICA
Área 1	Asturias	1.600	536
	Cantabria	1.500	462
	Castilla y León	7.205	2.297
	Galicia	6.500	2.165
	País Vasco	624	1.036
	Σ Capacidades CCAA Área 1	17.429	6.496
	Aceptabilidad global Área 1	Sí	
Área 2	Navarra	1.536	663
	La Rioja	1.220	334
	Aragón	4.000	1.639
	Cataluña	3.500	2.069
	Σ Capacidades CCAA Área 2	10.256	4.705
	Aceptabilidad global Área 2	Sí	
Área 3	Madrid (#)	3.387	943
	Castilla-La Mancha (*)	5.500	3.808
	Comunidad Valenciana	3.500	1.532
	Murcia (*)	850	1.513
	Σ Capacidades CCAA Área 3	13.237	7.796
	Aceptabilidad global Área 3	96%	
Área 4	Extremadura (*)	1.680	3.540
	Andalucía (*)	5.459	5.450
	Σ Capacidades CCAA Área 4	7.139	8.990
	Aceptabilidad global Área 4	Sí	

Tabla 3.37. Capacidades máximas de conexión de generación de régimen especial por zonas territoriales (CCAA)

En todo caso, resulta importante destacar que la capacidad de conexión establecida está sujeta al desarrollo planificado de la red de transporte en el mencionado Horizonte 2016¹⁵ y a los requisitos técnicos que se establezcan para los generadores¹⁶ y se deriva de un análisis de carácter regional (zonas asociadas a CCAA) y no incluye la consideración de potenciales limitaciones a la producción y potencia instalada en el ámbito nacional; es decir, no incorpora una coordinación inter-regional adicional y distinta de la derivada de la propia aplicación de las hipótesis de producción. En este sentido, se podrían producir mayores restricciones en la producción derivadas de la evolución del conjunto del sistema y de las situaciones de operación en tiempo real que se produzcan, mayores cuanto más se acerque el desarrollo real de la generación a las capacidades zonales asociadas a las distintas CCAA, especialmente de aquellas CCAA integradas en las mismas áreas de estudio descritas en la Figura 3.17. Para dicha valoración, la Tabla 3.37 incorpora una valoración del grado de aceptabilidad del conjunto de las capacidades de zona (CA) desde la perspectiva de área.

En consecuencia, la suma bruta de las capacidades zonales (CA) validadas resulta en un total acumulado para el sistema peninsular (SEPE) del orden de 48.000 MW de generación eólica y un contingente del orden de 28.000 MW de generación no eólica. Por tanto, considerando la perspectiva individualizada de cada una de dichas zonas, la red planificada sería en general suficiente para integrar una magnitud superior a las previsiones del presente documento de planificación y, en definitiva, suficiente para poder cumplir con los objetivos señalados en los distintos documentos que recogen el objetivo de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable para el año 2020.

Por otra parte, la consideración de una perspectiva conjunta de Área sigue reflejando en términos generales la suficiencia estructural de la red planificada para las magnitudes expuestas en la Tabla 3.37. Las limitaciones en este caso afectarían al Área 3, para la que la suma de las capacidades de las zonas sería técnicamente admisible en un 96%¹⁷.

En resumen, desde las obligaciones asumidas por España en materia energética (20% de la energía primaria de origen renovable en el horizonte 2020) se aborda la formulación de los objetivos por tecnología (potencia instalada que en función de sus expectativas técnicas y económicas permitan conseguir el compromiso energético; Apartado 3.2.3) y, por último, se establecen las capacidades de conexión según la red de transporte.

En todo caso, dichas capacidades de conexión no deben entenderse en absoluto como objetivos garantizados en los distintos ámbitos geográficos, sino que constituyen una condición de contorno para que la ubicación de la nueva generación permita preservar la seguridad y fiabilidad del suministro y contribuir a un desarrollo eficiente, armónico y sostenible de la red y del conjunto del sistema. Todo ello, sin perjuicio de los mecanismos normativos que procuren de la manera más eficiente los objetivos energéticos nacionales.

Por lo tanto, los resultados presentados a lo largo de esta sección garantizan la consecución de los objetivos marcados para el año 2020 en materia de generación renovable y ofrecen, a su vez, múltiples combinaciones para llegar a dicho objetivo a través de las distintas capacidades que podrán conectarse a la red siguiendo criterios de

¹⁵ Además del condicionante de desarrollo de red de transporte, en determinados nudos y subzonas, la consecución de la capacidad calculada desde la perspectiva de transporte requerirá en su caso el necesario desarrollo de la red de distribución subyacente con objeto de posibilitar dicha capacidad.

¹⁶ En noviembre de 2010, Red Eléctrica envió al MITYC la propuesta de nuevo P.O.12.2 en el que se recogen los requisitos técnicos identificados en los estudios singulares mencionados anteriormente, y necesarios para la integración segura de los objetivos nacionales de generación renovable.

¹⁷ Grado de aceptabilidad técnica de la capacidad de conexión conjunta de las zonas del área si se mantiene la proporción eólica vs. no eólica que se refleja en la Tabla 3.37. Se podría conseguir un 100% reduciendo la proporción de la generación no eólica con respecto a la eólica.

seguridad y fiabilidad. La red está por tanto plenamente adaptada para dar sostenibilidad a la integración de renovables independientemente del desarrollo final que resulte de las distintas actuaciones que se lleven a cabo hasta el horizonte marcado. Dichos niveles de integración figuran en los distintos documentos realizados hasta la fecha y suponen un grado de integración sustancialmente inferior al que muestran los resultados de límites máximos presentados en esta sección, lo que asegura el cumplimiento del objetivo marcado.

Es decir, que aludiendo al capítulo de generación eólica como ejemplo más significativo, para la consecución del objetivo nacional de potencia instalada del orden de 35.000 MW (Tabla 3.7). Para su ubicación, la red de transporte ofrece una muy elevada flexibilidad existiendo múltiples posibilidades, aunque por los motivos expuestos –seguridad y eficiencia- deberán estar sujetas a los límites establecidos en el presente Apartado (Tabla 3.37).

Por último, es necesario tener en cuenta que las capacidades de conexión deberán estar sometidas a una revisión periódica, en función del desarrollo de la red, la evolución de la demanda u otras circunstancias relevantes, lo que se plasmará en los próximos ejercicios de planificación.

d.3. Consideraciones sobre la generación eólica técnicamente admisible en el sistema eléctrico peninsular español

La generación con energías renovables constituye una fuente limpia de energía que no produce directamente emisiones de CO₂ a la atmósfera o cuyo saldo resulta cero, como es el caso de la biomasa. Además, tiene la ventaja de ser un recurso autóctono, lo cual permite disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles, en su mayor parte importados. Sin embargo, la volatilidad de este tipo de energía tiene implicaciones sobre el sistema de generación, e implica nuevos retos para una operación segura del sistema eléctrico.

Como ya se ha indicado en el capítulo 3.2.2 (Cobertura de la demanda eléctrica peninsular), el crecimiento de las energías renovables en España ha sido excepcional, fundamentalmente el de la generación eólica, que cerró el año 2010 con casi 20.600 MW en el sistema peninsular. En 2020 se prevé alcanzar 35.750 MW de potencia eólica instalada a nivel nacional, valor ampliamente superado si se consideran todos los nuevos planes energéticos de las Administraciones Regionales, los cuales alcanzan en 2016 una cifra de unos 47.600 MW de generación eólica y un total de 61.400 MW de generación de origen renovable.

Hasta la fecha, se ha integrado muy satisfactoriamente el recurso renovable eólico, ante una instalación que ha pasado de apenas 2.000 MW instalados (4% del total peninsular) en 2000 a más de 20.000 MW (20% del total peninsular) en 2010, llegando a cubrir en algún momento la producción eólica el 54% de la demanda neta. Esto ha sido posible gracias al desarrollo coordinado de instrumentos técnicos, evolución de las tecnologías de generación, herramientas de previsión, desarrollo de las comunicaciones, de los centros de control de producción, de las necesarias redes de evacuación etc. Así, se ha logrado controlar satisfactoriamente la problemática generada por las desconexiones masivas ante huecos de tensión, y se ha mantenido un adecuado comportamiento de la red de transporte, tanto en tensiones como en cargas, incluso en situaciones de muy escasa potencia térmica no nuclear acoplada.

No obstante, los objetivos futuros derivados de las políticas europea y nacional, exigen continuar estudiando el comportamiento del sistema ante penetraciones superiores de

energías renovables, y los generadores del Régimen Especial deberán continuar su evolución para suministrar al sistema los mismos servicios de los generadores convencionales desplazados, en aras de maximizar la integración en el sistema de los recursos disponibles.

Desde el año 2008, y especialmente en el año 2010, motivado por un descenso de la demanda y una elevada hidraulicidad, se han producido situaciones de “vertido” de energías renovables, en las que no ha sido posible integrar todo el recurso disponible por motivos de seguridad del sistema. Existen diversos límites físicos a la integración instantánea de fuentes de naturaleza no gestionable: unos motivados por la estabilidad de la red ante contingencias, en vías de solución mediante progresivos avances tecnológicos de los generadores; otros motivados por la naturaleza de la fuente primaria de las energías renovables y la dificultad de suministrar una demanda de perfil rígido y exigente, con unos medios de generación de gestionabilidad nula (en el caso de las fuentes no gestionables:) o limitada (límites técnicos de funcionamiento de los generadores térmicos gestionables). Las soluciones en este caso pasan por actuar o bien sobre el parque generador dotándolo de mayor flexibilidad, o bien sobre la demanda (gestión de demanda, aplanamiento de la curva horaria, servicios de interrupción voluntaria, operación por el gestor de la red de determinadas cargas, carga “inteligente” de determinados consumos etc.). También la evolución de las características técnicas de los aerogeneradores permitirá mayor integración de fuentes no gestionables, en la medida en que asuman los servicios de las centrales desplazadas, como el control de tensión, la provisión de las distintas reservas de operación, y la contribución a la estabilidad de la red.

Tras superar el problema de la desconexión durante los huecos de tensión y la posibilidad de modulación del factor de potencia, el reto actual de lograr una mayor integración y mayor desplazamiento de generadores convencionales requiere una evolución de las prestaciones de estos generadores acorde con la participación creciente de estas tecnologías de generación en la operación del sistema eléctrico. En este sentido, el desplazamiento masivo de los generadores síncronos por otras tecnologías origina, salvo que se establezcan requisitos técnicos para ello, que desaparezcan del sistema ciertas prestaciones y servicios que proveen los primeros y que son esenciales para garantizar la seguridad del sistema. Los estudios de integración de fuentes renovables al final del periodo 2012-2020, y la colaboración entre todas las partes implicadas, deberán plasmarse en nuevos requerimientos compatibles con la seguridad del sistema y las posibilidades de la tecnología; requerimientos que serán necesariamente más ambiciosos que los actuales.

La volatilidad de la energía eólica mantiene cifras relativas similares año tras año, si bien éstas se traducen en mayor impacto en valor absoluto ante una potencia instalada creciente. Se han registrado en los últimos años variaciones puntuales de hasta 10% de la potencia instalada eólica por hora. Estas variaciones, que en ocasiones pueden ser de sentido opuesto a los gradientes de la curva de demanda, podrán suponer un requerimiento (demanda menos producción eólica) de difícil seguimiento por el Régimen Ordinario, que podría traducirse en limitaciones adicionales de producción eólica disponible cuando se prevean estas circunstancias. Por otra parte, en los últimos 5 años se han registrado producciones relativas máximas del orden del 70% (75% en 2010) de la potencia instalada. Estudios recientes demuestran que, en ocasiones, no será posible integrar toda la energía disponible en horas valle de días con elevado recurso renovable, y también debido a la significativa contribución solar, en horas llanas de periodos de baja demanda (fines de semana y días festivos) en días soleados y con recurso eólico medio.

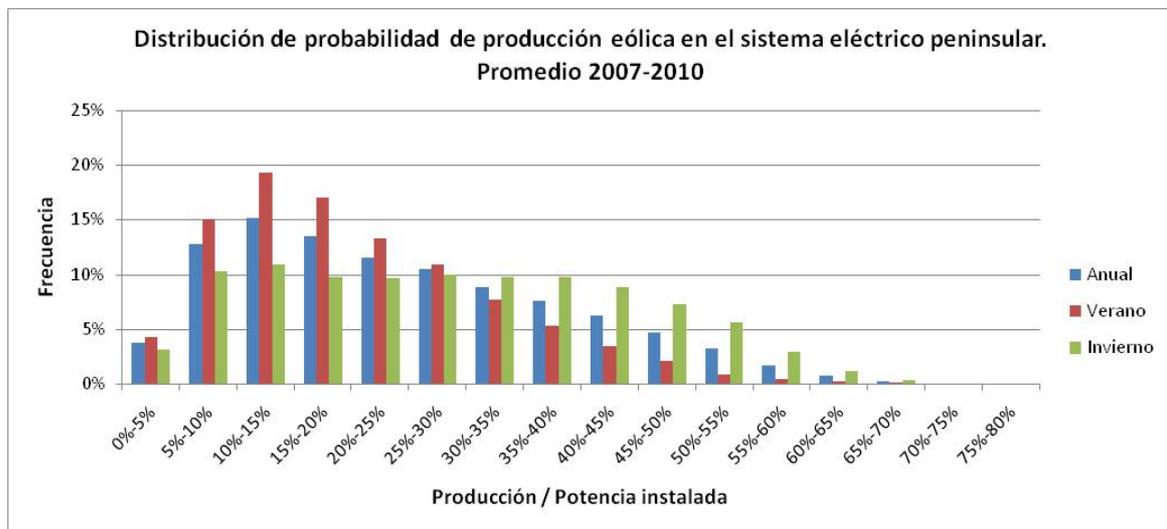
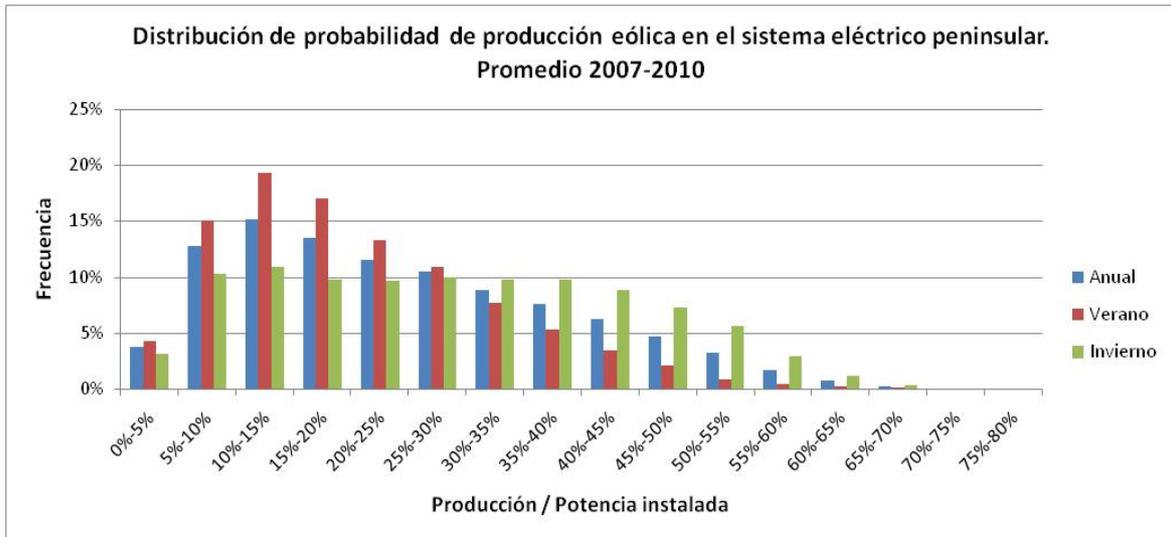


Figura 3.18. Distribución de probabilidad de generación eólica (2007 a 2010)

Para maximizar la integración de la mayor cantidad de generación de origen renovable es necesario avanzar en medidas que lo facilitan tanto de carácter técnico como regulatorio. Es importante resaltar que, como ya se ha indicado anteriormente, se ha avanzado sustancialmente, sobre todo en lo referente a los huecos de tensión. Así, recientemente, se han aprobado los reales decretos RD 1565/2010 y RD 1614/2010, que entre otros aspectos, recogen la obligación de cumplir los requisitos técnicos para hacer frente a los huecos de tensión por parte de las instalaciones eólicas y las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas para poder optar al esquema de remuneración a tarifa o a las primas; por otra parte, se actualiza la normativa respecto al control de energía reactiva por parte de las instalaciones del régimen especial, modificando tanto el factor de potencia de referencia que deben alcanzar como la bonificación y penalización por cumplirlo o incumplirlo. También se ha impuesto la obligación para todas las instalaciones de régimen especial con potencia inferior o igual a 10 MW de que se conecten a un mismo punto de la red y para las instalaciones cuya potencia agregada sea mayor a 10 MW a inscribirse en un centro de control que actúe como interlocutor ante el operador del sistema (a través del Centro de Control Régimen Especial, CECRE) y le remita información en tiempo real y ejecute las instrucciones que emita el operador del sistema para garantizar una operación segura del sistema eléctrico. Asimismo, todas las instalaciones con potencia superior a 1 MW o que formen parte de una agrupación con potencia superior a este nivel deberán enviar telemidas en tiempo real al operador del sistema.

Los retos futuros deben enfocarse a facilitar una integración segura de esta generación aportando visibilidad y contribuyendo a la seguridad del sistema, al permitir la posibilidad de control de la producción. Los avances logrados por la energía eólica en los últimos años deberán ser progresivamente asumidos por aquellas tecnologías que irán adquiriendo un papel significativo en el mix de generación.

Por la parte regulatoria, se deberá analizar el desarrollo de mecanismos que permitan optimizar el uso de las interconexiones y de las instalaciones de almacenamiento.

En la misma línea, la gestión de las tecnologías de almacenamiento deberá buscar una óptima integración de las energías renovables, asegurando un máximo aprovechamiento de los recursos primarios.

Por último, se destaca el papel que pueden jugar las nuevas cargas en la maximización de la integración de energías renovables. Los vehículos eléctricos que empezarán el periodo 2012-2020 con una presencia modesta, podrán tener un papel significativo al final del periodo. La carga masiva de un elevado consumo, dirigida por adecuados mecanismos en función de las condiciones del sistema, se perfila como una herramienta adicional para la máxima integración de recursos renovables, y la óptima eficiencia del sistema tanto técnica como económica.

d.4. Consideraciones sobre la generación eólica técnicamente admisible en los SEIE Baleares

El operador del sistema realizó en 2009 un estudio de estabilidad transitoria para determinar la generación renovable (eólica y fotovoltaica) técnicamente admisible en el sistema balear. Las principales conclusiones de dicho estudio fueron las siguientes:

- Dada la inexistencia de planes de desarrollo de energías renovables en Baleares en el momento del estudio, se estimó, en primer lugar, un volumen de régimen especial instalado atendiendo al criterio de máxima potencia instalada igual al 5% de la potencia de cortocircuito de cada nudo. En segundo lugar, se consideró que los generadores en régimen especial (eólicos y fotovoltaicos) podrían participar en los servicios de regulación potencia-frecuencia y cumplir con los requisitos técnicos descritos en el siguiente apartado relativo a Canarias. De esta manera, finalmente se estableció un escenario de estudio que contempla una integración renovable máxima de 540 MW impuesta por requerimientos de seguridad de cobertura (350 MW eólicos y 191 MW fotovoltaicos).
- Para dicho escenario de estudio y con todas las hipótesis consideradas, en todas las perturbaciones simuladas se observó una evolución admisible en la dinámica de las tensiones y de la frecuencia.
- Cabe destacar, sin embargo, que en las simulaciones con pérdidas de mercado toda la responsabilidad del mantenimiento de la estabilidad de la frecuencia recaía en las plantas futuras basadas en electrónica de potencia. En efecto, la condición de maximizar la producción con fuentes de energía renovable sin garantía de potencia llevaría, en el límite, es decir en valles con alta producción renovable, a las plantas convencionales a sus mínimos técnicos quedando éstos sin reservas a bajar. Por consiguiente, en estos casos, toda la responsabilidad de la provisión de la reserva a bajar recaería sobre las futuras plantas basadas en electrónica de potencia.
- Las conclusiones obtenidas para el caso de valle son aplicables a la punta, no obstante, ésta mantiene proporciones de generación convencional mayor que el valle por lo que las

condiciones de funcionamiento son bastante menos exigentes desde el punto de vista de los requisitos técnicos exigibles a las nuevas tecnologías.

En esta planificación, se ha considerado como máxima potencia de origen renovable instalada la considerada en los planes que actualmente está barajando el Gobierno Balear para el horizonte 2012-2020: 120 MW de generación eólica (100 MW en Mallorca y 20 MW en Menorca) y 250 MW de generación fotovoltaica. Al ser esta potencia instalada menor que la considerada en los análisis dinámicos realizados en 2009, las conclusiones del estudio anteriormente mencionado siguen siendo válidas. Con respecto a los estudios estáticos, se han considerado dos hipótesis de eolicidad que resultan más extremas que en la Península debido a la posible simultaneidad de producción. Por lo tanto se concluye que tanto desde el punto de vista estático como dinámico la generación de origen renovable considerada y mencionada anteriormente es admisible en el sistema balear.

Canarias

En los sistemas eléctricos de las Islas Canarias se han tenido en cuenta los 1025 MW eólicos que el Plan Energético de Canarias (PECAN), publicado en junio de 2006, preveía que estuviesen instalados en Canarias en 2015 (incluyendo los 136 MW existentes en la actualidad). Este plan incluía asimismo una distribución de la instalación de dicha potencia eólica prevista por islas y por horizontes (Tabla 3.38.).

Año	Gran Canaria	Lanzarote – Fuerteventura	Tenerife	El Hierro	La Gomera	La Palma	Total
2008	130	44,6	124,3	0,1	2,2	7,8	309
2011	272	99	253	10	5	17	656
2015	411	162	402	14	8	28	1025

Tabla 3.38. Generación eólica prevista en el PECAN (MW), incluida la ya existente

La potencia objetivo presentada en la Tabla 3.38, una vez descontada la potencia actualmente instalada, va a ser adjudicada mediante dos concursos. El primero, con una potencia ofertada de 485 MW, cubre hasta 2011 y ya ha sido adjudicado. Este concurso constaba, a su vez, de dos concursos independientes: 440 MW para parques destinados a verter toda su energía a la red y 45 MW para parques con consumos asociados. Las potencias adjudicadas han sido las que se recogen en la Tabla 3.39. Los emplazamientos previstos para estos parques coinciden fundamentalmente con las zonas donde se encuentran los parques instalados actualmente, que, a su vez, son las zonas de mayor potencial eólico.

	Parques eólicos con vertido total de la energía	Parques eólicos con consumos asociados	TOTAL
Gran Canaria	192 MW	21 MW	213 MW
Tenerife	170 MW	15,5 MW	185,5 MW
Lanzarote-Fuerteventura	67 MW	7 MW	74 MW
La Palma	7 MW	1,5 MW	8,5 MW
La Gomera	4 MW	-	4 MW
TOTAL	440 MW	45 MW	485 MW

Tabla 3.39. Potencia eólica objetivo Canarias adjudicada en el primer concurso

El segundo concurso, con una potencia ofertada de 400 MW, cubrirá hasta el año 2015. La separación en dos concursos permitirá valorar, con carácter previo al segundo, la necesidad de exigir a las instalaciones eólicas requisitos técnicos, adicionales a los vigentes en la actualidad y así garantizar una integración segura y eficiente.

Dado el significativo volumen de instalación de renovables (eólica y fotovoltaica) previsto en los sistemas canarios, podrán producirse situaciones en las que el sistema no pueda integrar toda la energía disponible de renovables (situaciones de mayor producción que demanda). El operador del sistema estima que, con la potencia prevista en el PECAN, el riesgo de limitación de la producción renovable podría oscilar entre 46 y 370 GWh/año, es decir entre un 2% y un 17% del producible eólico (en función de las hipótesis consideradas de evolución de demanda, mix de generación, sistemas de almacenamiento, etc.).

Sin embargo la integración en paralelo a las renovables de sistemas de almacenamiento, facilitará una óptima integración de éstas, asegurando un máximo aprovechamiento de los recursos primarios. Así, de los estudios elaborados por el operador del sistema, se desprende que la incorporación de instalaciones de turbinación-bombeo en los sistemas insulares permitiría la disminución de la limitación de la producción renovable entre un 72% y un 100% (en función del sistema considerado), alcanzándose un nivel de participación de la generación renovable en el despacho de generación igual o superior a un 30 %.

Por otro lado, una integración importante de renovables en el sistema supone el desplazamiento masivo de la generación convencional, que presta servicios imprescindibles para la operación segura del sistema. Por ello, las nuevas instalaciones renovables deberán adquirir la responsabilidad de aportar estos servicios de operación, necesarios para garantizar el suministro. Los estudios realizados hasta la fecha por el operador del sistema indican que se deberán exigir los siguientes requisitos:

- Capacidad de funcionamiento en unos rangos de tensión y frecuencia determinados.
- Control dinámico de la tensión durante las perturbaciones, al estilo de los AVR (Automatic Voltage Regulator) de los generadores convencionales, de manera que se inyecte corriente reactiva durante los cortocircuitos. De este modo se asegura su contribución activa al sostenimiento de las tensiones del sistema durante los cortocircuitos y la posterior recuperación, evitando una profundización y extensión temporal de los huecos de tensión.
- Control de la tensión en el régimen permanente similar a la generación convencional a la que desplaza.
- Capacidad de regulación potencia-frecuencia y ciertos requisitos de control de potencia.

Finalmente, en cuanto a los estudios del presente proceso de planificación y debido al retraso acumulado en la instalación de la generación eólica prevista en el PECAN, se ha considerado que los 1025 MW del plan estarían disponibles en el horizonte 2020. Esta potencia se ha distribuido geográficamente en cada una de las islas entre las ubicaciones resultantes del primer concurso y de forma proporcional al resultado de éste. Al igual que en el sistema balear, en los estudios estáticos se han tenido en cuenta dos hipótesis de eolicidad más extremas que en la Península.

3.5.10. Necesidades adicionales de elementos de control de reactiva

La red de transporte carece en estos momentos de elementos de control suficientes para mantener el nivel de tensión de la red de transporte en niveles compatibles con lo establecido en los Procedimientos de Operación y, en cualquier caso, en valores que aseguren, con suficiente margen de seguridad, la integridad del aislamiento de la aparamenta. Resultan muy habituales valores de tensión entre 420 y 430 kV, pese a que sistemáticamente se utilizan todos los recursos de absorción de reactiva disponibles. Más aún, puesto que el recurso ofrecido por las reactancias existentes se agota durante la mayor parte de los valles es necesario abrir líneas de transporte para evitar su inyección de reactiva. Así, el número de líneas de la red de transporte desacopladas como último recurso para controlar la tensión está en torno a 60, habiendo llegado en determinadas

situaciones a un máximo de 90 Naturalmente, la práctica habitual de la apertura de líneas, y más a este nivel, es indeseable puesto que se pone en riesgo la seguridad del sistema, ya que implica un desmallado del mismo, además de agotar la capacidad de control de tensión.

El riesgo en el que se incurrirá, en caso de no tomar medidas urgentes para el control de tensiones es que en un futuro cercano se produzcan fallos en la aparamenta relacionados con un envejecimiento prematuro del aislamiento, el aumento de averías y una disminución de la fiabilidad del servicio. Las tensiones excesivamente altas podrían incluso ocasionar, en casos extremos, fallos de la aparamenta y disparos de líneas o barras de subestaciones, con riesgo para la continuidad del servicio.

Factores que originan tensiones altas en el sistema

Son varios los factores que propician la aparición de tensiones elevadas en el sistema eléctrico. Aunque su peso es variable y dependiente de cada situación concreta, puede decirse que los más importantes son los siguientes:

- La extensión de la red necesaria para incorporar el alto volumen de energía renovable del sistema español y la necesidad de utilizar una gran parte de esta red con un nivel de carga bajo. Puesto que el número de horas anuales equivalentes con que operan las instalaciones eólicas es de unas 2200, es evidente que el nivel de carga medio que resulta es del 25%. Naturalmente, las líneas de transporte funcionando a bajas cargas generan un volumen importante de potencia reactiva.
- Los desarrollos en cable realizados y previstos en zonas urbanas con una elevada densidad de demanda acentúan la necesidad de elementos de control de tensiones. A modo de ejemplo comentar que 100 km de cable de 220 kV aportan la misma reactiva al sistema que 600 km de línea aérea de 400 kV. A este hecho se añade el de que no se pueden desacoplar los cables de 220 kV, que están en las ciudades, sin poner en riesgo la seguridad de suministro (además estos cables, en general, alimentan subestaciones no malladas).
- El incremento de la participación del régimen especial en la cobertura de la demanda desplazando al régimen ordinario pero sin participar del mismo modo en el control de tensiones del sistema.
- Incumplimientos de los requisitos obligatorios establecidos en el P.O. 7.4¹⁸ en especial en las fronteras transporte-distribución en nudos situados en zonas urbanas, motivados por los desarrollos en cable ya mencionados.

A la vista de lo expuesto, cabe mencionar que las necesidades de abrir más líneas por control de tensión, en algún caso particular, pudiera llevar a limitaciones a la generación eólica. En este sentido también conviene recordar que ya se han registrado pérdidas de hasta 600 MW de producción eólica como consecuencia de sobretensiones.

Situación especialmente grave en la zona de Madrid.

Los factores antes citados se concentran de forma particularmente intensa en la zona de Madrid puesto que:

- En esta zona se presenta un gran déficit de producción (consumo que alcanza valores superiores a 6000 MW y generación prácticamente nula).
- La carencia de generadores en la zona supone a su vez la ausencia de elementos de control de tensión en la zona.

¹⁸ Servicio complementario de control de la tensión de la red de transporte

- Parte importante de la red de 220 kV soterrada, con una producción de reactiva de más de 1.000 Mvar que han de ser evacuados hacia la red de 400 kV.
- Imposibilidad de abrir líneas para reducir su aportación de reactiva (ni los cables de 220 kV ni las líneas aéreas de 400 kV que llegan a Madrid pues se reduciría la fiabilidad del suministro y, además, si se dejase de evacuar por estas líneas el excedente de reactiva las tensiones subirían más todavía).

Por todo ello y con objeto de garantizar la seguridad del suministro eléctrico, se considera particularmente necesario proceder a la instalación de un número importante de reactancias en la zona de Madrid. Además de las reactancias ya incluidas en la Planificación 2008-2016, los diferentes estudios realizados, tanto en base a situaciones reales ya ocurridas como previstas, concluyen la necesidad de instalar en el sistema de transporte al menos tres reactancias más de 100 MVar (220 kV) y una de 150 Mvar (400 kV).

Reactancias necesarias

Además de las reactancias recogidas en la Planificación 2008-2016 que se encuentran pendiente de instalación (ver Anexo 3.I), son necesarias al menos 9 reactancias de 150 Mvar y 9 de 100 Mvar. La ubicación definitiva de las reactancias podría variar a la vista de la evolución de la generación y de la demanda y en función de la viabilidad física definitiva.

Puesto que los requisitos obligatorios que se establecen en el P.O. 7.4 no se cumplen en su integridad, las necesidades de reactancias del sistema son mayores. Resulta muy complejo evaluar en qué medida las necesidades de reactancias serían menores si los citados requisitos se cumpliesen íntegramente puesto que el número de puntos de conexión de la generación convencional y especialmente de la distribución es muy elevado, el número de localizaciones para reactancias es pequeño y el número de situaciones ocurridas y posibles para el futuro es enorme. Con todas estas precauciones, los estudios realizados permiten afirmar aunque sea de forma solamente aproximada, que los incumplimientos de los requisitos obligatorios establecidos en el P.O. 7.4 han incrementado las necesidades de reactancias planificadas en hasta 10 unidades de 150 Mvar,

Nuevo equipo SVC/STATCOM para control de tensiones altas y de fluctuaciones de tensión

Bajo la consideración de proyecto piloto por ser la primera instalación de esta tecnología, se va a estudiar la posibilidad de instalar un dispositivo tipo SVC/STATCOM en una subestación de la red de transporte en la que se den las siguientes circunstancias:

- Se hayan registrado tensiones altas ante contingencia
- Se hayan producido fluctuaciones importantes de tensión (por ejemplo por variaciones importantes de los flujos de potencia)

La tecnología a instalar, SVC o STATCOM, dependerá de la problemática específica asociada en cada una de las subestaciones y de las prestaciones que ofrece cada tecnología. Principalmente destacar que, ante bajas tensiones, la capacidad de compensación de reactiva del STATCOM es superior a la del SVC.

La ubicación final de este dispositivo se decidirá en el curso del citado proyecto piloto, pero ya se dispone de un número de nudos candidatos:

- Benahadux 220 kV: por fluctuaciones importantes de la tensión

- Mesón 220 kV: por fluctuaciones importantes de la tensión
- Fuendetodos 400 kV: por tensiones elevadas ante contingencia
- Hernani 400 kV: por subtensiones ante contingencia

La capacidad nominal del dispositivo a instalar se definirá en el curso del proyecto piloto pero cabe indicar como valor preliminar que uno de los diseños más sencillos podría tener una capacidad variable entre 0 Mvar y 150 Mvar (inductivos o capacitivos) por módulo.

Naturalmente, la ubicación y capacidad final de este dispositivo influenciará a su vez en la ubicación óptima de las reactancias.

En cuanto a control de tensión, las ventajas de los SVC y STATCOM frente a las tradicionales reactancias y condensadores conectados mecánicamente consisten en la posibilidad de controlar de modo continuo la potencia reactiva absorbida o inyectada por el SVC/STATCOM en lugar del control tipo todo o nada en las reactancias y condensadores. Además, los dispositivos SVC/STATCOM permiten una gestión rápida de la potencia reactiva en caso de contingencia. Esta capacidad de regulación permite hacer frente a las oscilaciones de tensión mitigándolas. De manera similar, el control continuo de la potencia reactiva absorbida permite controlar mucho mejor la tensión en nudos en los que la sensibilidad tensión-potencia reactiva es elevada, contribuyendo en ambos casos a la seguridad del sistema y a la calidad de servicio.

3.6. INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS A CONSTRUIR

3.6.1. Programa de infraestructuras por zonas geográficas

Los análisis de comportamiento de red realizados han puesto de manifiesto el conjunto de puntos débiles previsibles en la red de transporte para alcanzar las necesidades requeridas en el año 2020, lo que ha permitido una evaluación de las alternativas de desarrollo asociadas a la solución de los mismos. Como resultado de esta evaluación, se recopilan en este capítulo las distintas actuaciones de desarrollo de red que es necesario llevar a cabo hasta 2020. El detalle de estas actuaciones se encuentra recogido en el Anexo I.

Dentro de las actuaciones necesarias, se han considerado los refuerzos de la red de transporte que se derivan del conjunto de solicitudes de acceso a la misma, de generación y demanda.

Para presentar de manera ordenada las propuestas de desarrollo, se destaca el carácter fundamental de las actuaciones según las siguientes categorías generales:

- Mallado de red de transporte, que incluye actuaciones que proporcionan un desarrollo estructural de la red
- Desarrollo de las interconexiones internacionales
- Apoyo a la demanda, que incluye las actuaciones asociadas al refuerzo del interfaz entre los distintos niveles de transporte y apoyo transporte-distribución
- Conexión local de nueva generación, que incluye las actuaciones puntuales imprescindibles para asegurar la conexión de cada uno de los generadores, diferenciándose entre régimen ordinario y régimen especial
- Soluciones móviles (posiciones, transformadores, cables) necesarias para dar una respuesta rápida y flexible ante situaciones de emergencia en el sistema y que evitan sobredimensionar la red de transporte.

No se han incluido los transformadores de evacuación de generación. Sin embargo, pese a no ser instalaciones de transporte, dada su relevancia en el sistema, se han identificado los transformadores de distribución 400/132-110 kV si bien no se consideran en las valoraciones económicas (por no formar parte de la Red de Transporte).

En las unidades de transformación, además de las unidades necesarias desde el punto de vista estricto del cumplimiento de criterios de planificación, se han incluido tanto unidades de reserva estratégica (principalmente, en zonas de gran consumo) como unidades móviles. En ambos casos estas unidades responden a la necesidad de salvaguardar al sistema frente a situaciones de indisponibilidad prolongada de alguna unidad, retraso en la puesta en servicio de nuevas unidades programadas e incrementos no previstos de la demanda. Pero, mientras las unidades de reserva estratégica permiten un apoyo casi inmediato al estar ya ubicadas en diferentes subestaciones del sistema, las unidades móviles presentan mayor flexibilidad al tratarse de unidades cuyo transporte es menos problemático (debido a su tamaño) y que pueden sustituir tanto unidades monofásicas como trifásicas.

Respecto de las unidades de reserva estratégica se contemplan dos tipos: politrafos 400/220/132-110 kV de 500÷280 MVA y unidades monofásicas 400/220 kV de 200 MVA. Las primeras se instalarán en Almaraz y Grado, mientras que las segundas irán en Vic, La Roda de Andalucía y Pinar del Rey.

Las unidades móviles contempladas son: En la península 6 unidades monofásicas (3 de 200 MVA y 3 de 100 MVA) mientras que en los sistemas eléctricos insulares, tanto para Baleares como para Canarias, tres transformadores monofásicos (220/66 kV de 135 MVA).

Dentro del programa de nuevas actuaciones hay un conjunto de instalaciones que vienen a solventar los puntos débiles que para el sistema representan la existencia en la red de transporte de subestaciones con una configuración de simple barra y las conexiones en T. Como se ha puesto de manifiesto en el apartado 3.5.2 referente a la calidad de servicio en la red de transporte, este tipo de instalaciones intervienen de una forma significativa dentro de los incidentes que provocan interrupciones de suministro. Por otro lado, tal y como se establece en el apartado 3.5.8 de criterios de desarrollo topológico de la red de transporte, las subestaciones existentes de simple barra que se amplíen alcanzando cuatro o más posiciones, deberán evolucionar a una configuración de las recogidas en el P.O. 13.3.

En consecuencia, en este documento se propone la ampliación y adecuación de un conjunto de subestaciones existentes de simple barra que han sido consideradas como críticas, desde el punto de vista de la operación del sistema, quedando pendiente para etapas posteriores otro conjunto de subestaciones con menor grado de criticidad. La propuesta de adecuación de subestaciones de simple barra queda pendiente de su viabilidad de ejecución.

Los desarrollos de la red de transporte previstos para el periodo 2011-2020 responden principalmente a las siguientes necesidades:

Sistema peninsular

- Desarrollo de la red de 220 kV que incrementa la seguridad y garantía del suministro en:
 - La zona costera entre Valencia y Alicante, supliendo las carencias de las redes de transporte y distribución
 - La zona costera de Castellón
 - Las provincias de Badajoz y Cáceres, mejorando la calidad del suministro en las capitales de ambas provincias
 - La zona costera entre Málaga y Granada, para apoyar al suministro.
 - La zona costera del sur de Cádiz, mejorando el apoyo a las redes de distribución
 - Córdoba completando un anillo en 220 kV, en Jaén reforzando el mallado en la zona de Andujar y en Málaga reforzando el mallado en la zona costera
 - Las zonas costeras de A Coruña y Vigo, para apoyar a la creciente demanda
 - En Castilla y León apoyo a la demanda en Valladolid y la zona de Ágreda-Ólvega.
 - Navarra y La Rioja donde se plantea un nuevo eje que da apoyo a mercados locales al tiempo que supone un refuerzo estructural de la red de 220 kV
 - Las áreas metropolitanas de Madrid, Barcelona, Valencia y Sevilla, y otras áreas del País Vasco y Castilla y León donde se plantean desmallados que reduzcan el valor de las corrientes de cortocircuito futuras hasta valores admisibles
 - Cantabria oriental (Cicero y Vallegón), para apoyar el suministro de la zona
 - En distintos puntos repartidos por toda la península, permitiendo la conexión a la red de transporte de nuevas demandas e incrementando el apoyo a las redes de distribución.
- Refuerzo de las conexiones internacionales con Portugal mediante dos nuevos ejes de 400 kV uno al norte y otro al sur, y con Francia mediante un nuevo enlace por los Pirineos Orientales ya definido y previsto en el corto plazo, además de una nueva

interconexión (enlace HVDC) a medio plazo por el Golfo de Vizcaya y otra más a largo plazo a través del Pirineo Central, cuyos trazados todavía están por definir.

- Alimentación de nuevos ejes ferroviarios del TAV desde la red de transporte de 400 kV y 220 kV
- Refuerzos estructurales en la red de 400 kV en:
 - Sevilla, completando el anillo de 400 kV por el oeste
 - Levante, acercando la red de 400 kV a las áreas costeras
 - Ciudad Real y Albacete, mallando el sistema a la altura de las poblaciones de Manzanares y Albacete, asociado a la evacuación de generación de origen renovable.
 - Castilla y León, con el nuevo eje entre Galicia y Madrid (SUMA), un doble circuito Mudarra-Tordesillas 400 kV y un nuevo eje Almazán-Medinaceli 400 kV.
 - A Coruña que mejoran las posibilidades de evacuación de la central de Sabón, P.G. Rodríguez y su vez se acerca la red de 400 kV a la costa para apoyar a las redes de distribución.
 - Galicia con el mallado con los ejes entre Asturias, Castilla y León y Portugal.
 - Asturias, con un nuevo eje de 400 kV que desde la costa se conecta a la red mallada y que sirve para mejorar las posibilidades de evacuación de nueva generación y dar apoyo a las redes de distribución
 - La zona norte de España, con el denominado eje norte entre Galicia y el País Vasco, con continuación hacia Navarra y Aragón, lo cual refuerza el eje entre el Cantábrico y el Mediterráneo.
 - En Cataluña desarrollo del 400 kV en el área metropolitana con el eje Viladecans-Desvern-Gramanet de Barcelona para el apoyo mediante transformación 400/220 kV a la red de 220 kV de la zona. Este apoyo es imprescindible para poder compaginar la garantía de suministro con la limitación de la potencia de cortocircuito de la zona. Todas las actuaciones que implican el desarrollo del 400-220 kV de Desvern están asociadas, pues unos cambios topológicos implican otros. Mallados entre la CA de Aragón y con objeto de mejorar la evacuación de la generación prevista en Aragón, tanto de ciclo combinado como de régimen especial, así como de reforzar la alimentación de Valencia.
 - Nuevo desarrollo de red en Cataluña en 400 kV y 220 kV en la zona de Els Aubals y La Secuita aprovechando el trazado del actual eje Escatron-Tarragona 220 kV hasta La Selva. Distintos puntos de la península que mejoran e incrementan el apoyo entre las redes de 400, 220 y 132/110 kV.
 - Refuerzo del mallado de la red de 400 kV entre la CA de Aragón y la CA Valenciana con objeto de mejorar la evacuación de la generación prevista en Aragón, tanto de ciclo combinado como de régimen especial, así como de reforzar la alimentación de Valencia.
 - Soluciones móviles: En el sistema peninsular resultan necesarias 3 unidades monofásicas de transformación 400/220/132÷110 kV de 100 MVA y otras 3 de 200 MVA montadas sobre carretones que permiten un transporte rápido sin permisos especiales. De esta forma, se consigue una respuesta muy rápida ante cualquier incidente y la flexibilidad de montar un banco de 300 MVA con 3 unidades o un banco de 600 MVA con las otras tres unidades.
- Incremento del número de unidades de transformación 400/220 kV y 400/132-110 kV, repartidas por toda la península, que mejoran e incrementan el apoyo entre las redes de transporte y entre la red de transporte y distribución

Sistema balear

- Refuerzo de la red para conectar los distintos sistemas insulares entre sí mediante enlaces submarinos adicionales.
- Refuerzo y mallado de la red de 220 kV de Mallorca, con su ampliación por el suroeste.
- Refuerzo de la red de Ibiza mediante el cambio de tensión de parte de la red de 66 kV a 132 kV.
- Las soluciones móviles son más críticas en los sistemas insulares puesto que se trata de sistemas más débiles desde el punto de vista eléctrico. Así, en Baleares resultan necesarias para la reconstrucción de subestaciones y líneas en situaciones de emergencia 9 posiciones móviles de subestaciones de tecnología GIS (3 de 66 kV y 3 de 132 kV, un transformador móvil 220/132/66 kV y 1,6 km de cable aislado de 66 kV preparado en bobinas móviles)

Sistema canario

- Refuerzo de la red de 220 kV en Gran Canaria y de la de 132 kV en el sistema Lanzarote-Fuerteventura. La red de 220 kV de Tenerife ya quedó reforzada con la modificación de la red a raíz de la tormenta tropical Delta.
- Refuerzo de la red para conectar los sistemas de Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria entre sí mediante enlaces submarinos adicionales.
- Soluciones móviles: las soluciones móviles son más críticas en los sistemas insulares puesto que se trata de sistemas más débiles desde el punto de vista eléctrico. Así, en Canarias resultan necesarias para la reconstrucción de subestaciones y líneas en situaciones de emergencia: 12 posiciones móviles de subestaciones de tecnología GIS (11 de 66 kV y 1 de 132 kV, un transformador móvil 220/132/66 kV y 3,2 km de cable aislado de 66 kV preparado en bobinas móviles)

Las actuaciones descritas de forma genérica en los párrafos anteriores se muestran a continuación de manera pormenorizada y gráfica, en distintas representaciones geográficas de las diferentes zonas del sistema eléctrico español.

a) Zona noroeste: Galicia

El desarrollo de la red en Galicia viene dado principalmente por la necesidad de:

- Interconexión con Portugal

Para incrementar la capacidad de interconexión y la seguridad de operación, se malla la red de 400 kV de los sistemas español y portugués en la zona del río Miño mediante los refuerzos ya aprobados en el Programa Anual de noviembre de 2010, contemplando nuevas subestaciones de 400 kV en Boboras y O Covelo.

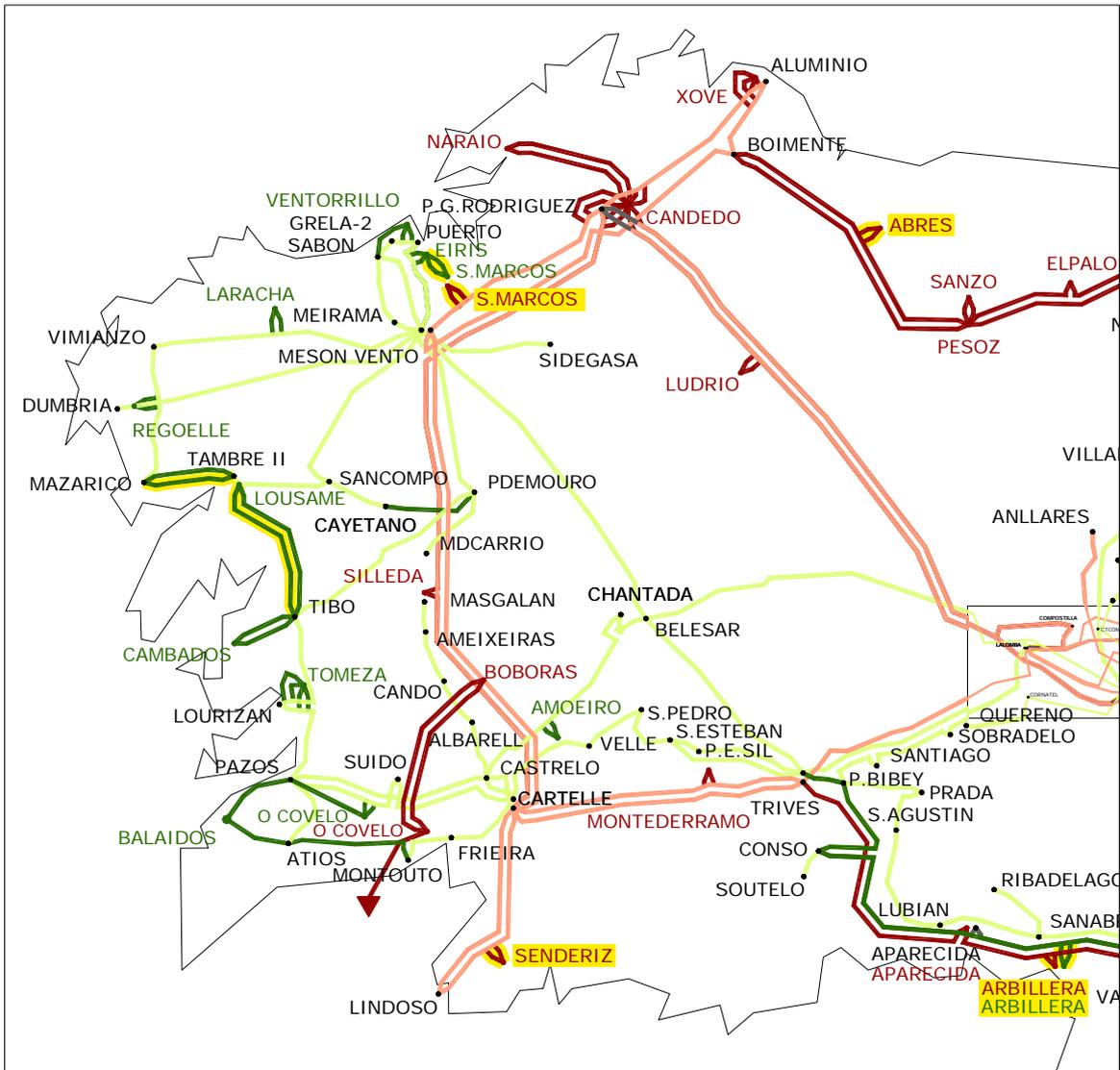
- Refuerzos de alimentación a la demanda
 - En A Coruña mediante las nuevas subestaciones de Naraío 400 kV, San Marcos 400 kV y San Marcos 220 kV. Con las líneas de entrada/salida asociadas y conexiones Candedo-Naraío 400 kV, Sabón-Ventorrillo 220 kV y D/C San Marcos-Eirís 220 kV.
 - En Pontevedra mediante las nuevas subestaciones de Tomeza 220 kV, Cambados 220 kV y Balaídos 220 kV. Refuerzo de la alimentación a Vigo mediante las conexiones Atios-Balaídos-Pazos 220 kV y O Covelo-Pazos 220 kV. La subestación Nuevo Vigo 220 kV se elimina por inviabilidad física.
 - En Lugo mediante las nuevas subestaciones Xove 400 kV y Ludrio 400 kV.

- Ampliaciones de subestaciones para Apoyo a la red de distribución (ApD) en Boimente 400 kV, Sidegasa 220 kV, Lourizán 220 kV, Santiago de Compostela 220 kV, Regoelle 220 kV y La Grela 2 220 kV.
-
- Alimentación de los trenes de alta velocidad (TAV)
 - TAV Vigo-A Coruña. Nueva subestación Tomeza 220 kV y ampliaciones en Santiago de Compostela 220 kV y Meirama 220 kV.
 - TAV Orense-Santiago de Compostela. Nuevas subestaciones Silleda 400 kV y Amoeiro 220 kV.
 - TAV Olmedo-Ourense. Ampliación en Conso 220 kV.
- Mallados de la red de transporte
 - Construcción en doble circuito del eje Mazaricos-Lousame-Tibo 220 kV.
 - Candedo 400 kV: para resolver los problemas de máxima concentración de generación en la subestación existente P.G.R.
- Evacuación de generación renovable

Se contemplan ampliaciones para evacuación de generación en régimen especial (EvRE) en las subestaciones de Boimente 400 kV, Silleda 400 kV, Xove 400 kV, Ludrio 400 kV, Tibo 220 kV, Chantada 220 kV, Lousame 220 kV, Regoelle 220 kV, Frieira 220 kV y Mesón do Vento 220 kV.
- Evacuación de generación de generación de régimen ordinario

Para la evacuación/alimentación de generación de régimen ordinario hidráulica del tipo turbinación/bombeo se destinan las nuevas subestaciones de Montederramo 400 kV y Senderiz 400 kV, así como las ampliaciones de San Pedro 220 kV, San Esteban 220 kV, Belesar 220 kV y Lousame 220 kV.
- Repotenciones
 - La línea Regoelle-Mesón 220 kV que requiere el cambio de conductor.
 - La línea Candedo-Ludrio-Montearenas 400 kV y las líneas de 220 kV Vimianzo-Regoelle-Mazaricos y Lousame-Santiago de Compostela para aumentar la capacidad de evacuación de generación eólica.

La siguiente figura presenta las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2011-2020.



PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2020			
Fecha: 06 / 2011			
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV	Línea c.c.
En operación:	● ●	— —	— —
Incluidas Planificación 2008-2016:	● ●	— —	— —
Incluidas Planificación 2012-2020:	● ●	— —	— —
Dadas de baja:	● ●	— —	— —

Figura 3.19. Actuaciones planificadas en la zona noroeste: Galicia. Periodo 2011-2020

b) Zona norte: Asturias, Cantabria y País Vasco

El desarrollo de la red en estas Comunidades Autónomas viene dado principalmente por la necesidad de:

- Interconexión con Francia

Se plantea una nueva línea de interconexión submarina en corriente continua que, atravesando el Golfo de Vizcaya, una los sistemas español y francés desde una subestación de la red de 400 kV del País Vasco aún por definir. Una definición más exacta de esta actuación y su horizonte temporal está siendo analizada conjuntamente por los operadores de los sistemas de España y Francia y será aprobada de mutuo acuerdo por los gobiernos de ambos países. Esta nueva interconexión complementaría a la interconexión oriental (en construcción), a través de Cataluña, y permitiría alcanzar cerca de 5.000 MW de intercambio entre España y Francia a medio-largo plazo.

Adicionalmente, se incluyen diversas actuaciones internas, principalmente repotenciaciones de líneas y un nuevo transformador 400/220 kV en Gatica, que permiten evitar las restricciones internas al uso óptimo de una nueva interconexión.

- Mallado de la red de transporte

- Para facilitar la evacuación de la generación localizada en Asturias y apoyar el mercado local se planifica el mallado de la red de transporte de Asturias con el resto de la península con la ejecución del eje de interconexión con Asturias (ASGA) formado por el D/C de 400 kV Boimente-Pesoz-El Palo-Salas-Grado, la línea de interconexión con Cantabria Soto-Penagos 400 kV y con Castilla y León mediante el eje Sama-Velilla 400 kV.
- Nuevo eje de D/C de 400 kV Gozón-Reboria-Costa Verde- -Sama/Velilla, que permitirá cerrar un anillo de 400 kV en la zona central de Asturias
- Se elimina de la planificación la subestación Valle del Nalón por no ser necesaria para evacuar la generación hidráulica ubicada en Tanes 132 kV. En la planificación 2008-2016 se había previsto la utilización de la traza de las líneas de 132 kV que llegan a Tanes para la construcción de las líneas de 400 kV que forman parte del anillo de Asturias. Sin embargo, las de 400 kV se han tramitado por otra traza diferente a la de las actuales líneas de 132 kV.
- La repotenciación del eje Soto-Silvota-Tamón 220 kV con cambio de apoyos y de conductor
- Eliminación de la T1 La Jara y T2 La Jara, que son sustituidas por una nueva conexión en entrada/salida de la subestación La Jara 220 kV.
- Eliminación de la T Güeñes 220 kV, y nueva línea Gueñes-Luminabaso 220 kV, que permite por una parte mantener las subestaciones de Basauri y Sidenor, cuya renovación es inviable, fuera de un eje principal de la red de transporte, y por otra parte, mejora la seguridad de suministro y la potencia de cortocircuito de Luminabaso 220 kV, subestación asociada al tren de alta velocidad.
- Revisión de la alimentación de Vallegón 220 kV, y nuevo eje Cicero-Vallegón 220 kV que permite el mallado de ambas subestaciones, reforzando así su seguridad de suministro.
- Nuevo parque blindado en Elgea 220 kV, que permite las ampliaciones necesarias en esta subestación, ante la inviabilidad de ampliaciones convencionales y de renovar la subestación.

- Actuaciones destinadas a limitar la potencia de cortocircuito en la zona de Gueñes (mediante la realización de un binudo) e Ichaso (mediante desmallado de la red de 220 kV)
- Nueva subestación de Sama y modificación de la línea D/C Lada Velilla:
 - Se incorpora una nueva subestación próxima a la actual Lada, denominada Sama, que recoge todas las instalaciones de transporte planificadas en Lada, sin perjuicio de la funcionalidad actual y futura de las instalaciones de generación y distribución existentes y proyectadas en el emplazamiento de Lada.
 - Con respecto a la línea Lada-Velilla se efectúan las siguientes modificaciones topológicas:
 - Un doble circuito Sama-Velilla 400 kV.
 - Entrada/salida en el segundo circuito de la línea Sama-Velilla 400 kV del D/C procedente de Reboria-Costa Verde.
- Sustitución de un politrafo 400/220 kV (500 MVA) previsto en Vitoria, por un transformador convencional 400/220 kV (600 MVA).
- Apoyo a la demanda desde la red de transporte:
 - Nuevas subestaciones Gozón 400-220 kV y Reboria 400-220 kV con las conexiones asociadas D/C Gozón-Tabiella 220 kV y D/C Reboria-Carrió 220 kV.
 - Una nueva subestación en Villallana 220 kV, conectada en doble circuito con Caudal (anteriormente denominada Pereda II) y Soto, para compatibilidad de los accesos de demanda en Villallana y Ujo.
 - Costa Verde 400 kV (con alternativa en Serín 220 kV en caso de no llegar a tiempo con Costa Verde 400 kV, S., Ortiguero 220 kV, y Olarizu 220 kV, así como diversas ampliaciones de subestaciones existentes representan refuerzos de alimentación a distintos mercados locales.
 - Abres 400 kV es una nueva subestación para evacuación de generación eólica y apoyo a la red de distribución.
 -
- Facilitar la evacuación de la nueva generación de ciclo combinado en:
 - Tamón 400 kV, nueva subestación motivada por evacuación de generación, con transformación a una nueva subestación de Tamón 220 kV que permitirá dar apoyo a la demanda en la zona de Avilés, para lo cual es necesario también la repotenciación de la línea Soto-Trasona 220 kV, que actualmente está fuera de servicio en condiciones normales.
 - Torrelavega 220 kV, mediante un nuevo eje entre Torrelavega y Cacicedo, que permita la evacuación del nuevo ciclo combinado
- Facilitar la evacuación de generación de energía renovable en:
 - En Asturias, la nueva subestación de Abres 400 kV y con ampliaciones en diversas subestaciones existentes y planificadas de 400 kV y 220 kV.
 - Cantabria, mediante la ampliación de Aguayo 400 kV, Valdeolea 400 kV, Solórzano 220 kV y Cicero 220 kV, y en País Vasco mediante la ampliación de La Guardia 220 kV.

La Figura 3.20 presenta las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2011-2020.

c) Zona nordeste: Navarra, La Rioja, Aragón y Cataluña

El desarrollo de la red de transporte incluye las actuaciones necesarias que cumplen las siguientes funciones:

- Interconexión con Francia
 - Con el fin de cumplir el objetivo de medio plazo en cuanto a capacidad de intercambio y reforzar la interconexión con Francia, se planifica una nueva línea de interconexión por el Pirineo Central, aún pendiente de definición.
 - Repotenciación del eje Pobla-TForadada-Escalona 220 kV que debe tratarse de forma singular, porque implica modificaciones parciales del trazado en una zona de importante afección medioambiental como es la pirenaica.
 - Repotenciaciões de los ejes de 400 kV Calders-Isona y Garraf-La Secuita-Vandellós y del de 220 kV Adrall-Llavorsí-Pobla.
 - Nueva interconexión en 66 kV para apoyo desde Francia al suministro de la zona de la Cerdanya, que debe tratarse de forma singular por ser unos estándares de nivel de tensión no utilizados en la Península.
- Mallado de la red de transporte
 - Reconfiguración de la Zona Franca de Barcelona con la nueva subestación BZF 220 kV y nueva topología para facilitar la evacuación del régimen ordinario y facilitar un apoyo a la demanda de la zona.
 - Reconfiguración del eje de 400 kV entre Navarra y el País Vasco debido a las restricciones de ampliación de Ichaso 400 kV, y reconfiguración de la conexión de Dicastillo 400kV mediante una única entrada/salida en Castejón-Ichaso 400 kV.
 - Nuevo eje de 220kV Dicastillo- Los Paletones, entre Navarra y La Rioja.
 - Desarrollo del 400 kV en el área metropolitana con el eje Viladecans-Desvern-Gramanet de Barcelona para el apoyo mediante transformación 400/220 kV a la red de 220 kV de la zona. Este apoyo es imprescindible para poder compaginar la garantía de suministro con la limitación de la potencia de cortocircuito de la zona. Todas las actuaciones que implican el desarrollo del 400-220 kV de Desvern están asociadas, pues unos cambios topológicos implican otros.
 - Se propone el desarrollo de las nuevas subestaciones previstas en Can Rigalt 220 kV y Gavarrot 220 kV independientemente de las posibles bajas de Collblanc 220 kV y Sant Boi 220 kV
- Evacuación de generación
 - Apoyo a la evacuación de energía de régimen especial con la nueva subestación de Ivorra 220 kV, entrada/salida en la línea Pobla-Rubió 220 kV.
 - Repotenciación del doble circuito Moralets-Pont de Suert 220 kV y del doble circuito Pont-Pobla-Isona 220 kV, que requieren en el primer caso el cambio de conductor de simplex a duplex y en el segundo (doble circuito Pont-Pobla-Isona 220 kV) un conductor de alta temperatura. Estas dos actuaciones, que facilitan la evacuación del bombeo previsto deben tratarse de forma singular, porque cualquier otra solución supondría una importante afección medioambiental en la zona pirenaica.
- Refuerzos de alimentación a la demanda
 - Mejorar la garantía de suministro en Cinca 220 kV mediante una nueva conexión en 220 kV con Arnero 220 kV.

- Solución provisional para la alimentación a Facultats 220 kV y Valdoncelles 220 kV hasta la puesta en servicio de Can Rigalt 220 kV.
- Nueva subestación Reus II 220 kV para apoyo al 110 kV de la zona.
- Aumento de la capacidad de transformación 400/220 kV en las subestaciones de Vic y Mequinenza con la sustitución de unos transformadores por otros de mayor capacidad.
- Reducción de potencia de cortocircuito
 - Desmallado de las subestaciones de 220 kV de Begues y Viladecans
- Alimentación a mercados locales y TAV:
 - En el área de Barcelona aparecen nuevos mallados y puntos de apoyo al mercado local, como las subestaciones de Penitents, Terrassa y Lliça de Vall, o los cambios topológicos en torno a la subestación de Les Corts 220 kV.
 - Diversas ampliaciones de subestaciones existentes, que representan refuerzos de alimentación a distintos mercados locales.

Las siguientes figuras presentan las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2011-2020.

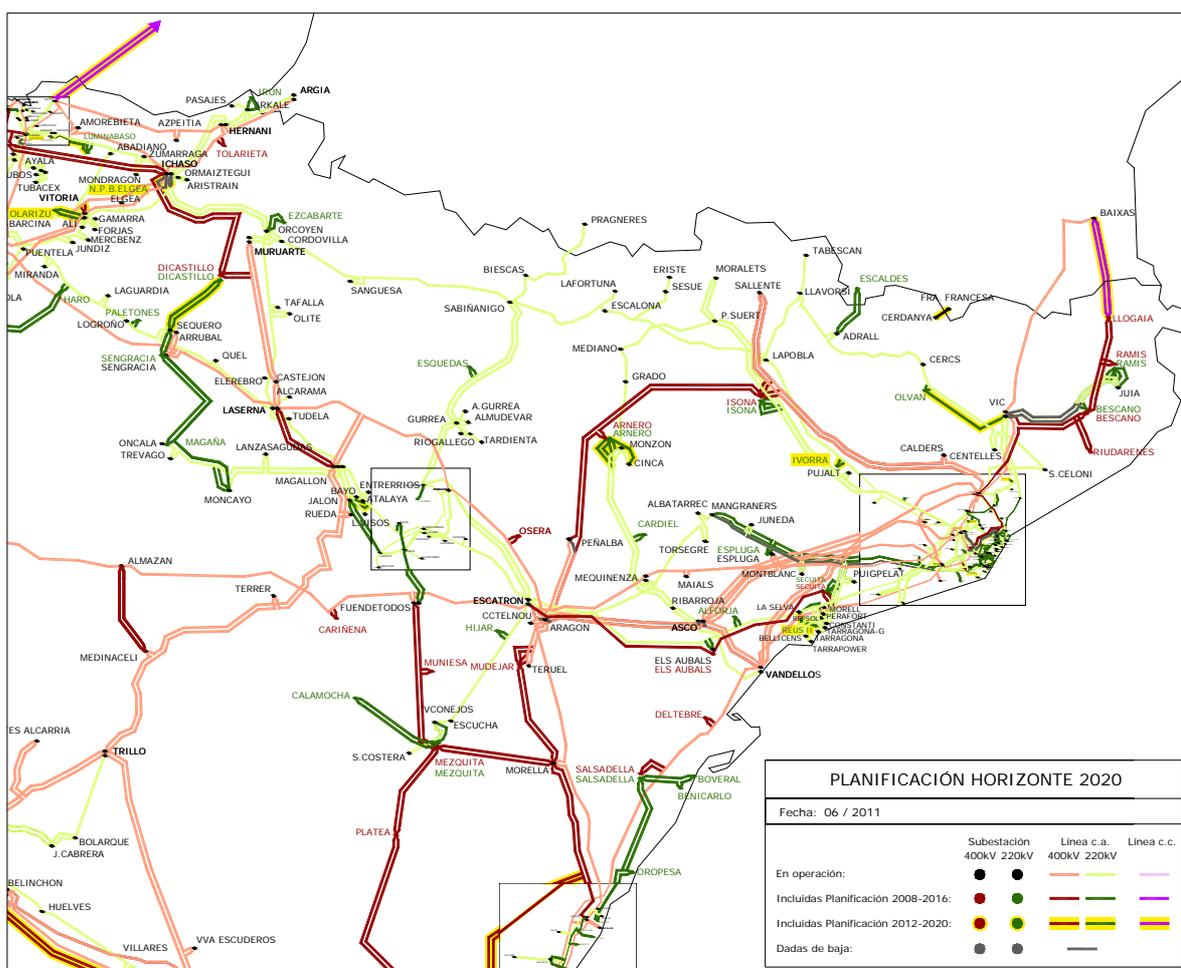
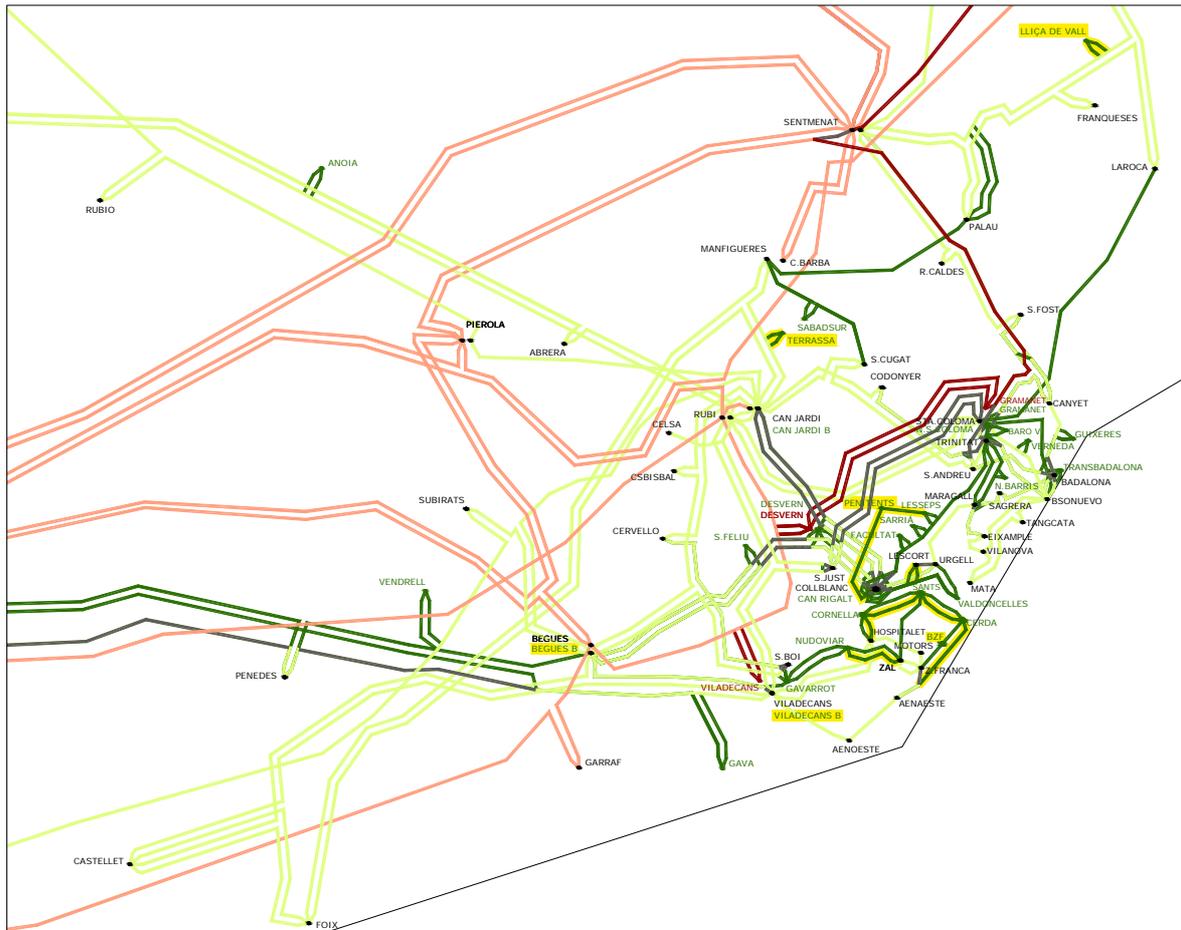


Figura 3.21. Actuaciones planificadas en la zona nordeste: Navarra, La Rioja, Aragón y Cataluña. Periodo 2011-2020



PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2020			
Fecha: 06 / 2011			
	Subestación 400kV 220kV	Línea c. a. 400kV 220kV	Línea c.c.
En operación:	● ●	— —	— —
Incluidas Planificación 2008-2016:	● ●	— —	— —
Incluidas Planificación 2012-2020:	● ●	— —	— —
Dadas de baja:	● ●	— —	— —

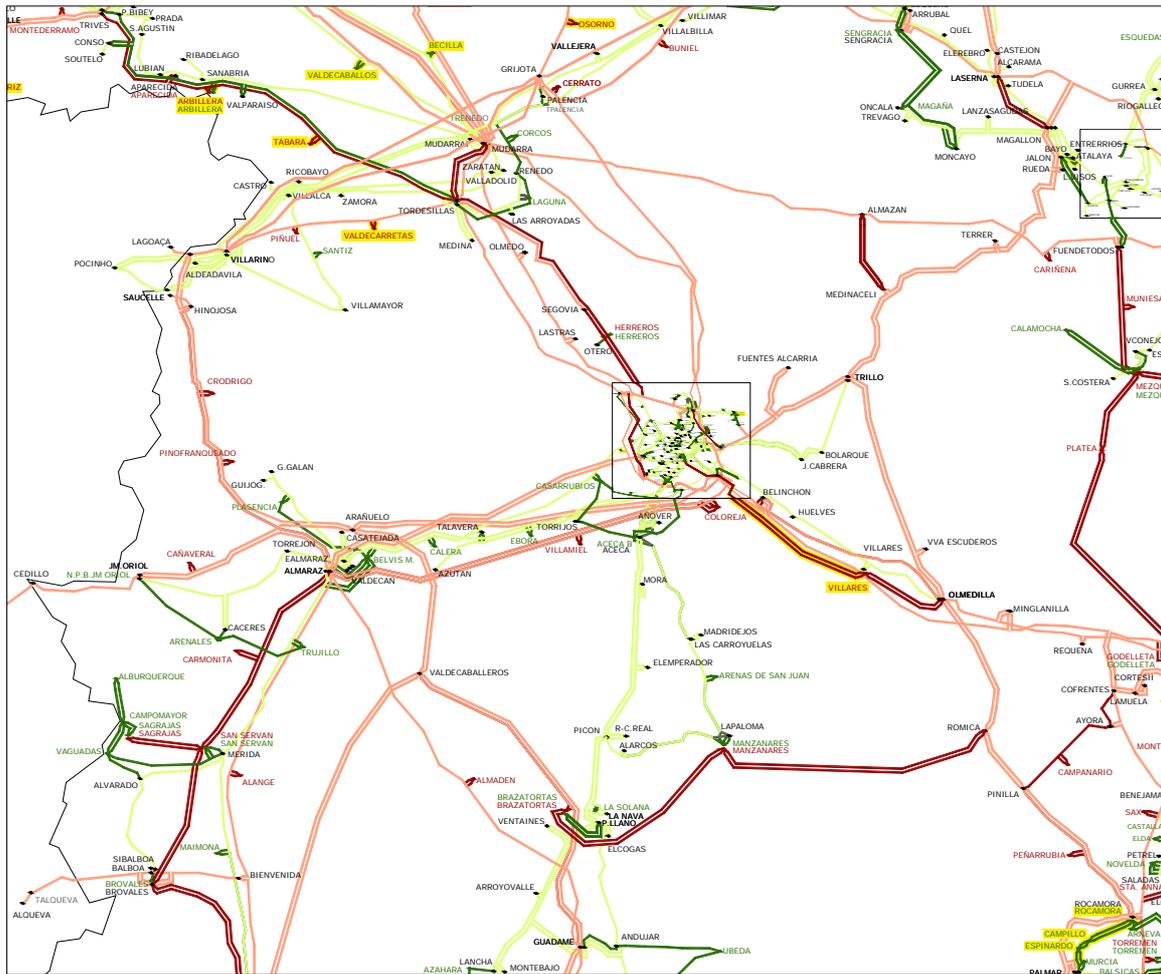
Figura 3.22. Actuaciones planificadas en la zona nordeste: detalles de Barcelona y Zaragoza. Periodo 2011-2020

d) Zona centro: Castilla y León, Castilla-La Mancha y Extremadura

El desarrollo de red en estas Comunidades Autónomas viene determinado por las siguientes necesidades:

- Mallado de la red de transporte
 - Mallado de la red de transporte de Castilla y León con Galicia (Trives-Tordesillas 400 kV), Asturias (Sama-Velilla 400 kV), La Rioja (Haro-Alcocero de Mola 220 kV y Santa Engracia-Magaña 220 kV), Madrid (Segovia-Galapagar/La Cereal 400 kV).
 - Nuevo eje Tordesillas-Renedo 220 kV para la garantía de la demanda de Valladolid y mallado de Moncayo 220 kV para la garantía del suministro de la zona Ólvega-Agreda.
 - Nueva subestación de Villares del Saz 400 kV y nuevos ejes de 400 kV en doble circuito entre Olmedilla y Villares del Saz y Villares del Saz y Morata.
 - La repotenciación del doble circuito de 220 kV entre Elcogas y Puerto Llano se plantea como un proyecto singular que requiere el cambio de conductores.
 - Segunda unidad de transformación Almaraz C.N. 400/220 kV de 600 MVA y nueva subestación Belvis de Monroy 220 kV próxima al actual emplazamiento de la subestación Almaraz C.N..
- Apoyo a zonas de mercado local:
 - Nuevas subestaciones de 220 kV: Valdecaballos, Becilla, Maimona Las subestaciones de Cantalejo 400 kV, Béjar y Soria 220 kV no se consideran en el periodo 2012-2020. La subestación de Ponferrada 220 kV se ha eliminado por inviabilidad física.
- Facilitar la evacuación de generación de energía renovable con ampliaciones en numerosas subestaciones existentes y planificadas de 400 kV: Herrera, Lastras, Ciudad Rodrigo, Herreros, Briviesca, Piñuel, Cerrato, La Robla, Almazán, Campanario, Villanueva de los Escuderos, Minglanilla, Belinchón, Arañuelo. Carmonita, y Alange y de 220 kV: Santiz, Magaña, Becilla, Moncayo y Brovales.
- Las actuaciones específicas, en la zona centro, para la alimentación de las demandas singulares debido a los nuevos ejes ferroviarios para trenes de alta velocidad (TAV), son las siguientes:
 - Tramo ferroviario Valladolid-Burgos-Vitoria: Nuevas subestaciones de 400 kV Cerrato, Buniel y Briviesca.
 - Tramo ferroviario Venta de Baños-León-Asturias: Nuevas subestaciones de 400 kV Luengos y Pola de Gordón y la ampliación de Grijota 400 kV.
 - Tamo ferroviario Olmedo-Zamora-Ourense: Nuevas subestaciones de 400 kV Valdecarretas, Tábara y Arbillera.
 - Tamo ferroviario Valladolid-Salamanca-Fuentes de Oñoro: Nueva subestación de Ciudad Rodrigo 400 kV y ampliación de Villamayor 220 kV.
 - Tramo ferroviario Palencia-Santander: Nueva subestación de 400 kV de Osorno.
- Repotenciones
 - Se incluyen la repotenciación de Mudarra-Almazán 400 kV y de Candedo-Ludrio-Montearenas 400 kV.
- Reducción de la potencia de cortocircuito en la zona del Bierzo y Mudarra.

La Figura 3.23 presenta las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2011-2020.



PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2020					
Fecha: 06 / 2011					
	Subestación		Línea c.a.		Línea c.c.
	400kV	220kV	400kV	220kV	
En operación:	●	●	—	—	—
Incluidas Planificación 2008-2016:	●	●	—	—	—
Incluidas Planificación 2012-2020:	●	●	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	—	—	—

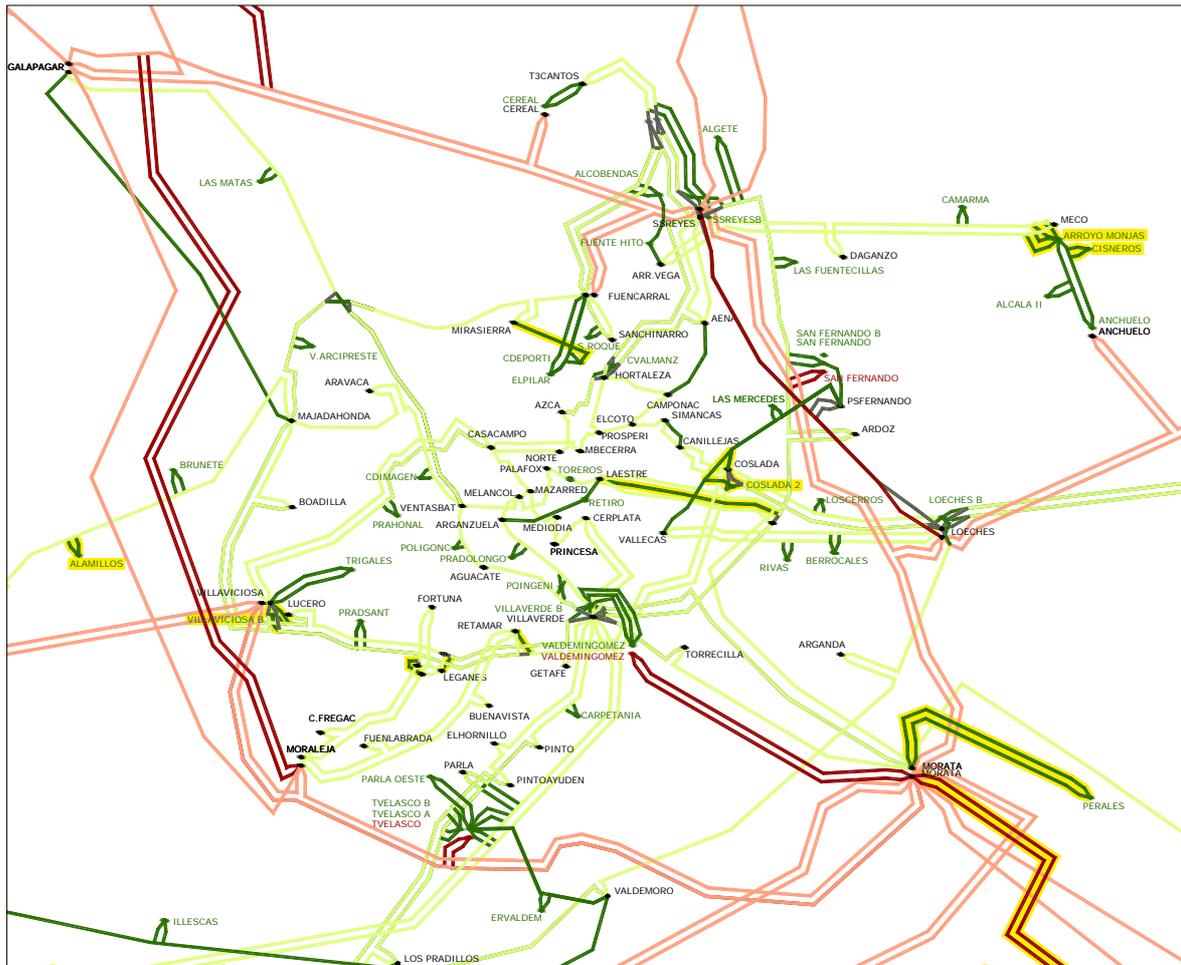
Figura 3.23. Actuaciones planificadas en la zona centro: Castilla y León, Castilla-La Mancha y Extremadura. Periodo 2011-2020

e) Zona de Madrid

El desarrollo de red en esta región viene determinado por las siguientes necesidades:

- Asegurar el correcto funcionamiento de la red de transporte actualmente en servicio y garantizar el suministro de las nuevas demandas solicitadas en la zona de Madrid. Para ello se programa:
 - Un nuevo eje de 400 kV en doble circuito que conectará la futura subestación de Villares del Saz en Castilla-La Mancha con Morata.
 - La eliminación de las T(s) en 220 kV de Leganes, Fortuna 1 y 2, Retamar y Vicálvaro.
 - Un mallado en 220 kV entre la actual subestación de Mirasierra y la futura de Ciudad Deportiva.
 - Un cambio en la conexión prevista de la futura subestación de Perales 220 kV que pasa a conectarse con Morata mediante un doble circuito.
 - Un cambio de configuración en torno a Meco 220 kV que da lugar a la nueva subestación de Arroyo de las Monjas 220 kV
 - La separación de los nudos Villaviciosa y Coslada 220 kV en dos nudos en configuración de doble barra con acoplamiento con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante doble interruptor de acoplamiento longitudinal de barras.
 - La repotenciación de las líneas SS Reyes – Aena 220 kV circuitos uno y dos y Coslada – Villaverde 220 kV
- Garantizar el suministro a nuevos desarrollos urbanístico e industriales. Por ello surgen las siguientes nuevas subestaciones de 220 kV:
 - Cisneros y Alamillos.

La Figura 3.24 presenta las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2011-2020.



PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2020					
Fecha: 06 / 2011					
	Subestación 400kV	Subestación 220kV	Línea c.a. 400kV	Línea c.a. 220kV	Línea c.c.
En operación:	●	●	—	—	—
Incluidas Planificación 2008-2016:	●	●	—	—	—
Incluidas Planificación 2012-2020:	●	●	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	—	—	—

Figura 3.24. Actuaciones planificadas en la zona de Madrid. Periodo 2011-2020

f) Zona levante: Comunidad Valenciana y Murcia

Los nuevos desarrollos de red de transporte en estas Comunidades Autónomas viene determinado por las siguientes necesidades:

- Mallado de la red de transporte
 - Resulta necesario un nuevo DC desde la futura SE Godelleta 400 kV a uno de los futuros circuitos planificados entre Morella 400 kV y La Plana 400 kV. Esta actuación sustituye al refuerzo del eje de 400 kV existente entre La Plana y La Eliana mediante la repotenciación del circuito 2 y la construcción de un tercer circuito entre ambas subestaciones, que estaba recogido en la Planificación 2008-2016 y que resulta inviable realizar.
 - Debido a la inviabilidad de utilizar la línea Catadau-TAlcira-Jijona 220 kV y el DC Benejama-Jijona 220 kV para la construcción de nuevos ejes de 400 kV, tal y como estaba previsto en la Planificación 2008-2016, se reemplazan estas actuaciones por dos nuevos DC de 400 kV desde la futura SE Jijona 400 kV hasta las subestaciones de 400 kV de Benejama y Catadau.
 - Para reducir la potencia de cortocircuito en la zona de Valencia resulta necesario realizar un binudo en la subestación de La Eliana, así como un by-pass operable en la subestación Torrente 220 kV. Ligado a esta actuación es necesario la sustitución de la actual unidad de transformación de 375 MVA en la Eliana por una nueva de 500 MVA.
 - Nueva unidad de transformación 400/220 kV en Castellón/El Serrallo para reforzar la transformación existente en La Plana y apoyar la red de transporte de 220 kV prevista en la zona.
 - Nuevo parque de 220 kV en la SE Rocamora con transformación 400/220 kV y nuevo doble circuito de 220 kV entre El Palmar y Rocamora y entre Rocamora y la futura SE Arneva 220 kV. Este último eje reemplaza el doble circuito entre Torremendo y Arneva incluido en la Planificación 2008-2016.
 - Debido al incremento de red de transporte de 220 kV, que se realiza en cable en las zonas de Valencia capital y Murcia capital, resultan necesarias dos nuevas reactancias en 220 kV en la subestación La Eliana y en la futura subestación Espinardo.
- Apoyo a la demanda desde la red de transporte:
 - Se reemplaza el apoyo a la red de 132 kV previsto desde una nueva SE Ulea 400 kV por el apoyo desde una futura SE Espinardo 220 kV que aprovecha el desarrollo del 220 kV planificado en la zona.
 - Se modifica la alimentación de la subestación Bajo Segura, que pasa a realizarse mediante entrada/salida desde la línea Rojales-Elche 220 kV, puesto que los refuerzos que ya se han realizado del eje costero de 220 kV entre la Comunidad Valencia y de Murcia permiten realizar la alimentación a esta subestación desde dicho eje.
 - Surgen nuevos emplazamientos en 220 kV para garantizar el suministro de mercados locales en Campillo y El Planet.
- Las actuaciones específicas en el Levante para la alimentación de las demandas singulares debido al nuevo eje ferroviario Madrid-Levante-Murcia-Almería para trenes de alta velocidad (TAV) son las nuevas subestaciones de 400 kV de Montesa y Sax.

La Figura 3.25 presenta las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2011-2020.

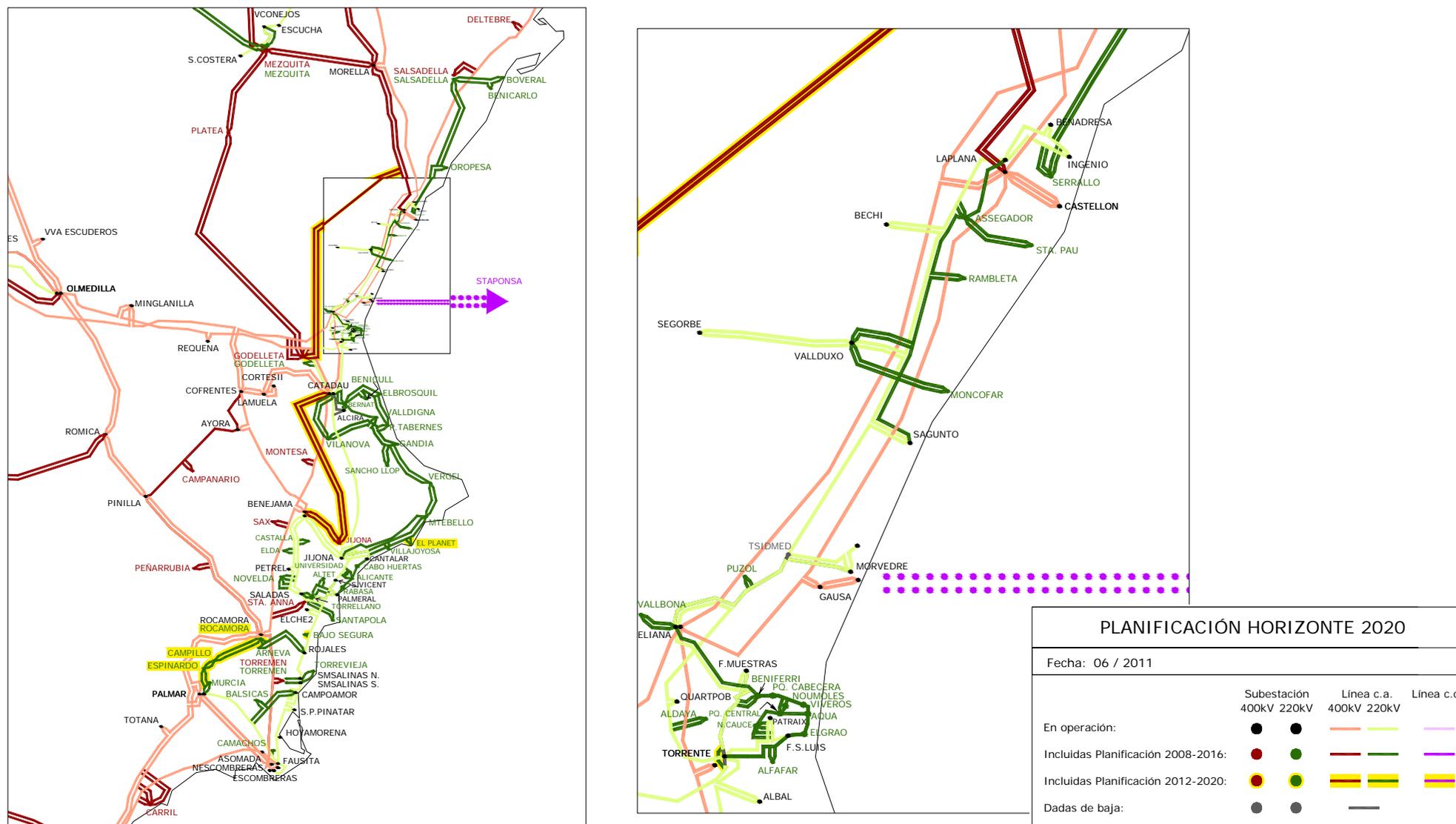


Figura 3.25. Actuaciones planificadas en la zona Levante: Comunidad Valenciana y Murcia. Periodo 2011-2020

g) Zona sur: Andalucía

El desarrollo de red en esta Comunidad Autónoma atiende a las siguientes necesidades:

- Refuerzos estructurales.
 - En la zona de Sevilla capital es necesario el cierre por el oeste de la red de 400 kV mediante un eje que conecte la subestación existente de Don Rodrigo y la futura subestación de Aznalcóllar 400 kV como entrada/salida de la línea existente Palos-Guillena, esta nueva subestación está motivada por la inviabilidad física de llegar con un doble circuito a la subestación de Guillena 400 kV como estaba inicialmente planificado. En este eje aparece una nueva subestación de 400 kV en Guadaira desde la que se dará apoyo a la red de 220 kV.
- Apoyo en zonas de mercado de Andalucía.
 - Aparecen las nuevas subestaciones de 220 kV de Chucena, Puerto Sevilla y Buenaire de apoyo a mercados locales desde la red de 220 kV.
 - Las actuaciones específicas, en la zona sur, para la alimentación de las demanda singulares motivadas por nuevos ejes ferroviarios para trenes de alta velocidad, Tramo ferroviario Bobadilla-Algeciras: nuevas subestaciones de 400 kV Ronda y Marchenilla.
 - Tramo ferroviario Sevilla-Huelva: nueva subestación de 220 kV La Palma del Condado y ampliación de la subestación existente de Casaquemada 220.
 - Nueva subestación Mollina 400 kV, prevista para alimentar a la tracción ferroviaria del futuro circuito de pruebas, Centro de Tecnologías Ferroviarias, a ejecutar en el municipio de Antequera (Málaga).

La Figura 3.26 presenta las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2011-2020.

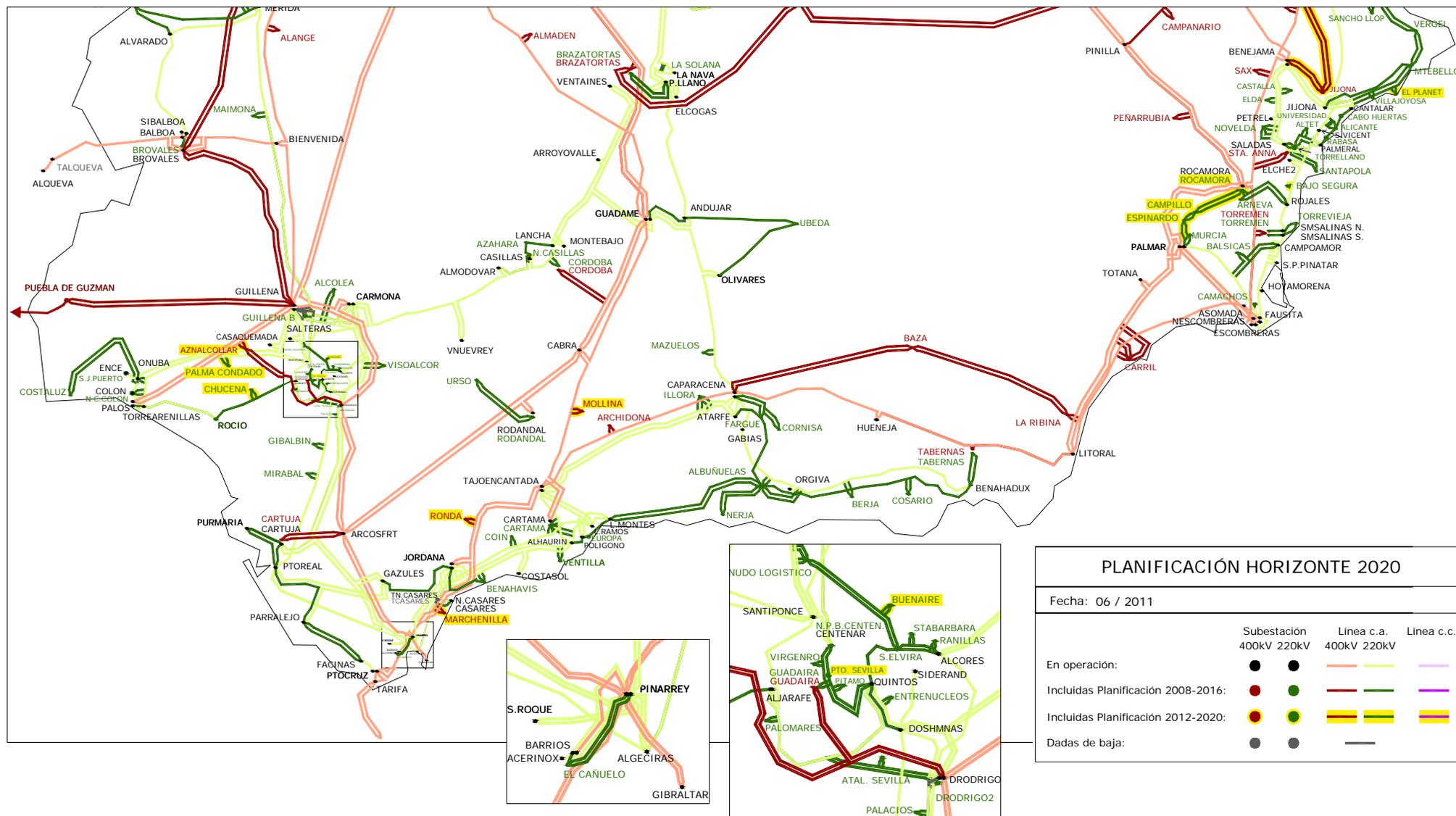


Figura 3.26. Actuaciones planificadas en la zona sur: Andalucía. Periodo 2011-2020

h) Baleares

Tras la puesta en servicio del enlace Mallorca-Ibiza, prevista para 2013, todas las islas del sistema balear estarán interconectadas. Por ello, teniendo en cuenta las indicaciones de los procedimientos de operación aprobados para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, se ha considerado el sistema balear como un único sistema eléctrico en el análisis de la planificación con horizonte 2020. Se ha realizado un despacho económico conjunto con toda la generación disponible sin tener en cuenta restricciones de intercambio entre islas, identificando los nuevos elementos de red que serían necesarios para poder utilizar este despacho de generación.

Como consecuencia de la disminución en la demanda prevista para el horizonte 2020 respecto a la previsión considerada en el anterior ejercicio de planificación 2008-2016, alguno de los refuerzos propuestos en dicho ejercicio no se consideran necesarios para el horizonte 2020. Entre las actuaciones que se retrasan se encuentran: en Mallorca el paso a 132 kV de los ejes Artá-Bessons 66 kV, Artá-Millor 66 kV, Millor-Porto Cristo-Bessons 66 kV y la zona de la capital, así como el simple circuito de 220 kV Lluçmajor-Bessons. En Ibiza el paso a 132 kV de los circuitos existentes de 66 kV.

Por otro lado, entre las actuaciones más destacadas cabe señalar la necesidad de duplicar los enlaces Mallorca-Menorca y Mallorca-Ibiza (ya detectada en el anterior ejercicio de planificación) así como la necesidad de duplicar el tercer enlace entre Ibiza y Formentera a final de período en caso de que no se instale generación en la isla de Formentera, con objeto de obtener un sistema conjunto mallado y fiable. Con independencia de la duplicación de los enlaces entre islas son necesarias actuaciones de refuerzo de la red de transporte en cada isla.

A continuación se detallan las principales actuaciones necesarias en Mallorca.

- Con objeto de dar mayor fiabilidad y seguridad al sistema en situaciones de descargo de determinadas líneas se propone mallar aquellas subestaciones nuevas en las que estaba prevista una entrada/salida mediante la construcción de una doble entrada/salida. Estas subestaciones son:
- Son Noguera con entrada/salida en Arenal-Lluçmajor 1 y 2 66 kV
- Porto Cristo con entrada/salida en Bessons-Cala Millor 1 y 2 66 kV
- Campos con entrada/salida en Lluçmajor-Santanyí 1 y 2 66 kV
- Felanitx con entrada/salida en Bessons-Porto Colom 1 y 2 66 kV
- Segundo circuito Calador-Santanyí 66 kV

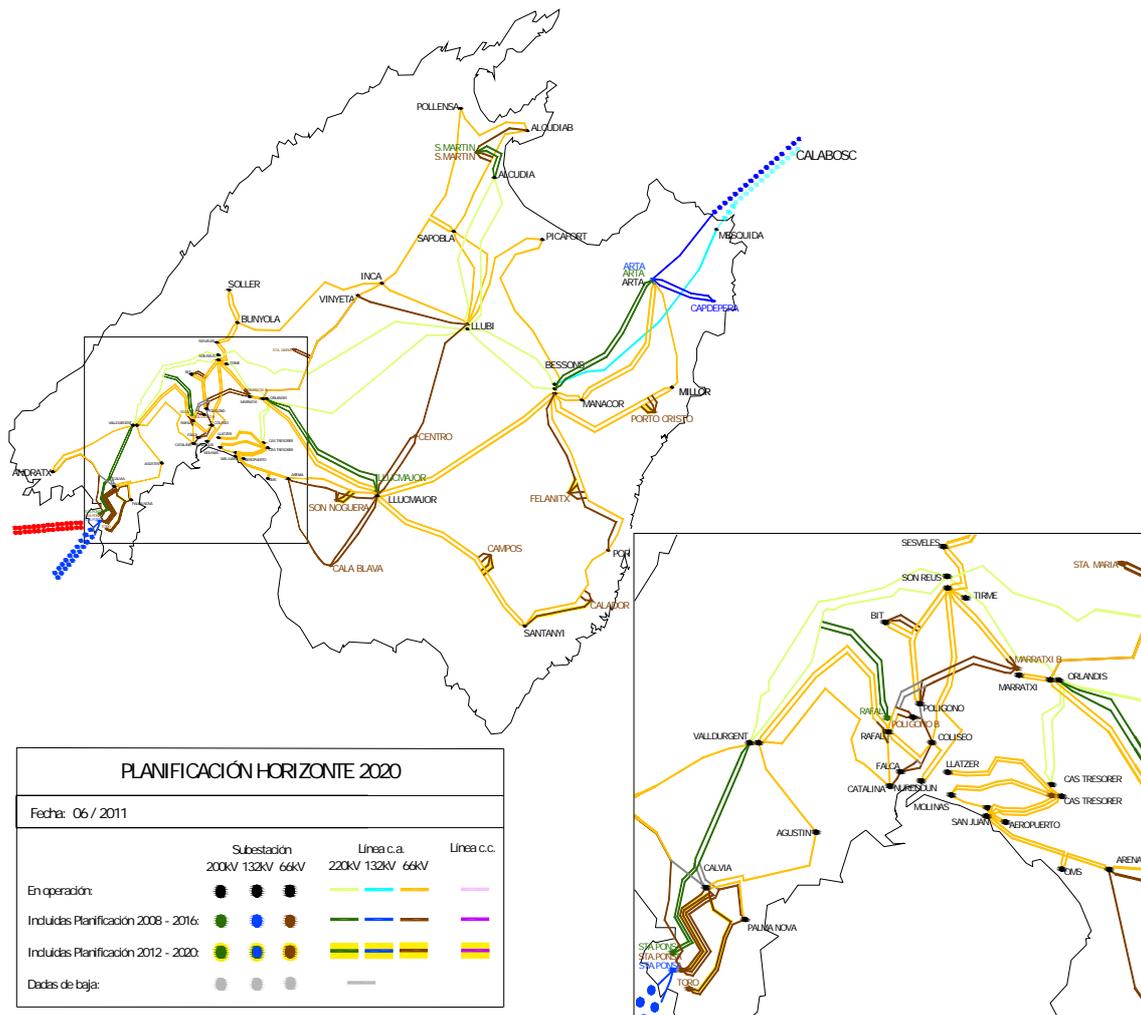


Figura 3.27. Actuaciones planificadas en Mallorca. Periodo 2011-2020

En Ibiza se plantean las siguientes actuaciones:

- Tercer enlace Ibiza-Formentera que se realizará en 132 kV entre Torrent y Formentera. A final de período y condicionado a la no instalación de nueva generación en Formentera se propone duplicar este enlace.
- La ubicación de la nueva subestación San Antonio 132 kV se traslada a las cercanías de Cala Bou, por lo que recibirá el nombre de Cala Bou 132 kV. De esta manera no será necesaria la construcción de la subestación Paisses 132 kV considerada en el anterior ejercicio de planificación 2008-2016. Por otro lado el mallado entre las subestaciones Cala Bou 132 kV y San Antonio 66 kV se llevará a cabo mediante la construcción de dos cables de 66 kV de unos 7 km de longitud.

Finalmente, en Menorca con la finalidad de reforzar la evacuación de la generación se propone un segundo eje Ciudadela-Mahon 132 kV con entradas en Mercadal y Alaior.

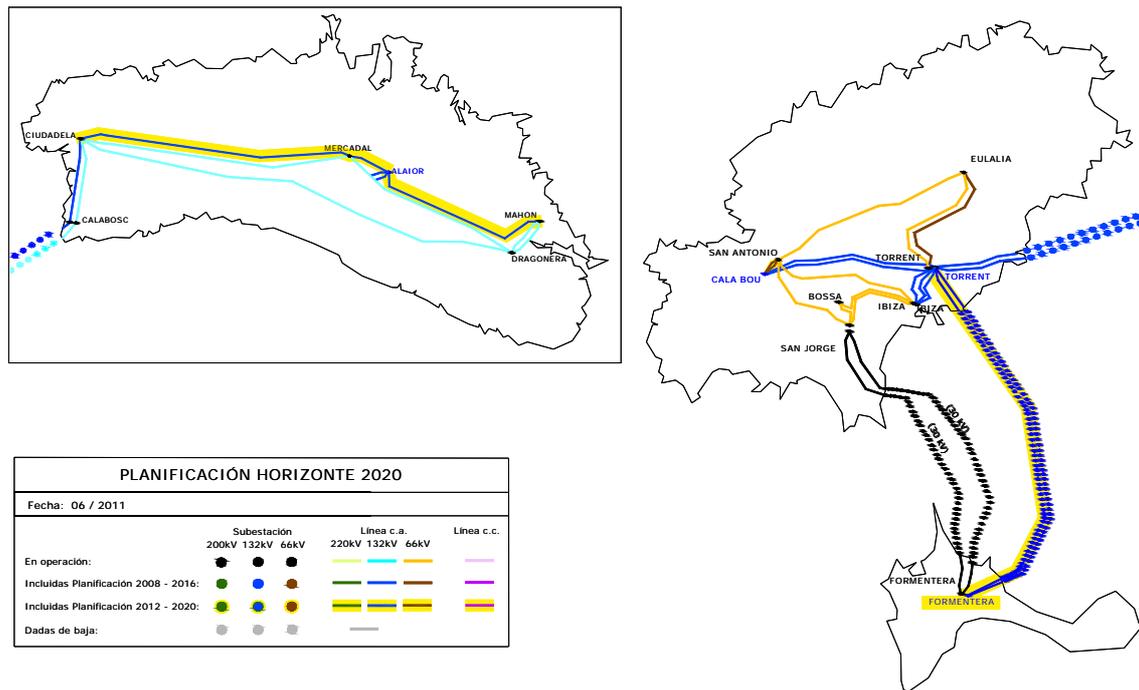


Figura 3.28. Actuaciones planificadas en Ibiza-Formentera y Menorca. Periodo 2011-2020

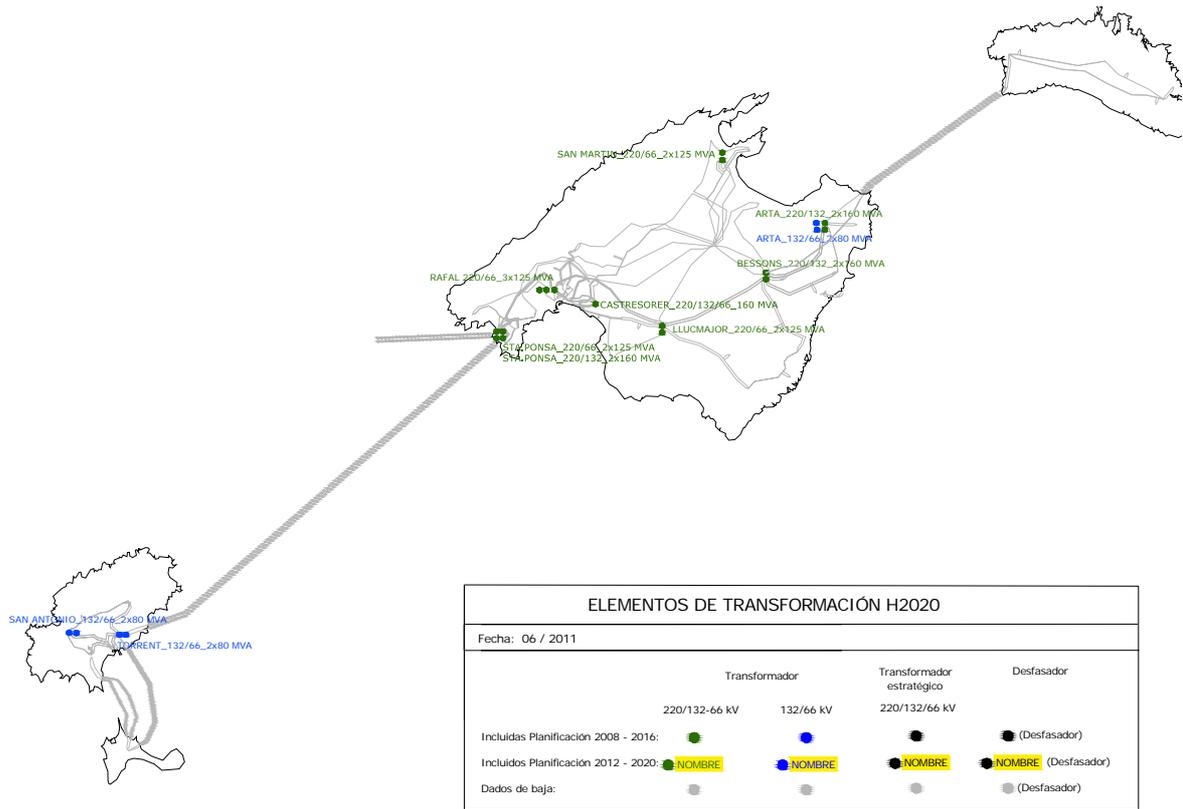


Figura 3.29. Transformadores planificados en Baleares. Periodo 2011-2020

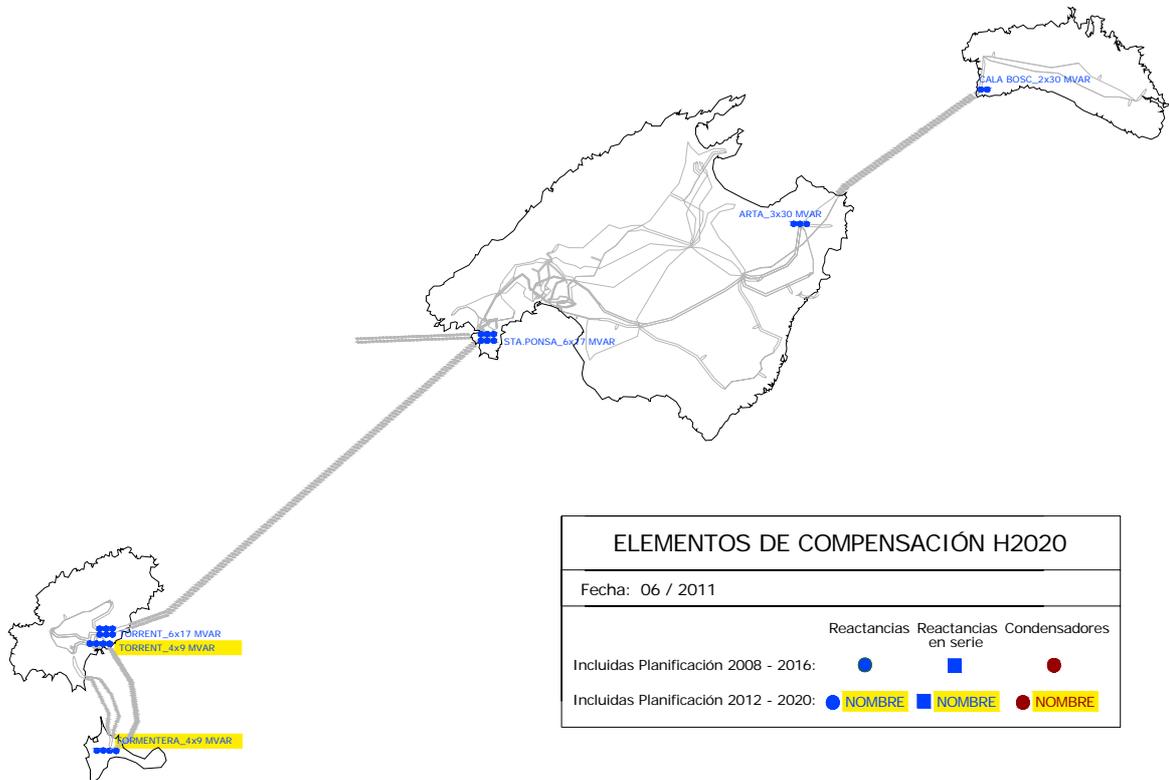


Figura 3.30. Elementos de compensación planificados en Baleares. Periodo 2011-2020

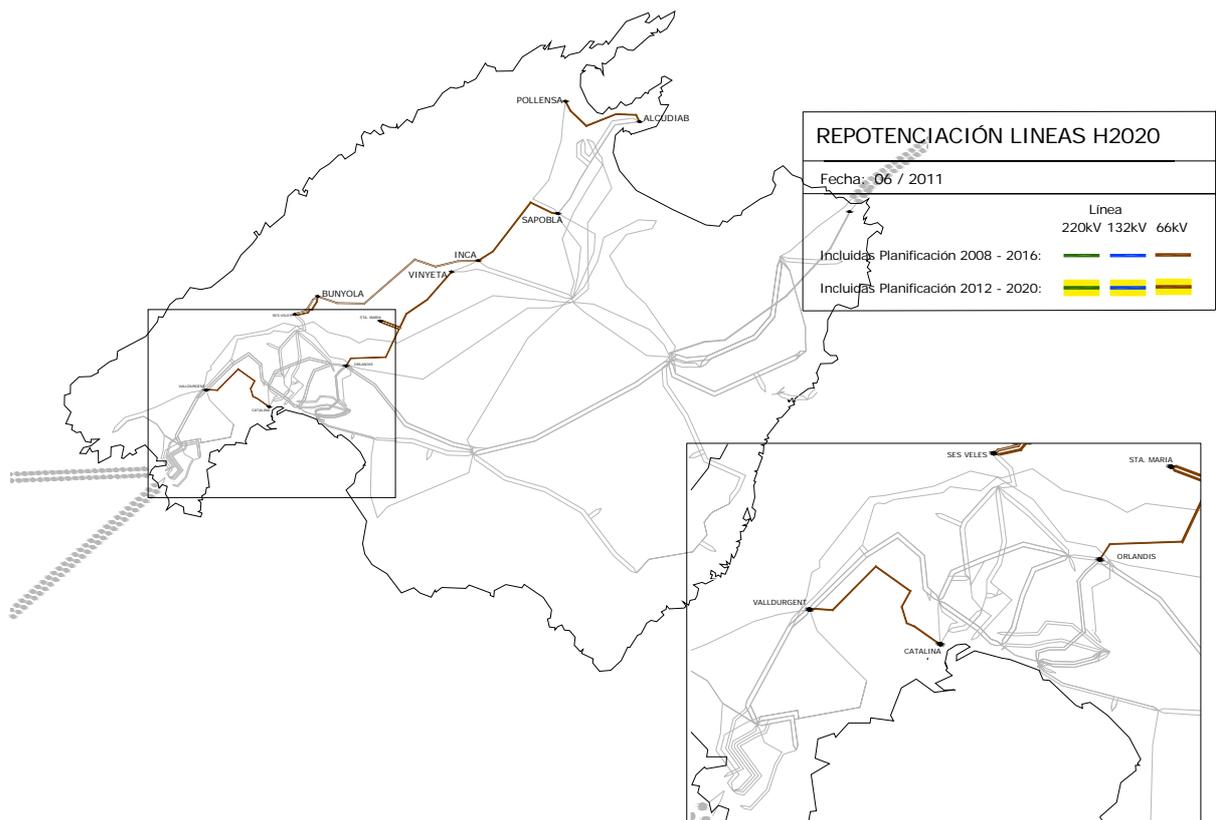


Figura 3.31. Repotenciones planificadas en Mallorca. Periodo 2011-2020

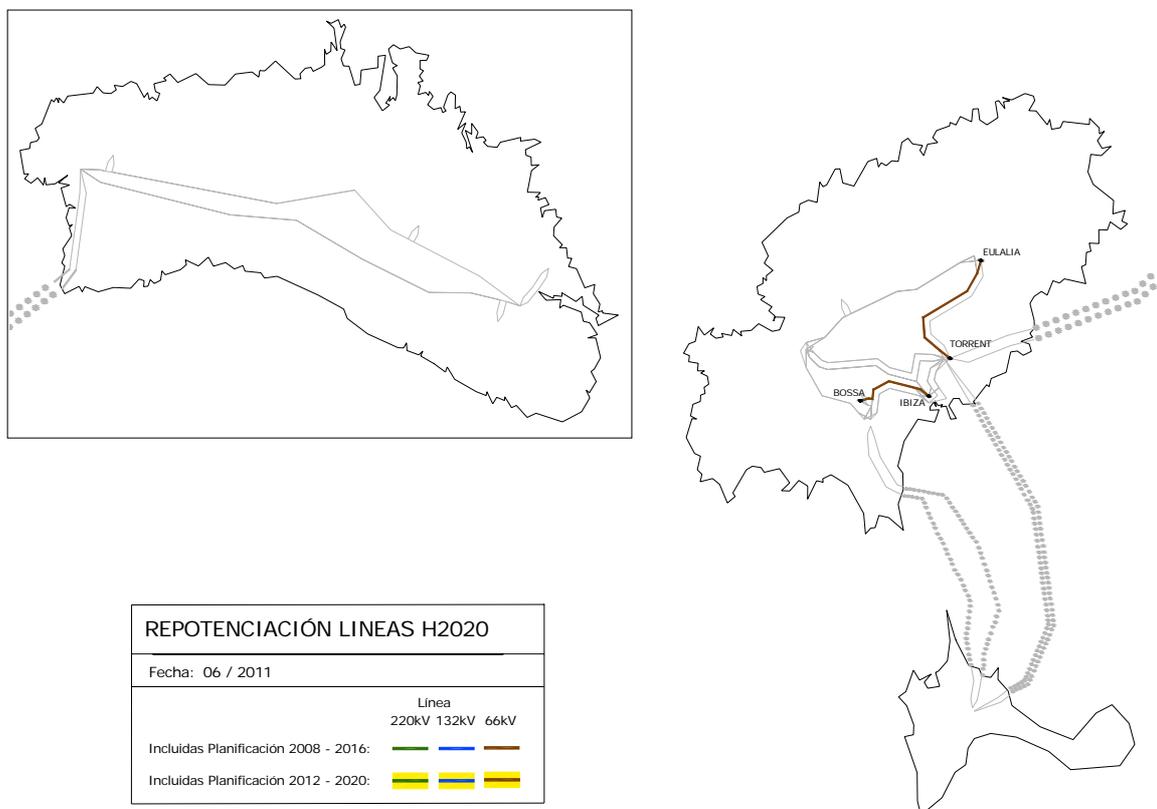


Figura 3.32. Repotenciones planificadas en Ibiza-Formentera y Menorca. Periodo 2011-2020

i) Canarias

Debido al efecto de la crisis económica en la evolución de la demanda de los últimos años y en las perspectivas de futuro, las redes planificadas en los sistemas eléctricos canarios en el proceso de planificación anterior (red planificada para 2016 más los cambios recogidos en el programa anual aprobado en noviembre de 2010) resultan prácticamente adecuadas para abastecer la demanda prevista para el año 2020. Por ello, la planificación actual se ha centrado principalmente en un análisis de la viabilidad física y medioambiental de las actuaciones previstas, así como en la resolución de problemas técnicos tales como la reducción de la criticidad de los nudos, de las potencias de cortocircuito, etc. Por otro lado, se han analizado igualmente las necesidades de red derivadas de la integración de generación eólica y solar prevista en el Plan Energético de Canarias, publicado en junio de 2006, teniendo en cuenta el primer concurso de generación eólica ya adjudicado.

Los criterios utilizados para dimensionar la red necesaria en los distintos sistemas eléctricos canarios son los que figuran en los procedimientos de operación vigentes. No obstante, estos criterios se han visto complementados por las recomendaciones que, a modo de conclusión, se obtuvieron de los estudios desarrollados en el seno del grupo de trabajo "Vulnerabilidad en Sistemas Eléctricos Aislados"¹⁹, constituido por acuerdo del grupo de trabajo de Planificación. Como consecuencia, en estos sistemas se han considerado de cara a la planificación de nuevas infraestructuras algunos fallos múltiples de especial relevancia y probabilidad de ocurrencia (ejes de acceso a las zonas más densamente pobladas).

Gran Canaria

En el sistema eléctrico de Gran Canaria la moderación de la demanda hace que se retrase la necesidad de reforzar la alimentación de la capital mediante el segundo eje de 220 kV Jinamar-Las Palmas Oeste hasta más allá de 2020, por lo que esta actuación se ha eliminado en la presente planificación. Asimismo, y por el mismo motivo, se consideran no necesarias las siguientes actuaciones (incluidas en anteriores planificaciones):

- La necesidad de las subestaciones de Agaete y de La Aldea se retrasan considerablemente, haciendo innecesario el cierre del anillo de 66 kV por el oeste en el horizonte 2020 (se pospone la puesta en servicio del doble circuito La Aldea-Mogán hasta más allá de dicho año).
- Igualmente, se han eliminado los terceros circuitos de 66 kV entre Barranco Seco y Jinamar y entre Barranco de Tirajana y Matorral y el segundo circuito Arucas-Guía 66 kV.

En cuanto a la resolución de inviabilidades y/o problemas técnicos, cabe destacar las siguientes actuaciones:

- Debido a la inviabilidad física de la ampliación y/o de la renovación de determinadas subestaciones para adaptarlas a las configuraciones seguras incluidas en los procedimientos de operación, se plantea una solución de configuración híbrida. Ésta consiste en la construcción de una nueva subestación robusta, conforme a procedimiento, a la que se trasladarán las nuevas líneas de transporte y que se conectará con un doble circuito a la correspondiente subestación con la alimentación a la red de distribución o la generación de régimen especial. Para fortalecer estas últimas subestaciones, normalmente con configuración de simple barra, se podrá proponer en algunos casos efectuar una partición de la barra para evitar que ante contingencias deba

¹⁹ Constituido por REE, UNELCO, GESA, la Consejería de Comercio, Industria y Energía de Baleares y la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías de Canarias.

despejarse la subestación completa. Las subestaciones en las que se plantea esta solución son Barranco Seco, Arucas, Guía, Carrizal y Cinsa.

- Se propone un cambio de topología en la zona de la capital ante la inviabilidad de ampliar las subestaciones de Buena Vista y Guanarteme.
- Se plantea igualmente un cambio topológico en las líneas Santa Águeda-Arguineguín-Mogán por ser inviable ampliar la subestación de Arguineguín.
- Para reducir potencias de cortocircuito y evitar recirculaciones de potencia activa, con el consiguiente aumento de las pérdidas y sobrecarga de las líneas, se propone conectar la mayor parte de las líneas de 66 kV que iban a Jinamar en Sabinal (Nueva Jinamar).
- Finalmente, con objeto de reducir las potencias de cortocircuito de Barranco de Tirajana 66 kV y de Matorral 66 kV, se ha planificado el retorno de Barranco de Tirajana II a Barranco de Tirajana I del tercer transformador de 220/66 kV al final del periodo de estudio.

Finalmente, en Gran Canaria no ha sido necesario plantear actuaciones adicionales para integrar con seguridad la cuantía de energía renovable prevista en el PECAN. Sin embargo, sí se ha planificado un nuevo enlace submarino de 132 kV entre Gran Canaria (Barranco de Tirajana) y Fuerteventura (Jandía) que permitirá una mejor y más eficiente integración de las renovables en ambos sistemas, reduciendo los momentos en los que el sistema no puede aprovechar íntegramente la energía producible por este tipo de generación.

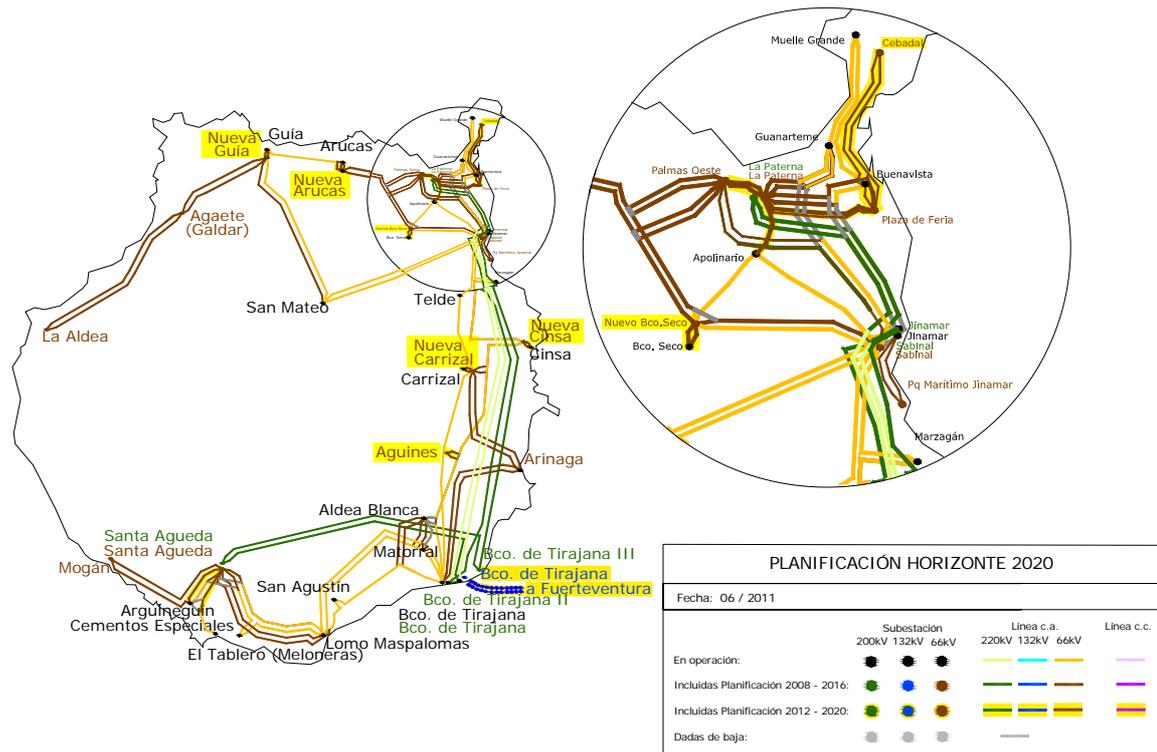


Figura 3.33. Actuaciones planificadas en Gran Canaria. Periodo 2011-2020

Tenerife

En el sistema eléctrico de Tenerife, los principales cambios efectuados en la red planificada no sólo vienen derivados de la menor demanda prevista y de las inviabilidades de ejecución detectadas, sino que, en este caso, la integración de renovables según la nueva distribución geográfica derivada del concurso requiere determinadas actuaciones.

Debido a la reducción en las previsiones de la demanda, de las actuaciones planificadas en Tenerife en el proceso de planificación anterior sólo se elimina la necesidad del doble circuito de 220 kV Los Olivos-Los Vallitos.

Con respecto a la resolución de inviabilidades de actuaciones planificadas y/o de problemas técnicos cabe destacar los siguientes puntos:

- Existe un riesgo importante de no poder llevar a cabo el paso del DC de 66 kV Buenos Aires-Candelaria a 220 kV. En dicho caso sería necesario modificar la topología de la red de 66 kV de la zona capitalina para fortalecer el flujo desde El Rosario hasta la zona de Buenos Aires (mediante la inclusión de un nuevo doble circuito Buenos Aires-La Laguna Oeste 66 kV y un segundo circuito El Rosario-La Laguna Oeste kV). Por otro lado, en este caso sería imprescindible el fortalecimiento del flujo proveniente de Candelaria por lo que se propone mantener el eje de 66 kV Candelaria-Geneto.
- Ante la inviabilidad de ampliar/renovar determinadas subestaciones con topologías no seguras se propone, al igual que en Gran Canaria, el planteamiento de soluciones mixtas con la creación de nuevas subestaciones seguras (conforme a los procedimientos de operación), a las que se trasladarían las nuevas líneas de transporte, garantizando así una mayor fiabilidad de la red de transporte (planteado en Guía de Isora e Icod).
- Remodelación del conexionado de la red de 220 kV para garantizar el funcionamiento de las protecciones.

Finalmente, las necesidades de red derivadas de la integración de generación renovable en Tenerife: 402 MW eólicos (PECAN) y 167 MW solares (valor del PECAN incrementado según las solicitudes de acceso ya recibidas por REE) son las siguientes:

- Mantenimiento del eje Candelaria-Granadilla de 66 kV en servicio como colector de generación de régimen especial.
- Puesta en servicio, en una primera etapa, de la subestación de Abona 66 kV, integrada en el anterior eje de 66 kV y que garantiza la evacuación de la importante bolsa de generación renovable de la zona de Granadilla. A final del periodo de estudio y dependiendo del crecimiento de las renovables en la zona, se completará esta actuación con la subestación de Abona 220 kV que permitirá la inyección de esta generación en la red de 220 kV.
- Necesidad del tercer circuito de 66 kV Los Olivos-Vallitos.

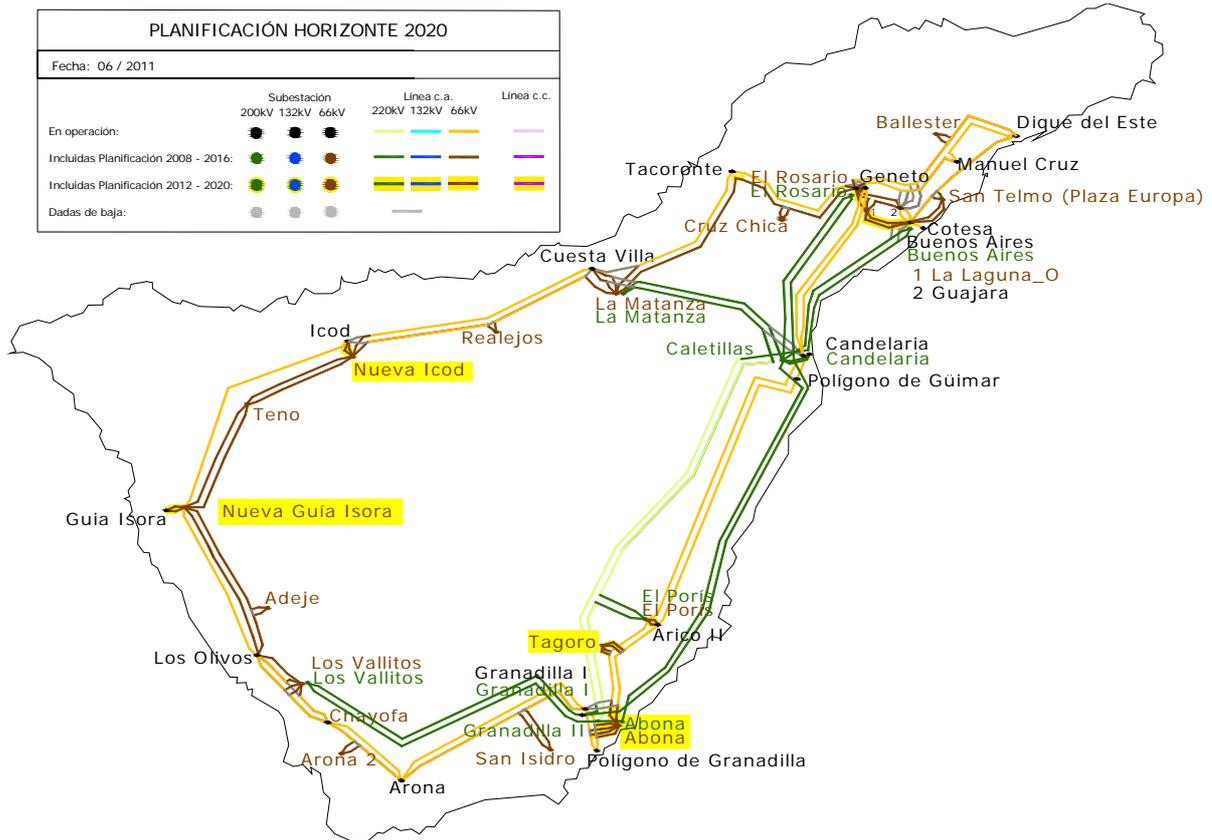


Figura 3.34. Actuaciones planificadas en Tenerife. Periodo 2011-2020

Lanzarote-Fuerteventura

En el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura y siempre que se lleven a cabo las actuaciones ya planificadas (en el ejercicio horizonte 2016 de mayo de 2008 y en el programa anual de noviembre de 2010) de duplicación de ejes y paso a 132 kV, no se requieren actuaciones de relevancia para abastecer la demanda de 2020 en condiciones de seguridad. Por ello, sólo se han planificado nuevas actuaciones relacionadas con accesos de generación y demanda: Nueva San Bartolomé, Jares y Cañada de la Barca.

Cabe destacar, sin embargo, la inclusión de un nuevo enlace entre Fuerteventura y Gran Canaria que permitirá una mejor y mayor integración de las renovables en ambos sistemas y robustecer el suministro en el sistema Lanzarote-Fuerteventura. Este enlace, a falta de estudios de detalle, está previsto desde la nueva subestación de Barranco de Tirajana 132 kV en Gran Canaria a la nueva Jandía 132 kV en Fuerteventura. Sin embargo, sus características y subestaciones terminales quedarán definidas definitivamente una vez que se haya realizado el estudio de detalle correspondiente. Ligado a esta actuación, resulta imprescindible prolongar el eje de 132 kV norte-sur de Fuerteventura hasta Jandía, sin lo cual no se podrá explotar el enlace.

La Palma

En La Palma para mejorar la red y el apoyo a distribución se propone un cambio de mallado, con la inclusión de la nueva subestación de Tajuya 66 kV. Asimismo se plantea la necesidad de un nuevo doble circuito Guinchos-Mulato 66 kV, de llevarse a cabo el bombeo solicitado en Mulato.

La Gomera

En La Gomera no se ha detectado la necesidad de actuaciones adicionales en el horizonte 2020. Es suficiente con las actuaciones incluidas en la planificación 2008-2016.

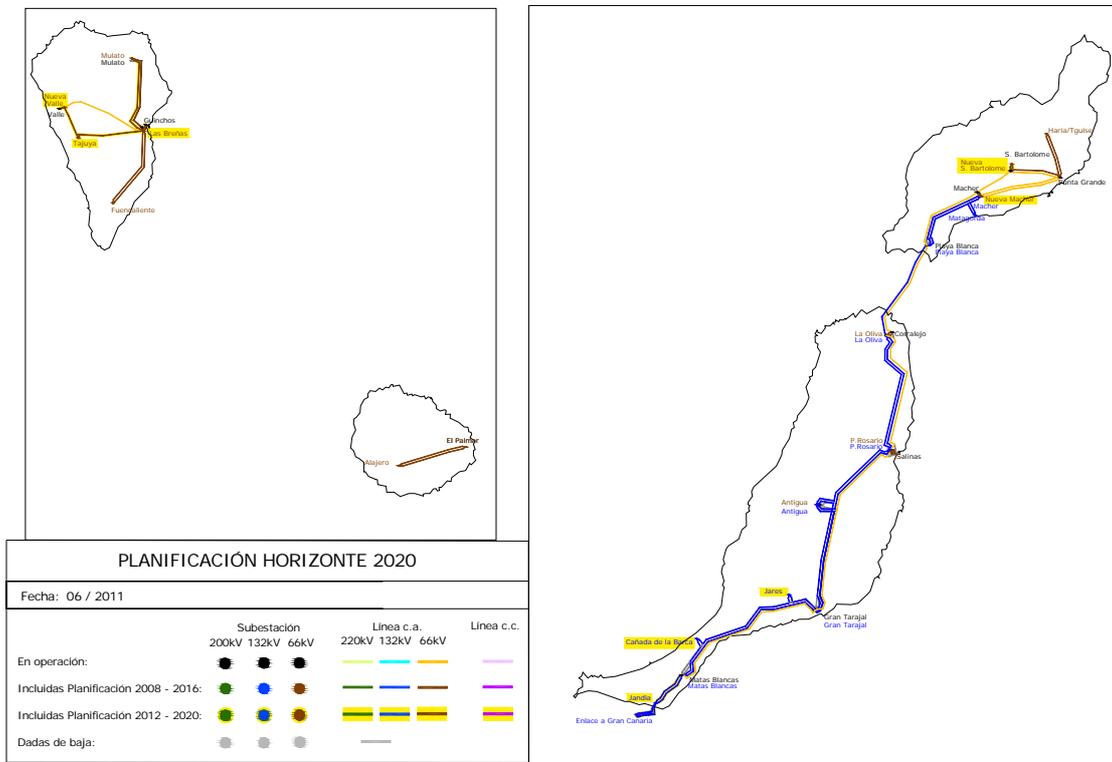


Figura 3.35. Actuaciones planificadas en Fuerteventura, Lanzarote, La Palma y La Gomera. Periodo 2011-2020

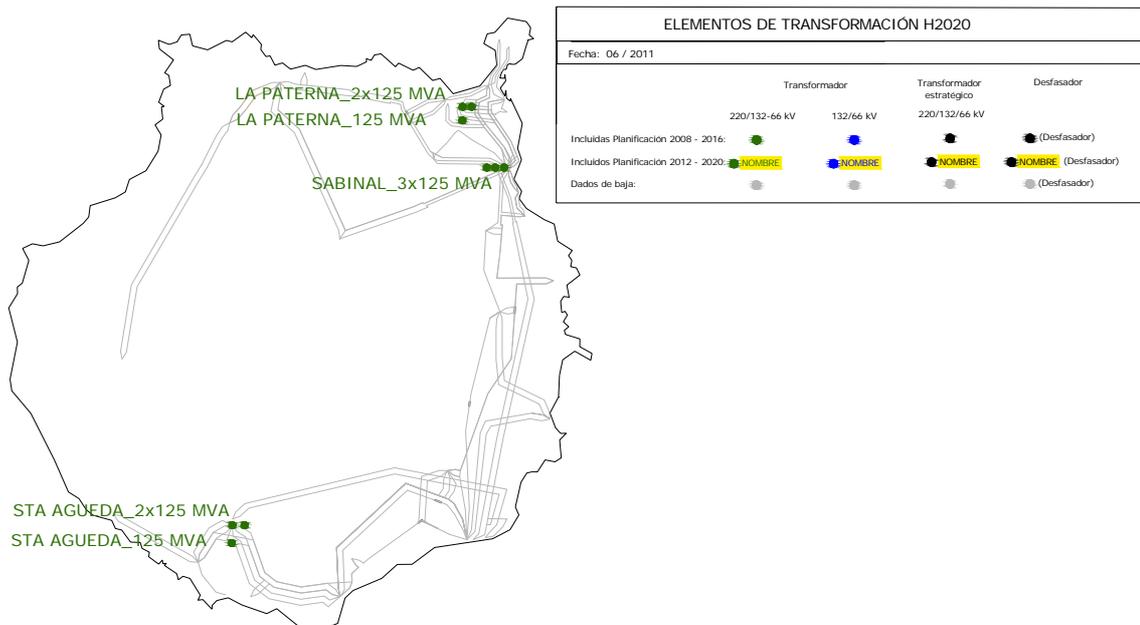


Figura 3.36. Transformadores planificados en Gran Canaria. Periodo 2011-2020.

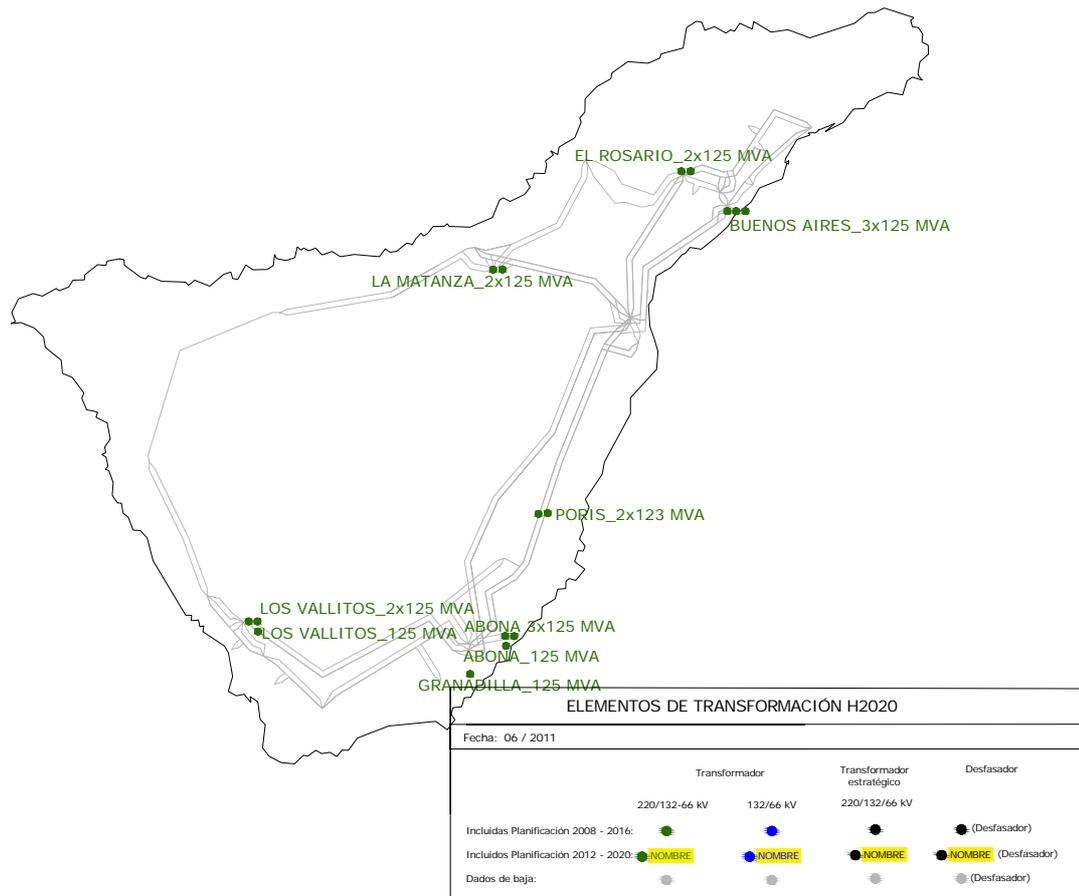


Figura 3.37. Transformadores planificados en Tenerife. Periodo 2011-2020.

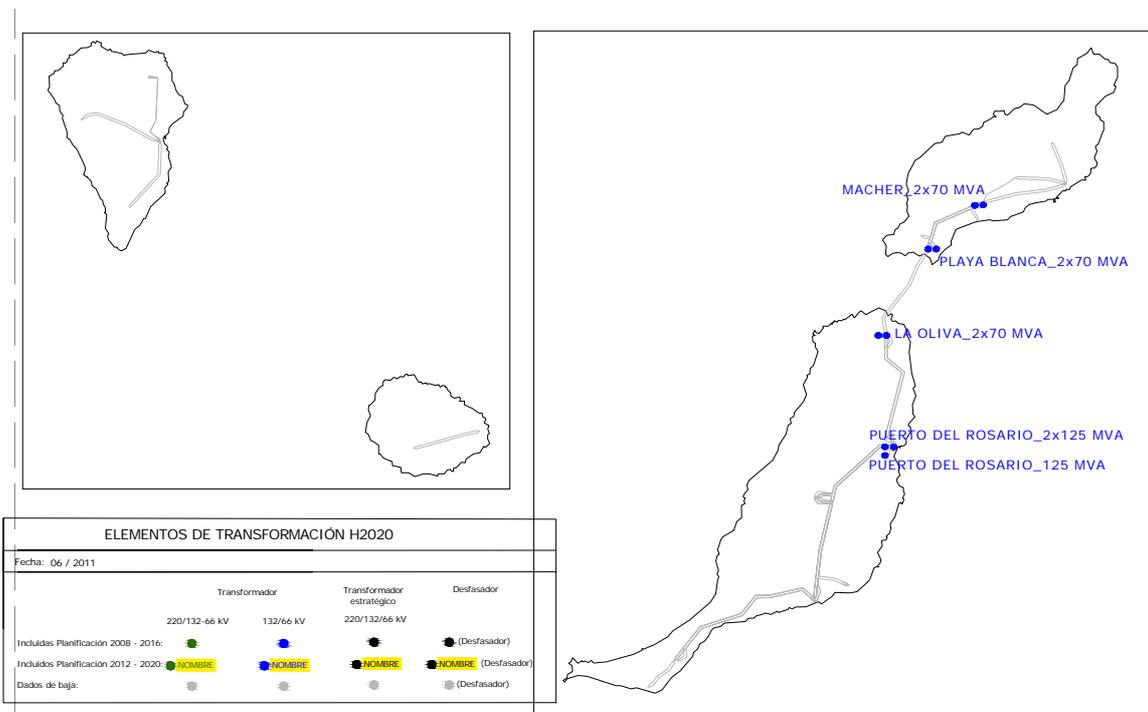


Figura 3.38. Transformadores planificados en Fuerteventura, Lanzarote, La Palma y La Gomera. Periodo 2011-2020.

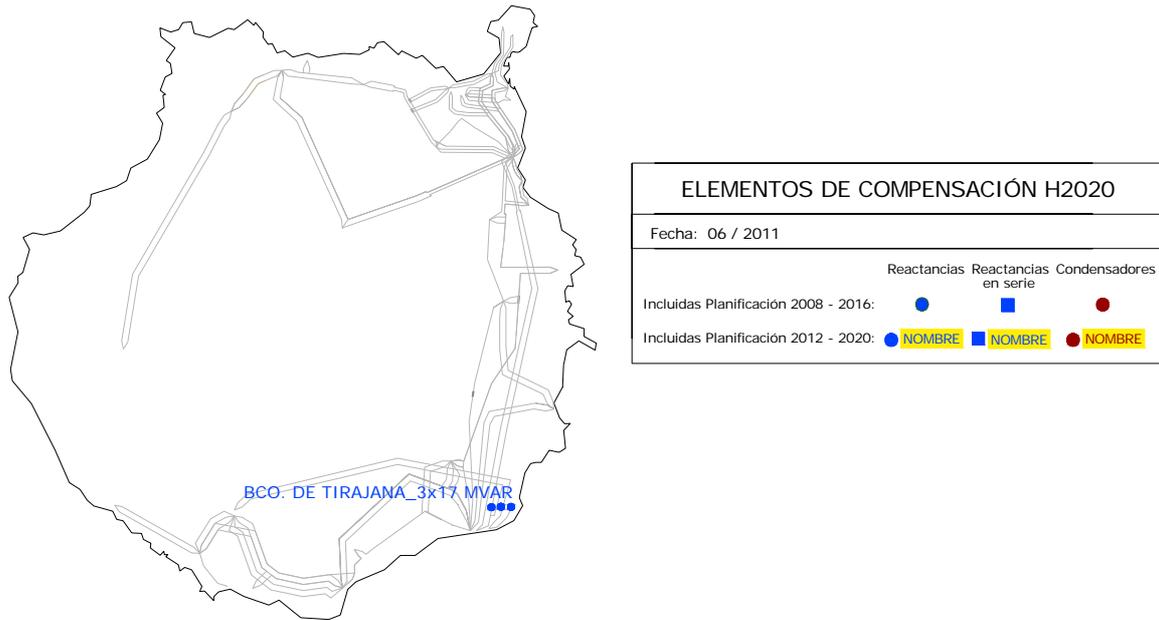


Figura 3.39. Elementos de compensación planificados en Gran Canaria. Periodo 2011-2020.

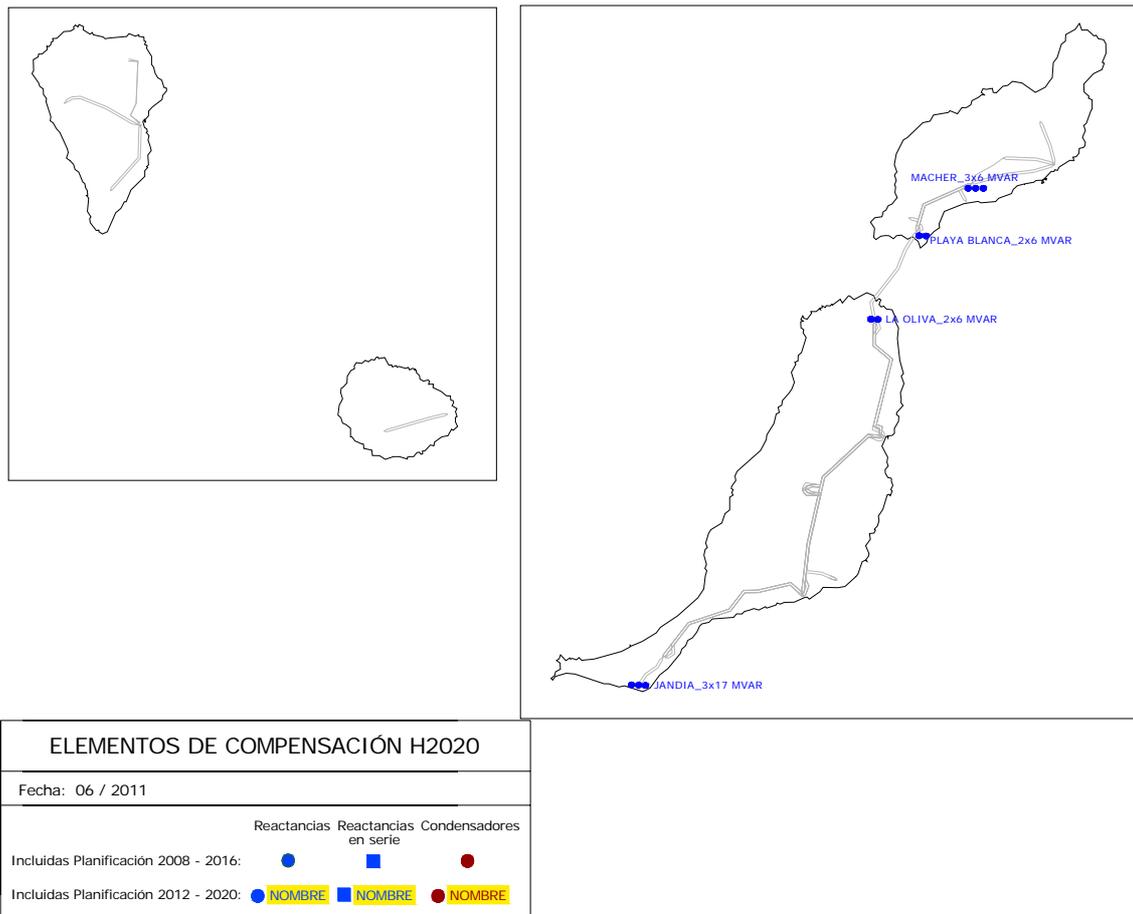


Figura 3.40. Elementos de compensación planificados en Fuerteventura, Lanzarote, La Palma y La Gomera. Periodo 2011-2020.

3.6.2. Infraestructuras con función de interconexión entre sistemas

a) Conexión entre sistema peninsular y sistemas extrapeninsulares y entre islas

Sistema eléctrico balear

En la planificación 2012-2020 se mantienen las propuestas de la interconexión eléctrica entre Península y Baleares así como el segundo enlace Mallorca-Menorca y los dos enlaces entre Mallorca e Ibiza planteados en el anterior ejercicio de planificación 2008-2016.

En relación al enlace Ibiza-Formentera, en la nueva planificación 2012-2020 se modifica la propuesta anterior de manera que el tercer enlace Ibiza-Formentera se propone en 132 kV, en lugar de en 66 kV, mediante cable submarino de 50 MW entre las subestaciones de Torrente y Formentera. Asimismo se propone duplicar este enlace a final de período con otro de similares características y condicionado a la no instalación de generación en Formentera.

Enlace Gran Canaria - Fuerteventura

Para mejorar la integración de energías renovables y robustecer las redes de los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Fuerteventura, se ha propuesto un nuevo enlace submarino de 132 kV entre Barranco de Tirajana y Jandía, mediante cable tripolar en corriente alterna de 132 kV y unas 100 MVA.

Enlace Península-Ceuta

Se plantea la posibilidad de interconectar la Península (Cádiz) y la ciudad autónoma de Ceuta mediante cable submarino al objeto de fortalecer el sistema eléctrico ceutí y abastecer su demanda con la generación más económica procedente de la Península. Para ello, es preciso que previamente se valoren las distintas posibilidades de interconexión y se realicen los estudios técnicos y económicos necesarios a fin de determinar la viabilidad de cada una de ellas. Si de dichos estudios se derivase una solución viable, ésta será incluida como actuación excepcional en el correspondiente Programa Anual que se apruebe al amparo de lo dispuesto en 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.

b) Coordinación de desarrollo de interconexiones con sistemas eléctricos externos

Interconexión con Francia

La interconexión España-Francia supone un objetivo de gran interés, por cuanto que constituye un importante activo para la calidad y seguridad del sistema español al interconectarlo con el sistema europeo, a la vez que es considerado uno de los medios más importantes para integrar los ambiciosos planes de energías renovables en España y en la Península Ibérica.

Las acciones para aumentar la capacidad de intercambio entre Francia y España dan respuesta al objetivo perseguido por los gobiernos de los dos países de alcanzar a medio plazo una capacidad de intercambio entre ambos sistemas de al menos 4.000 MW.

El proyecto original incluido en la planificación 2008-2016, contemplado como el primer paso hacia el objetivo de 4.000 MW, suponía una línea aérea de corriente alterna en doble circuito

de 400 kV a lo largo de un corredor en la zona del Pirineo Oriental. Las dificultades para encontrar una solución aceptable por los gobiernos español y francés en cuanto al trazado concreto de la línea llevó a acudir a la mediación de la Comisión Europea, quien nombró un coordinador a tal efecto. Como resultado de la mediación, la nueva interconexión por los Pirineos Orientales se está desarrollando como un enlace soterrado en corriente continua de 2000 MW de capacidad, entre las subestaciones de Sta. Llogaia (España) y Baixas (Francia).

Dado que esta interconexión por el Pirineo Oriental no será suficiente para alcanzar el objetivo de 4.000 MW de capacidad de intercambio con Francia, se plantea una nueva interconexión para un horizonte de medio plazo desde el País Vasco, submarina por el golfo de Vizcaya y también en corriente continua. Una definición más exacta de esta actuación y su horizonte temporal está siendo estudiada conjuntamente por los operadores del sistema de España y Francia y será aprobada de mutuo acuerdo por los gobiernos de ambos países.

Adicionalmente, otra interconexión adicional, aún pendiente de definición, será necesaria para el horizonte 2020 por el Pirineo Central

Interconexión con Portugal

En diciembre de 2010 se puso en servicio la nueva interconexión por el Duero, que supone una nueva línea de 400 kV entre Aldeadávila (España) y Lagoaça (Portugal), y la modificación topológica de las líneas de interconexión de 220kV que finalmente quedarán como un nuevo doble circuito de 220 kV entre Aldeadávila (España) y Pocinho (Portugal), sustituyendo los anteriores simples circuitos Aldeadávila-Pocinho 220 kV y Aldeadávila-Bemposta 220 kV.

En referencia a proyectos futuros, los análisis realizados de forma conjunta por los operadores de los sistemas de España y Portugal ya permitieron incluir en la planificación 2008-2016 la necesidad de una nueva interconexión norte y una nueva interconexión sur, que han de ser complementadas con diferentes refuerzos internos en cada sistema. No obstante, el avance en ambos proyectos, permite una mejor definición de los mismos respecto al último documento de planificación:

- Interconexión norte, en la zona del río Miño, un nuevo eje de 400 kV entre la nueva subestación O Covelo (España) y Vila Fría (Portugal)
- Interconexión sur, en la zona de Huelva, un nuevo eje de 400 kV entre Puebla de Guzmán (España) y Tavira (Portugal)

Con estos refuerzos está previsto que se alcance una capacidad comercial mínima de intercambio de hasta 3.000 MW.

Interconexión con Marruecos

En 2006 se puso en servicio del segundo circuito de interconexión que permitió alcanzar una capacidad de intercambio de 600-900 MW. Por el momento, no se prevén nuevos refuerzos en esta interconexión, aunque hay propuestas de refuerzo asociadas al Anillo Eléctrico Mediterráneo, y dependientes de la materialización de los planes asociados al Plan Solar Mediterráneo y otras iniciativas de instalación de importantes contingentes de renovables en el norte de África.

Hoy en día la interconexión con Marruecos se utiliza casi en su totalidad y durante prácticamente todo el año en sentido de España a Marruecos. Se estima que hasta 2020,

las inversiones en generación en el Norte de África, aunque puedan dar lugar a un cambio en el flujo pasando a importar energía de Marruecos, no serán suficientes para congestionar la interconexión actual en sentido Marruecos-España, de forma que se requieran nuevos refuerzos. En el largo plazo, con posterioridad a 2020, los refuerzos en esta interconexión deberán ir acompañados también de refuerzos internos en España, y sobre todo de la ampliación de la capacidad de la interconexión entre España y Francia.

Interconexión con Andorra

La interconexión con Andorra (actualmente consistente en un doble circuito de 110 kV) se aumentará de tensión a 220 kV.

Interconexión con Reino Unido

Se está evaluando la posibilidad de construir un enlace submarino que una la red de transporte del sistema eléctrico español con el sistema eléctrico inglés. Una interconexión España- Reino Unido podría ser un enlace de gran interés para la integración de la Península Ibérica en el sistema Europeo ya que permitiría tanto mejorar la calidad y seguridad del sistema español, la integración de energías renovables en España y en la Península Ibérica, y avanzar en la consecución del Mercado Único Europeo.

Se han realizado estudios de pre-viabilidad de un enlace submarino que podría unir en el largo plazo un nudo del País Vasco a nivel de 400kV con un punto cercano a Indian Queens 400 kV en el sur de Inglaterra. Estos estudios analizan, según la estructura de generación futura en ambos sistemas, los beneficios potenciales de un enlace de capacidad entre 1.000 y 2.000 MW, e indican la casi viabilidad económica en régimen de "Merchant Line" obteniendo un saldo positivo entre el coste total y el beneficio social total. Esto significa que los ingresos por mercado de esta interconexión (rentas de congestión) pagarían casi la totalidad de sus costes fijos y variables. Por otra parte, en caso de ejecutarse la inversión en régimen regulado, el coste de esta interconexión que habría que cargar a las tarifas española e inglesa sería una pequeña fracción del coste total y este coste resultaría inferior a los beneficios sociales no incluidos en las rentas de la congestión y por lo tanto, presentaría un saldo positivo. No obstante, los estudios realizados hasta el momento son preliminares y es necesario profundizar en ellos antes de poder decidir la ejecución de una inversión de este tipo.

3.6.3. Infraestructuras específicas

a) Previsión de desarrollo de red asociada al programa de Red Ferroviaria de Alta Velocidad

La condición de servicio de interés general concedida a la alta velocidad ferroviaria, impone la necesidad de que las infraestructuras eléctricas no supongan una limitación a su desarrollo de la misma.

La Planificación 2012-2020 ha tenido en cuenta las infraestructuras asociadas al suministro eléctrico de los ejes ferroviarios incluidos en el Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte (PEIT) 2005-2020 elaborado por el Ministerio de Fomento y la información que sobre este Plan ha aportado el propio Ministerio de Fomento y el Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF). Los refuerzos en las infraestructuras eléctricas necesarios para la puesta en servicio de algunos de los corredores de alta velocidad incluidos en el PEIT aún no han sido definidos por los responsables ferroviarios y no figuran en este documento. En caso de ser necesario, estos refuerzos se incorporarían a la Planificación 2012-2020 mediante su inclusión en alguno de los programas anuales de

instalaciones de la red de transporte que se aprueben en cumplimiento del Artículo 14 del real Decreto 1955/2000.

La Figura 3.41 muestra las infraestructuras previstas para la alimentación de los futuros trenes de alta velocidad (TAV).

De forma general, hay que destacar que para el suministro a las subestaciones de tracción de los TAV(s) es importante conocer con la suficiente antelación los trazados, ubicación de las subestaciones de tracción y los consumos requeridos debido a:

- Las necesidades de desarrollo concreto de red, especialmente en algunas zonas donde no existe ni están previstas nuevas actuaciones de red de transporte, lo que puede suponer plazos de ejecución suficientemente prolongados como para imponer restricciones a las fechas de puesta en servicio.
- La existencia de casos en los que la decisión sobre distintas alternativas de desarrollo de la red de transporte pueda verse afectada por la definición de los emplazamientos de apoyo desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del TAV.

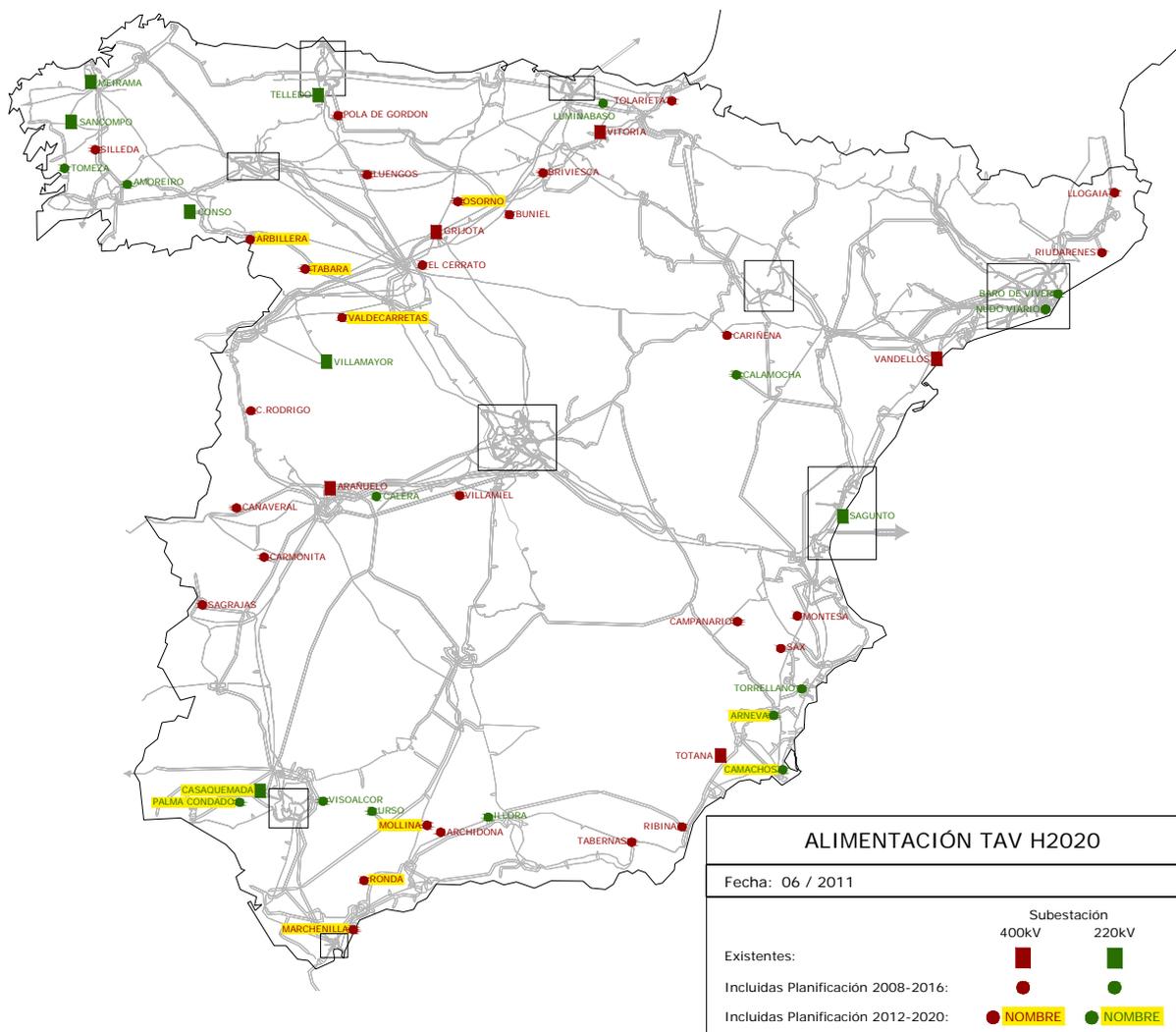


Figura 3.41. Infraestructuras previstas para alimentación de la red ferroviaria de alta velocidad

b) Refuerzo de instalaciones actuales de la red de transporte: repotenciación

Adicionalmente al desarrollo de la red de transporte basado en la puesta en servicio de nuevas instalaciones –expuesto en los puntos anteriores-, las crecientes dificultades que presenta su construcción exige la consideración de potenciales refuerzos en las instalaciones actuales –particularmente líneas eléctricas y posiciones de subestaciones asociadas- con objeto de aumentar sus prestaciones. En términos generales, estas mejoras se orientan a la transformación de las instalaciones para proveer una mayor capacidad de transporte.

Las siguientes figuras presentan las actuaciones de repotenciación en la red de transporte planificadas en el periodo 2011-2020.

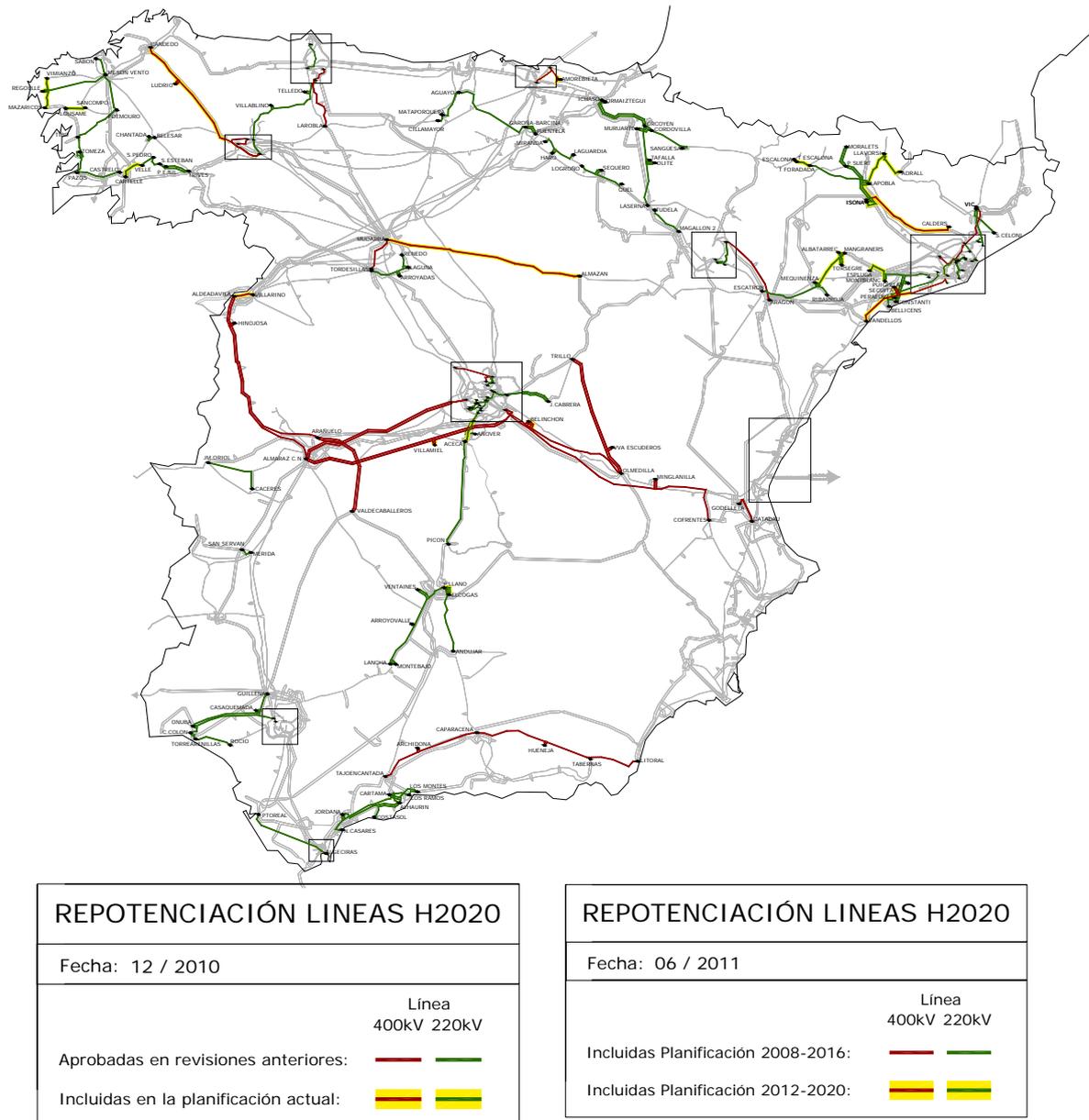


Figura 3.42. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte planificadas en el periodo 2011-2020

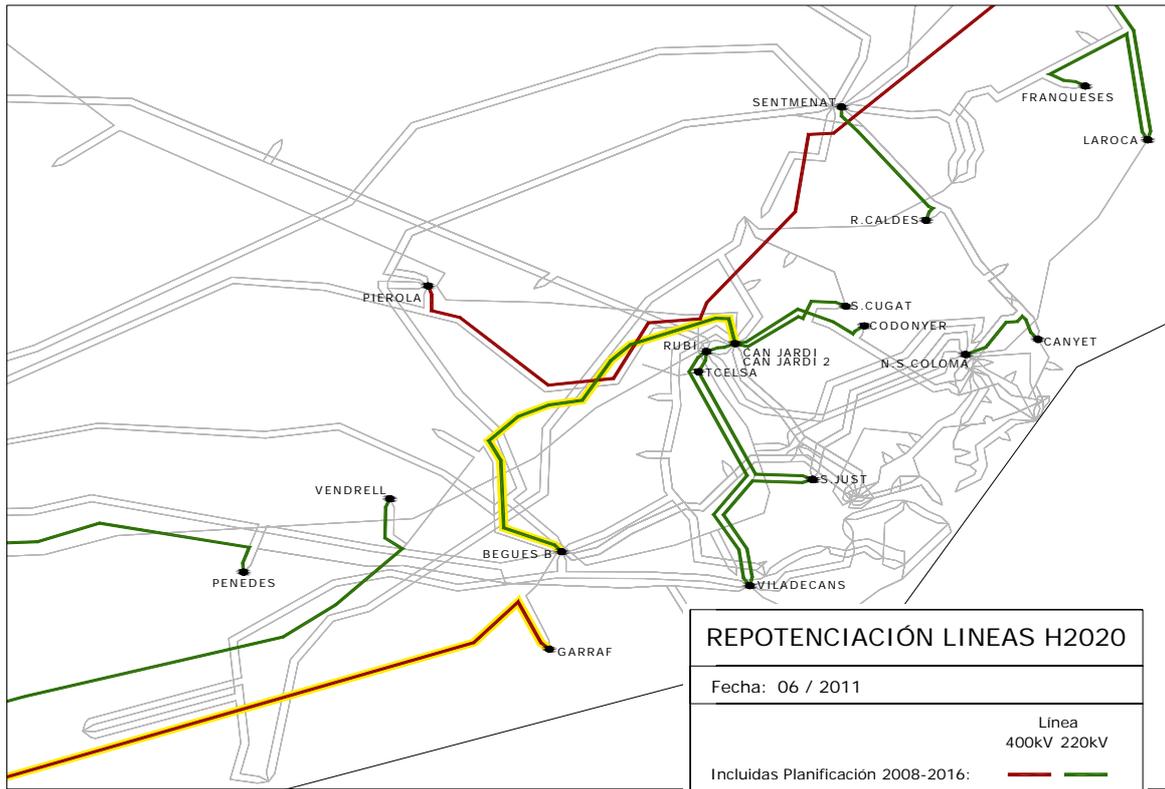


Figura 3.43. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte de Barcelona en el periodo 2011-2020

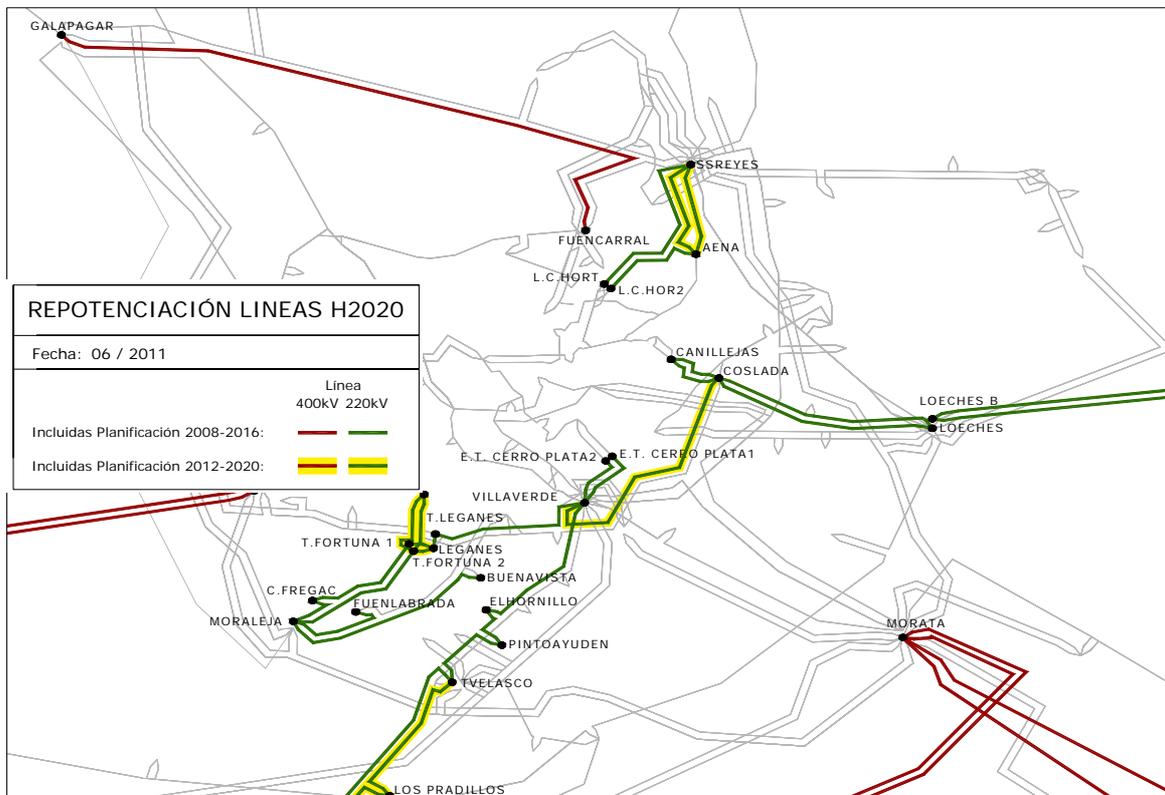


Figura 3.44. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte de Madrid planificadas en el periodo 2011-2020

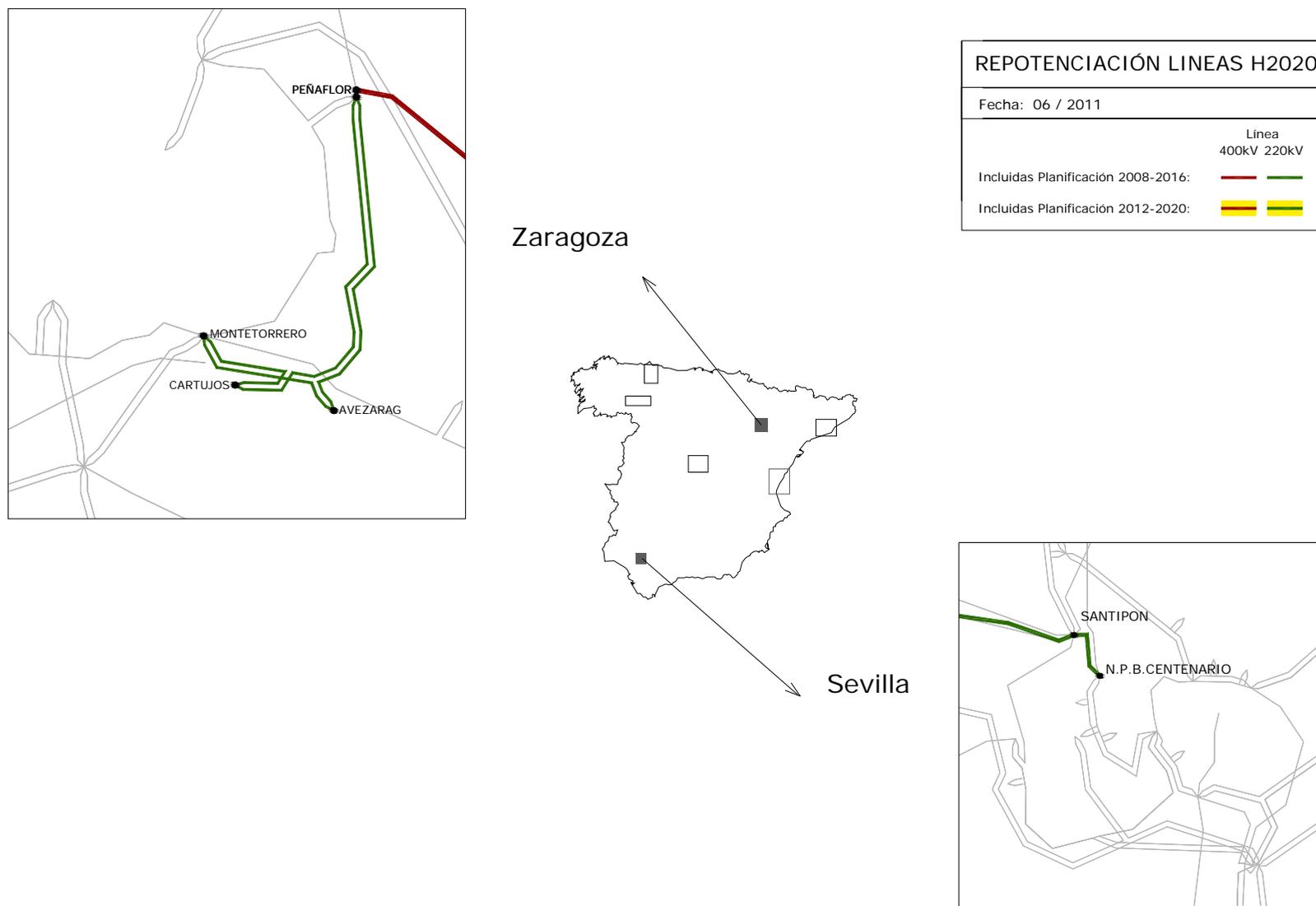


Figura 3.45. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte planificadas en el periodo 2011-2020. Detalle de Zaragoza, Levante y Sevilla

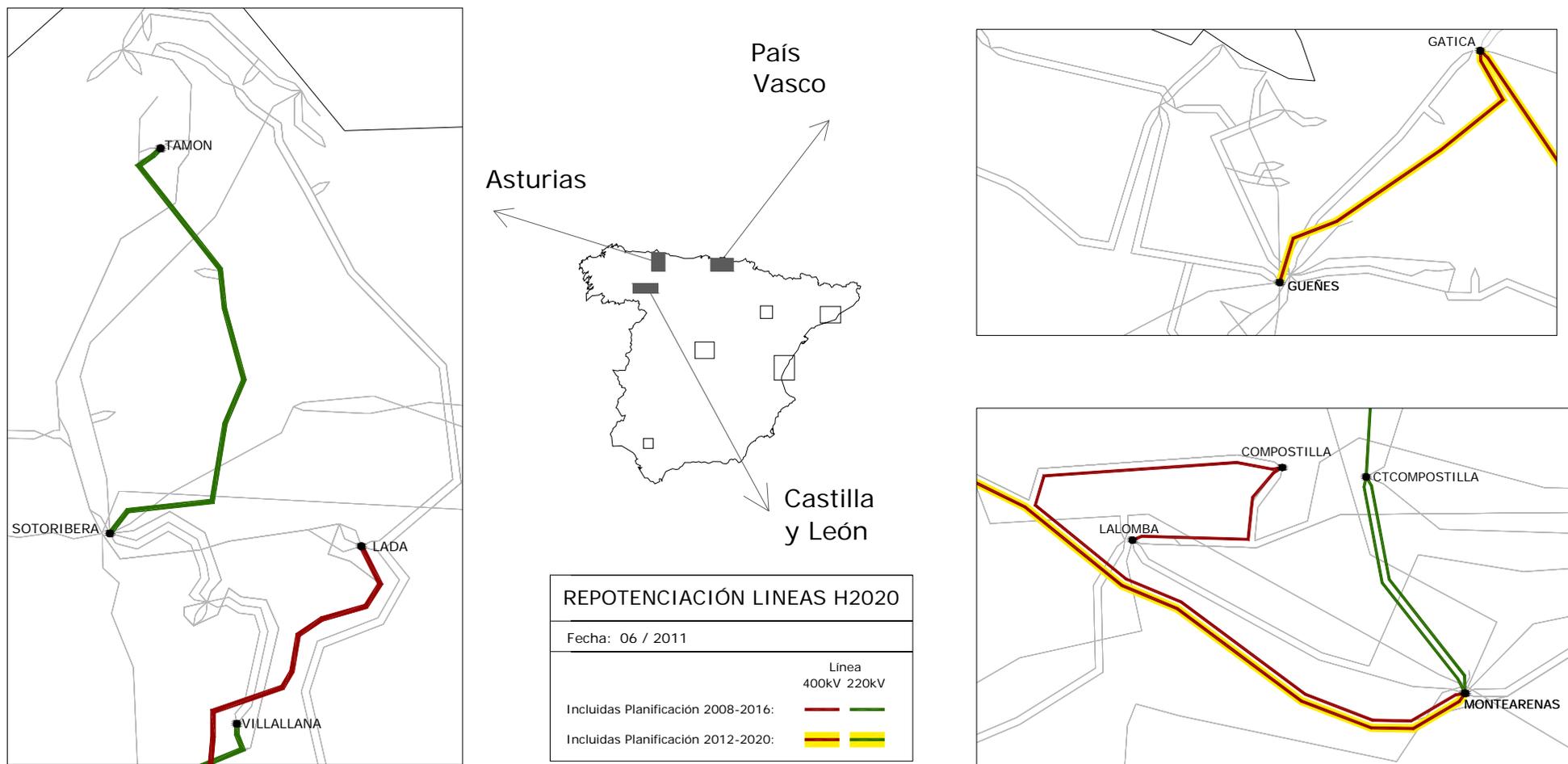


Figura 3.46. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte planificadas en el periodo 2011-2020. Detalle de Asturias, Castilla y León y País Vasco

3.6.4. ACTUACIONES EN EL CORTO PLAZO NECESARIAS PARA MEJORAR LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

A continuación se enumeran los problemas más significativos detectados en la operación del sistema y los desarrollos previstos que permitirán solventar dichas situaciones en el corto plazo, dado su carácter urgente.

Madrid

- Principal problema actualmente: Inviabilidad de operar cerrado el eje Norte de Madrid 220 kV. Aunque a finales de 2009 se puso en servicio el cable 220 kV Coto-Prosperidad se sigue sin poder operar el eje mallado por riesgo de sobrecargas en L/ 220 kV Hortaleza-SS Reyes, L/ 220 kV Hortaleza-Aena y eje de 220 kV Casa de Campo-Manuel Becerra-Prosperidad-Hortaleza y por las elevadas corrientes de cortocircuito que podrían aparecer.

La futura puesta en servicio de la SE 220 kV Cuevas de Almanzora el circuito 220 kV Aena-Campo de las Naciones, el eje de 220 kV entre P.S. Fernando y Coslada y la repotenciación del DC 220 kV Coslada-Loeches, solventan esta situación.

- Explotación con barras separadas en Villaviciosa 220 kV: La limitada capacidad del circuito 220 kV VILLAVICIOSA-TVILLAVICIOSA (320 MVA) obliga a explotar Villaviciosa 220 kV con barras separadas. Esta situación se solventará con la ejecución de las instalaciones previstas: nuevo circuito de 220 kV Galapagar-Majadahonda 220 kV y la reconfiguración topológica que da lugar a la línea de 220 kV Galapagar-Ventas 220 kV.
- Necesidad de aumentar el número de reactancias (tanto en 400 kV como en 220 kV,) Está prevista la instalación de 800 Mvar en la red de 220 kV y 150 Mvar en la red de 400 kV.
- Sobrecargas en L/ 220 kV Moraleja-Camino de Fregacedos-Fortuna-Leganés o L/ 220 kV Moraleja-Fortuna-Leganés: Estos problemas se han aliviado bastante con la PES de la T de Villaviciosa y el segundo transformador 400/220 kV en dicha subestación. Estos problemas se solventan con la eliminación de las T(s) de la Fortuna y las repotenciones posibilita la eliminación de estos problemas. Igualmente, la puesta en servicio de la futura transformación 400/220 kV en Villaverde, colabora en la solución de estos problemas.
- Elevadas cargas en los ejes de Morata a Villaverde y en los transformadores de Morata 400/220 kV debido a su reducida capacidad. Estos problemas desaparecerán con la incorporación de las nuevas unidades de transformación 400/220 kV planificadas para la zona de Madrid, y en particular con las unidades previstas en Villaverde.

Castilla La Mancha

- Posibilidad de tensiones bajas en el eje Madrideojos-La Paloma-Alarcos por fallo en un extremo del eje (Aceca o Picón). Dificultad para planificar descargos por ausencia de mallado. Esta situación desaparece con la incorporación del apoyo de la red de 400 kV a la red de 220 kV en Manzanares.
- Problemas puntuales de evacuación de la generación de Aceca 220 kV en caso de realización de determinados descargos. Estos problemas desaparecen con las repotenciones previstas de los ejes de 220 kV que conectan Aceca con Madrid y con las futuras líneas de 220 kV Aceca-Valdemoro y Aceca-Torrijos.

Andalucía

- Problemas de evacuación en la zona de 220 kV de Huelva (ciclos combinados, cogeneración y termosolares). Estos problemas se solucionarán con las repotenciones previstas en la red de 220 kV y con el cierre del eje de 220 kV Huelva-Sevilla con la línea Rocío-Aljarafe.

- Se detectan sobrecargas y subtensiones en la red de 220 kV de la zona de Granada, que se solucionarán con la futura línea Tabernas-Benahadux 220 kV y el apoyo de la red de 400 kV en la futura subestación de Tabernas.
- Sobrecargas en la línea de 220 kV Tajo Encantada-Alhaurín en situaciones de elevada generación en el nudo de 220 kV de Tajo de la Encantada. Estas sobrecargas desaparecerán con el apoyo a la red de 220 kV desde la red de 400 kV en la futura subestación de Cártama.
- En algunas situaciones se observan sobrecargas y subtensiones en la red de 220 kV de la zona de Cádiz, concretamente en la subestaciones de 220 kV de Cartuja y del Puerto Santa María. Estos problemas se eliminan con un incremento de mallado de la red de 220 kV desde la subestación de Puerto Real y el apoyo desde el 400 kV mediante un doble circuito desde Arcos de la Frontera hasta Cartuja.
- En los nudos de 220 kV de Venta Inés, Arroyo Valle y Montecillo Bajo se incumplen los límites de tensión cuando concurren una fuerte demanda y la indisponibilidad de Puente Nuevo, Puertollano o Elcogás. Esta situación desaparece con la incorporación del apoyo de la red de 400 kV a la red de 220 kV en Brazatortas y Córdoba.

Extremadura

- Tensiones bajas en los nudos de Balboa, Alvarado y Mérida ante N-1 del transformador de Balboa. Este problema se soluciona con la instalación de una nueva unidad de transformación 400/220 kV en Brovales y el apoyo de la red de 400 kV a la red de 220 kV en San Serván y Sagrajas.
- Elevada carga en base del transformador de Almaraz y sobrecarga ante contingencias de la zona. Con la nueva unidad de transformación 400/220 kV en Almaraz y la nueva subestación Belvis de Monroy,

Cataluña

- La alimentación de Gerona se encuentra en una situación precaria debido al poco mallado y presentar una elevada demanda. La nueva interconexión con Francia y las nuevas subestaciones de 400 kV de Bescanó, Ramis y Santa Llogaia solucionarán los problemas de suministro.
- La elevada potencia de cortocircuito y la baja capacidad de corte de los interruptores de la zona de Barcelona capital provoca que se exploten con barras separadas varias SSEE (C. Jardí y Santa Coloma, si bien la separación de barras en S. Coloma con demandas medias-altas o ante descargos en la zona es inviable y normalmente en horas punta se opera con el ACP cerrado). Ante ello, está previsto el desmallado o el desdoblamiento en binudo de varias subestaciones en el área metropolitana de Barcelona, entre ellas las dos mencionadas, así como otras medidas adicionales, como la explotación en “bolsas” o los bypass operables en algunas subestaciones.
- La elevada concentración de generación en los nudos de Puerto de Barcelona y Besos puede provocar situación de sobrecarga en las líneas ante disparo o descargos. Los teledisparos implementados en Puerto de Barcelona evitan las sobrecargas dentro del anillo Hospitalet-Aena Oeste ante N-1, pero la capacidad de transporte de 400 MVA de los cables hace que en base sea necesario limitar la generación si los dos grupos están a plena carga. Se detectan problemas de evacuación ante N-1 en los cables de evacuación de Besós con elevada generación en Besós y Puerto de Barcelona sin que existan teledisparos implementados que lo resuelvan. Por consiguiente, y para facilitar la evacuación de la generación y asegurar la calidad de suministro están previstos dos nuevos ejes de evacuación de Zona Franca, vía Nudo Viario-Gavarrot 220 kV, por un lado y Cerda-Hospitalet 220 kV por otro.
- Actualmente la alimentación de Barcelona se realiza a través de cuatro líneas en 220 kV junto con la generación de Besos y Badalona. Ante la indisponibilidad de generación en

esos nudos la alimentación de las cargas no se realiza equilibradamente en las cuatro líneas sino que presenta una menor impedancia la línea L-220 kV Collblanch-Urgell, sobrecargándose ésta. No obstante, está previsto el apoyo mediante transformación desde el 400 kV en varios puntos del área metropolitana de Barcelona (Desvern, Gramanet, Viladecans).

- La demanda elevada del nudo 220 kV Sant Fost junto con que sólo se puede alimentar desde SE 220 kV Sentmenat o SE 220 kV desde S.Andreu provoca sobrecargas sin solución topológica con la red actual. La reconfiguración topológica de la zona con motivo de la llegada del 400 kV a Gramanet 400 kV ayudará a aliviar la situación.

Aragón

- Aparición de sobrecargas en el eje de 220 kV Tudela-Magallón-Enterríos-MonteTorreto en escenarios con elevada generación en el norte. La construcción del DC-220 kV Jalón-Los Vientos reducirá en parte las posibles sobrecargas.
- Sobrecargas en el ATP-9 400/220 kV Escatrón y L-220 kV Escatrón-Mequinzena en escenarios con alta generación en la zona, especialmente en CTCC ESCATRÓN. Se soluciona con teledisparos pero también está previsto repotenciar la línea.
- Reducida capacidad de transformación en la zona. Durante el verano y el otoño estuvieron indisponibles un transformador en Peñaflo y otro en Mequinzena con lo que aparecían sobrecargas en el transformador en servicio de Peñaflo. Esta situación se alivia con el cambio de potencia previsto en el transformador de Mequinzena 400/220 kV, que pasara a ser de 600 MVA

Comunidad Valenciana

- Sobrecargas en los ejes de 400 kV y 220 kV entre La Plana y La Eliana en escenarios con alta generación en Castellón/ Morvedre o la zona Este. Actualmente se solucionan activando el sistema de teledisparos pero algunos descargos pueden obligar a reducir generación por lo que, ante la inviabilidad física de reforzar el eje existente está prevista la entrada/salida en Godelleta 400 kV de uno de los circuitos Morella-La Plana 400 kV

Comunidad Valenciana y Región de Murcia

- Problemas de suministro de la demanda dependiente del eje de 220 kV entre Alicante y Murcia donde hay seis subestaciones en entrada y salida. Este eje realiza además funciones de transporte desde Murcia –Centrales de Nuevas Escombreras y Fausita-hasta Alicante. Para evitar esta situación está previsto el mallado de este eje mediante apoyos tanto desde la red de 400 kV como desde la red de 220 kV.

3.6.5. Instalación de desfasadores y FACTS

La presente Planificación contempla la utilización de FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) o elementos redireccionadores de flujos de potencia. La principal aplicación de estos elementos consistirá en evitar la sobrecarga de una línea desviando parte del flujo de potencia a otros caminos paralelos menos cargados, explotando así de manera más eficiente las infraestructuras ya existentes. Sin esta solución, las sobrecargas estructurales solo podrían resolverse incorporando nuevas líneas o repotenciando algunas de las existentes.

La integración masiva de generación eléctrica de origen renovable justifica la necesidad de incorporar este tipo de dispositivos, de los que sólo se cuenta actualmente con uno en servicio: el desfasador de la línea Biescas-Pragneres, situado en el lado francés. Así, el crecimiento de este tipo de generación ocasiona congestiones crecientes en diversas partes del sistema las cuales obligan a la incorporación de nuevas líneas o al máximo aprovechamiento de la capacidad de transporte de las instalaciones existentes utilizando para ello FACTS, siempre que esto sea posible.

Cuando no se han podido adoptar soluciones clásicas de planificación (nuevas líneas o transformadores o repotenciación), el operador del sistema solamente puede resolver las sobrecargas en tiempo de operación utilizando uno de los siguientes mecanismos:

- Mediante re-despacho de generación, es decir, alterando la solución del mercado que es la más económica e introduciendo un sobrecoste por resolución de restricciones.
- A veces mediante maniobras topológicas de la red. Por ejemplo, abriendo barras de subestaciones o cambiando la configuración de alguna manera más compleja para aumentar la impedancia del camino en que se produce la sobrecarga. Estas maniobras topológicas solo son posibles cuando la configuración del sistema lo permite, implican un desmallado que inevitablemente reduce la seguridad de la red y, en general, también aumentan las pérdidas en la red. Por otra parte, el efecto que puede conseguirse (limitado) puede ser insuficiente.
- Mediante limitaciones a la producción renovable, como última solución, cuando no hay ninguna otra manera de garantizar las condiciones de seguridad del sistema establecidas (P.O.1.1)

Este tipo de soluciones son siempre más caras que las soluciones de planificación. Así, si se presentasen sobrecargas de forma habitual en alguna línea o transformador, los costes de los re-despachos de generación siempre justifican la inversión en repotenciación de líneas o incluso la instalación de líneas nuevas que resuelvan de manera definitiva dichas sobrecargas.

Los FACTS son especialmente interesantes para distribuir óptimamente los flujos cuando existen elementos en paralelo con distinta capacidad de transporte y vienen a resolver sobrecargas estructurales cuando una repotenciación o una nueva línea no son viables o cuando su puesta en servicio se demora más de lo esperado. Además, como elementos localizados en una subestación, pueden ser trasladados a otro lugar si dejasen de ser necesarios en su primera ubicación.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, una vez analizado el estado de sobrecargas del sistema y comparadas las posibles soluciones a las mismas, se mantienen los desfases ya incluidos en la Planificación 2008-2016 (Galapagar 400 kV en la salida a Moraleja y San Miguel de Salinas 220 kV en la salida a Campoamor) y además se contempla la instalación de un nuevo desfaseador en Arkale 220 kV (salida a Argia 220 kV) y de dispositivos FACTS en las siguientes subestaciones:

- Subestación Magallón 220kV, salida de línea Magallón – Tudela. Dispositivo tipo CRSS (Combination of Reactors - Switch by Steps).
- Torre del Segre 220kV, salida de línea Torre del Segre –Mequinenza. Dispositivo tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator).

a) Necesidad de un dispositivo FACTS tipo CRSS en la subestación de Magallón, salida de línea Magallón – Tudela.

En la línea de 220 kV Magallón-Tudela se detectan sobrecargas cuando la producción eólica de la zona de Navarra y la de los ciclos combinados cercanos es muy elevada y ante la contingencia de la línea de 400 kV Magallón-La Serna. Un flujo importante de energía circulando por la zona de Oeste a Este debido al escenario global de generación en el sistema aumenta la probabilidad de que se produzcan estas sobrecargas. Las distintas alternativas de planificación que permitirían solventar las sobrecargas que se producen en la línea Magallón – Tudela tendrían las siguientes características:

- *Dispositivo FACTS tipo CRSS*, con una capacidad de re-direccionamiento del flujo de potencia en la línea en que se propone su utilización de hasta un 25% de la capacidad nominal de la misma. Esta reducción del flujo de potencia evita las sobrecargas y resuelve satisfactoriamente el problema existente.
- La repotenciación de la línea, con cambio de conductor y con o sin recrecido de los apoyos y paso de la operación de la línea a 85°C, la cual ofrecería un aumento de capacidad variable en la línea Magallón – Tudela según la solución que finalmente se adoptase pero que resultaría en todo caso suficiente para resolver las sobrecargas existentes en esta línea.

Esta opción tendría un coste aproximado de 1 millón de €, pero solo resolvería parcialmente el problema. Por el contrario, la construcción de una nueva línea de 220 kV sí resolvería completamente el problema, tendría un coste aproximado de 5 millones de € pero su plazo de ejecución sería muy superior.

Por tanto, una vez analizada su viabilidad técnica para el caso que nos ocupa, la solución FACTS tipo CRRS en la subestación de Magallón 220 se adopta no por razones estrictas de costes sino por su menor impacto ambiental, porque existe la seguridad de que es realizable y porque el plazo de tiempo para disponer de ella es corto frente al de las otras dos opciones.

Finalmente, la solución tipo FACTS tipo CRRS se podría trasladar a otro emplazamiento cuando dentro de unos años deje de ser útil en esta primera ubicación, puesto que en los estudios realizados se ha comprobado que la instalación del dispositivo FACTS tipo CRSS es muy positiva en el corto plazo, resolviendo la gran mayoría de las congestiones posibles pero en plazos medios y largos, cuando ya se hayan ejecutado otras actuaciones de planificación previstas en la zona, aparte de la repotenciación de la propia línea Magallón-Tudela 220 kV el dispositivo FACTS tipo CRSS en esta ubicación dejará de ser tan importante y se podrá reubicar en otro emplazamiento. En este sentido, es necesario resaltar el problema que plantea la incertidumbre en el plazo en que se podrán poner en servicio las actuaciones planificadas. La instalación de dispositivo CRRS no plantea este tipo de incertidumbres, resolviendo el problema hasta que se puedan ejecutar las soluciones previstas para el largo plazo. En ese momento, el CRRS quedará libre para poder ser trasladado a otra ubicación de las varias en que se plantean problemas similares (cada vez más frecuentes).

b) Necesidad de un dispositivo FACTS tipo SSSC en la subestación de Torre del Segre 220 kV, salida de línea Torre del Segre – Mequinenza

En la línea de 220 kV Torre del Segre-Mequinenza se detectan sobrecargas cuando la producción hidráulica y eólica de la zona y la de los ciclos combinados cercanos es muy elevada y ante la contingencia de la línea de 220 kV Mangraners-Montblanc. Actualmente estas sobrecargas se solucionan:

1. Reduciendo la producción hidráulica
2. Separando barras en la subestación Mequinenza 220 kV para evacuar toda la generación directamente hacia el nivel de 400 kV a través del transformador Mequinenza 400/220 kV con la consecuente reducción de la seguridad del sistema.

Gracias a la instalación de este equipo SSSC, se evitarán los desmallados actuales y las reducciones de la producción hidráulica. Alternativamente, se hubieran podido también resolver el problema construyendo una nueva línea de 220 kV. En este caso, el coste

total hubiera sido similar pero el impacto ambiental y social hubiera sido mucho mayor así como el periodo de construcción.

Los costes de operación evitados gracias a la instalación de este dispositivo son los sobrecostes de los redespachos de generación evitados al resolverse las restricciones técnicas mediante la utilización de este dispositivo. Además, se consigue una mejora en la seguridad del sistema al evitarse los desmallados.

La instalación de este dispositivo ha sido propuesta al Ministerio de Ciencia e Innovación resultando aprobado en el marco del Proyecto Singular Estratégico REDES 2025.

Hay que señalar que tanto el dispositivo CRSS como el SSSC son soluciones innovadoras para las cada vez mayores necesidades de flexibilidad en las capacidades de transporte del sistema eléctrico nacional que vienen impuestas a su vez por la necesidad de integración de energías renovables. No cabe duda de que la experiencia en la construcción, implantación y operación de estos dispositivos proporcionarán un elevado beneficio intangible derivado de la experiencia en la máxima integración de energías renovables en el sistema español, claramente en posición de liderazgo mundial.

3.7. ANÁLISIS DE INVERSIONES Y COSTES DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS PLANIFICADAS

3.7.1. Instalaciones programadas en el periodo 2012-2020

En el anexo 3.I de este capítulo se recoge la lista de actuaciones (líneas, subestaciones, transformadores, reactancias y condensadores) necesarias a lo largo del horizonte de planificación en cada Comunidad Autónoma.

En función de que su ejecución esté o no condicionada al cumplimiento de alguna condición previa, las actuaciones se clasifican según los siguientes “tipos”:

- Actuaciones tipo A: Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante.
- Actuaciones tipo B: Actuaciones de conexión con algún tipo de condicionante. Estas actuaciones pasarán automáticamente a ser de tipo A cuando se satisfaga la condición a la que están vinculadas.

La información especificada en las tablas contiene la justificación de las instalaciones según el código siguiente:

- MRdT: Mallado de la red de transporte.
- CInt: Conexión internacional.
- ATA: Alimentación del tren de alta velocidad.
- EvRO: Evacuación régimen ordinario (ciclos combinados de gas natural, etc).
- EvRE: Evacuación régimen especial (eólica, solar, etc).
- ApD: Apoyo a distribución y demanda de grandes consumidores excepto ATA.

Las instalaciones se han identificado según la función que cumplen en el sistema como:

- Instalaciones estructurales: solucionan los problemas que afectan al buen funcionamiento del sistema en su conjunto en el horizonte y escenarios estudiados.
- Instalaciones de conexión: facilitan el enlace con la red de transporte de centrales de generación, subestaciones de distribución y consumidores.

Respecto de las instalaciones no consideradas como red de transporte, se han reflejado aquellas que:

- Corresponden a instalaciones que presentan una mayor influencia en el funcionamiento de la red de transporte (transformación 400/132-110 kV de apoyo a la distribución), si bien, como se dijo en el título 3.6.1 no se consideran en las valoraciones económicas.
- Están asociadas a nuevas líneas de elevada longitud o nuevas líneas que en función de la evolución de la red de transporte a largo plazo podrían formar parte de esta red.

Las actuaciones propuestas para subestaciones son del tipo baja, alta, ampliación y renovación. Con este último tipo se identifican, principalmente, las subestaciones de 220 kV que presentan una configuración de simple barra para las que se propone su adecuación a una configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, según establece el P.O. 13.1 y 13.3. Estas subestaciones en simple barra son las que resultan más críticas para el Sistema, dejando la adecuación del resto de subestaciones de simple barra para una etapa posterior.

En la columna de observaciones de las tablas de subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020 y para las actuaciones motivadas por solicitudes de acceso a la red de transporte se indica, a título informativo, el código asignado a cada acceso en la contestación a dichas solicitudes, sin que esto suponga que dichas actuaciones están consolidadas (las actuaciones se consolidan tras la cumplimentación del procedimiento de conexión a la red de transporte y en su caso en el contrato técnico de acceso). Igualmente, las instalaciones de conexión recogidas en este documento que no cuentan con código de contestación de acceso, se encuentran condicionadas al cumplimiento de todo el procedimiento de acceso establecido al efecto. Los códigos se asignan en función del tipo de acceso según el siguiente listado, en función del carácter de la instalación que se conecta a la red de transporte:

- DED: Instalaciones de conexión a la red de transporte para apoyo a la red de distribución
- DEA: Instalaciones de conexión a la red de transporte para atender al suministro de grandes consumidores y alimentación al tren de alta velocidad
- GOR: Generación de régimen ordinario
- GEE: Generación de régimen especial eólica
- GEN: Generación de régimen especial no eólica

Las actuaciones que en la columna de observaciones de las tablas de instalaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020 aparecen como no de transporte, podrán pasar a ser de la red de transporte siempre y cuando el operador del sistema prevea su necesidad y la ratifique la administración competente y las mismas cumplan lo establecido en los procedimientos de operación (P.O.) vigentes, en particular los P.O. 13.1 y P.O. 13.3.

El criterio general para clasificar cada actuación ha sido el otorgar la clasificación A a todas aquellas actuaciones programadas en el periodo 2012-2020 si son de carácter estructural. Para la clasificación del resto de instalaciones, se ha tenido en cuenta la existencia o no de condicionantes que introdujesen incertidumbre en su ejecución.

Las posiciones de subestación correspondientes a las nuevas instalaciones programadas (líneas, transformadores, reactancias y condensadores) no se especifican en las tablas, aunque deben considerarse incluidas en los nuevos refuerzos para el desarrollo de la red de transporte. Con carácter general, se han de contabilizar: dos posiciones de línea (origen y destino) para las nuevas líneas de simple circuito; cuatro posiciones de línea (dos de origen y dos de destino) para las nuevas líneas de doble circuito; dos posiciones de transformación para los nuevos transformadores de la red de transporte 400/220 kV; una posición de transformación perteneciente a la red de transporte para los nuevos transformadores transporte/distribución; una posición para la conexión de una nueva reactancia o un nuevo banco de condensadores. Por otra parte, las tablas de las subestaciones de 400 y 220 kV programadas en el horizonte 2020, tanto para instalaciones nuevas como ampliaciones de las existentes, recogen los códigos de acceso a la red de transporte asociados a las contestaciones de viabilidad de acceso emitidas por Red Eléctrica, que pueden motivar la necesidad de nuevas posiciones en las subestaciones para la conexión de dichos accesos.

Adicionalmente, las tablas recogen las ampliaciones enviadas por los distintos agentes en el nuevo proceso de planificación aunque estas están pendientes de la correspondiente solicitud de acceso, de su evaluación y por tanto de la emisión del informe de viabilidad de acceso. Estas actuaciones se consolidarán una vez hayan sido emitidos los preceptivos informes de viabilidad de acceso y de conexión a la red de transporte.

Las fechas de puesta en servicio de todas las instalaciones de conexión a la red de transporte se tienen que considerar como orientativas y se concretarán con la firma del

contrato técnico de acceso y la obtención de las autorizaciones administrativas pertinentes. No será necesario por lo tanto su actualización en los sucesivos programas anuales que, asociados a esta Planificación, se aprueben al amparo del Real Decreto 1955/2000.

Las siguientes figuras presentan las actuaciones de líneas, subestaciones, transformadores, reactancias y condensadores en la red de transporte planificadas en el periodo 2012-2020 respectivamente. En las figuras del epígrafe anterior se mostraron las actuaciones referidas a repotenciacines en la red de transporte.

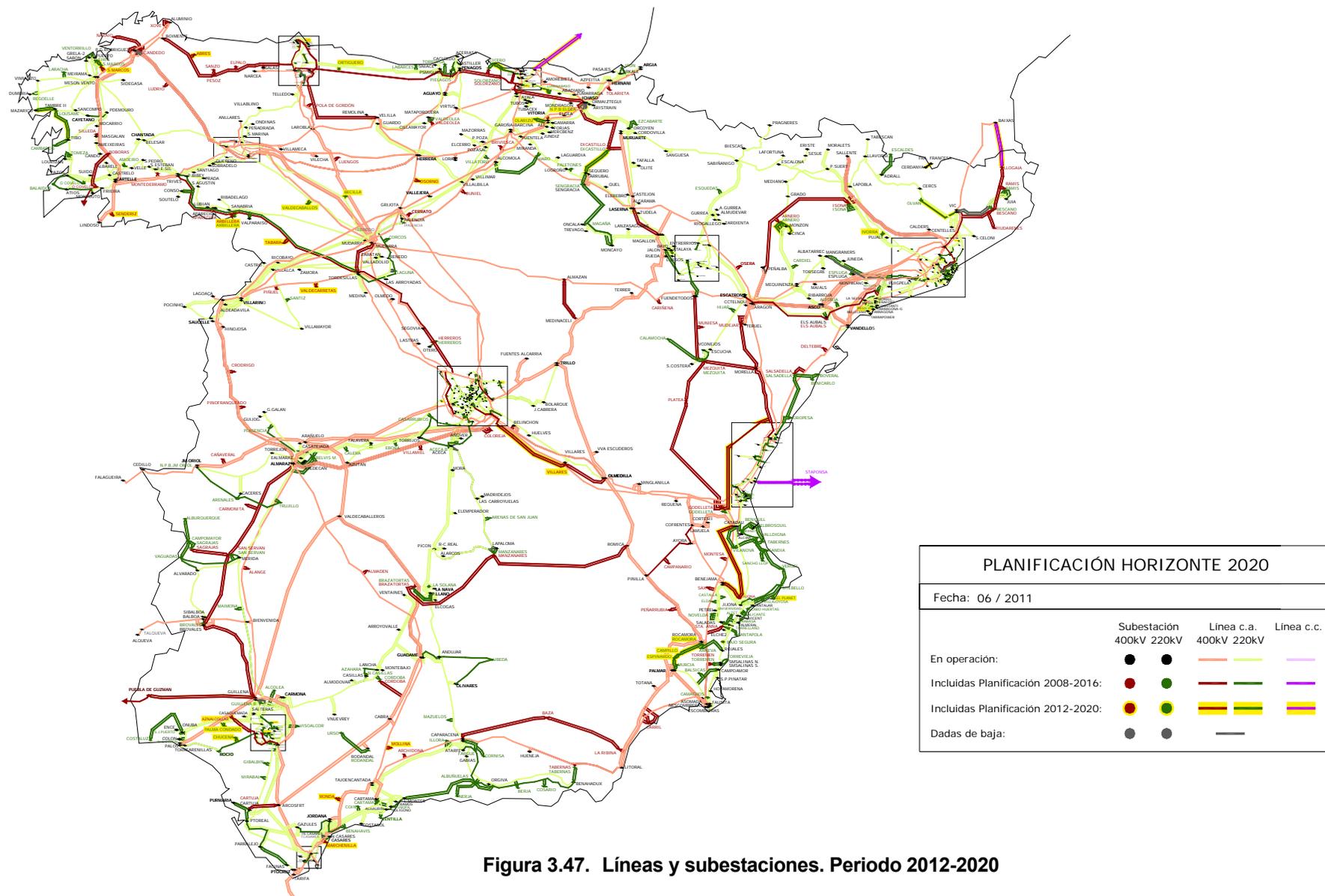


Figura 3.47. Líneas y subestaciones. Periodo 2012-2020

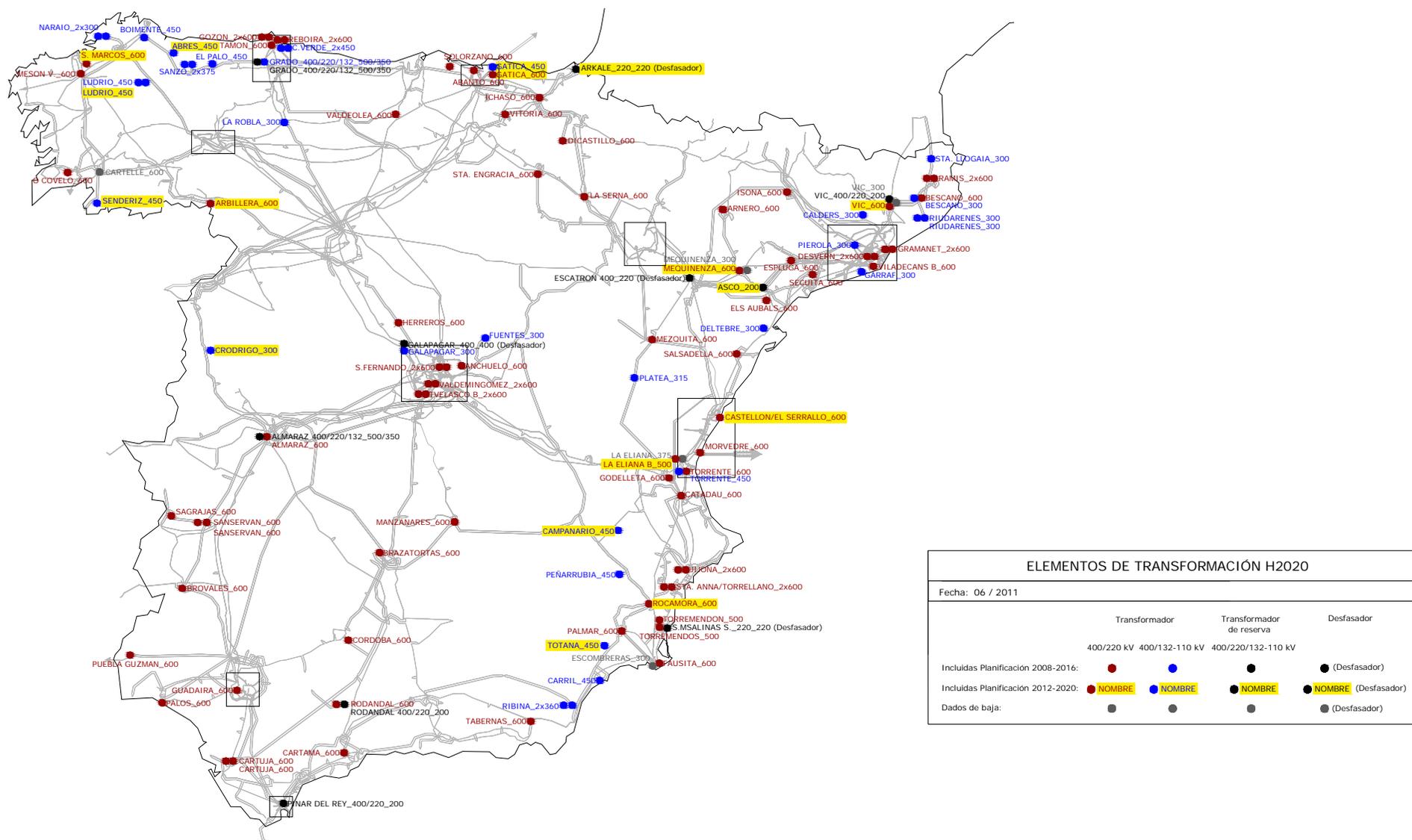


Figura 3.48. Transformadores. Periodo 2012-2020

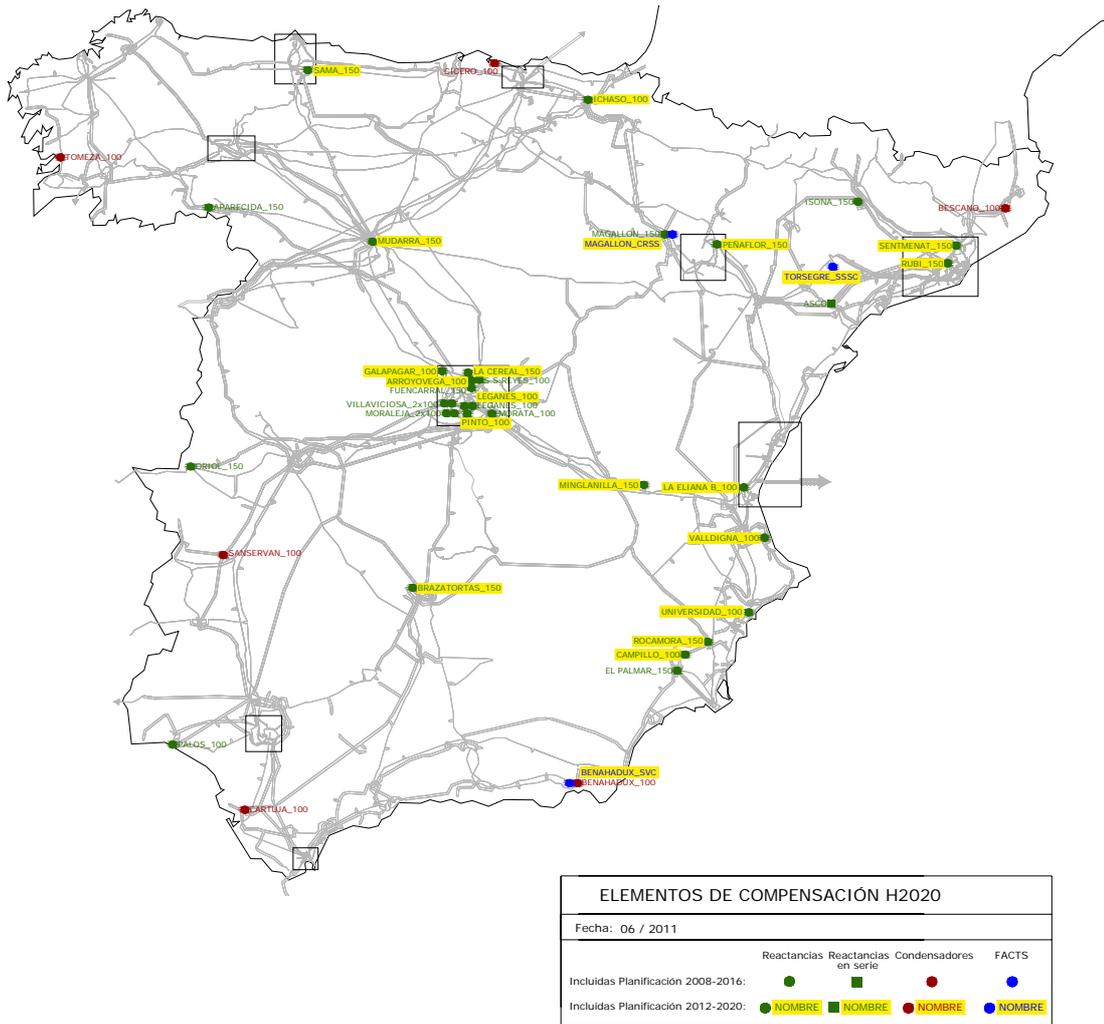


Figura 3.49. Reactancias y condensadores. Periodo 2012-2020

En la siguiente tabla se recogen, en unidades físicas, el resumen de actuaciones planificadas para el periodo 2012-2020, para la península y para los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias.

Subestaciones	400 kV	220 kV
Nuevas	1,029	1,871
Posiciones		
Ramas [km de circuito]	400 kV	220 kV
Línea	7,334	4,379
Cable	5	956
Línea c.c.	564 ⁽¹⁾	250 ⁽²⁾
Repotenciación	3,326	3,673
Transformación [MVA]	400/220	400/132-110
	48,445	12,035
Compensación [Mvar]	400 kV	220 kV
Reactancias	2,250	1,700
Condensadores	0	600

(1) 320 kV c.c.
(2) 250 kV c.c.

Tabla 3.40. Actuaciones (en unidades físicas) planificadas en península periodo 2012-2020

Baleares				
Subestaciones	220 kV	132 kV	66 kV	TOTAL
Nuevas posiciones	44	88	97	229
Ramas (km de circuito)	220 kV	132 kV	66 kV	TOTAL
Línea	78	51	210	339
Cable	23	101 ²⁰	88	212
Enlaces submarinos	-	343	-	343
Repotenciación	-	-	111	111
Transformación (MVA)	220/132	220/66	132/66	TOTAL
	1255	1125	480	2.860
Compensación (Mvar)	220 kV	132 kV	66 kV	TOTAL
Reactancias	-	422	-	422
Condensadores	-	-	-	-

Tabla 3.41. Actuaciones (en unidades físicas) planificadas en el sistema eléctrico balear en el periodo 2012-2020

²⁰ Incluye tramos soterrados de enlaces submarinos.

Canarias				
Subestaciones	220 kV	132 kV	66 kV	TOTAL
Nuevas posiciones	100	89	350	539
Ramas (km de circuito)	220 kV	132 kV	66 kV	TOTAL
Línea	306	246	452	1.004
Cable	77	37	401	515
Enlaces submarinos	-	260	-	260
Repotenciación	-	-	-	-
Transformación (MVA)	220/132	220/66	132/66	TOTAL
	385	2875	1075	4335
Compensación (Mvar)	220 kV	132 kV	66 kV	TOTAL
Reactancias	-	126	18	144
Condensadores	-	-	-	-

Tabla 3.42. Actuaciones (en unidades físicas) planificadas en los sistemas eléctricos canarios en el periodo 2012-2020

3.7.2. Estimación económica de las actuaciones previstas en la red de transporte eléctrico peninsular

En las tablas que se recogen a continuación se presenta la estimación de los costes para el sistema asociados a las actuaciones previstas en la presente propuesta de desarrollo de la red de transporte eléctrico peninsular para el periodo 2012-2020. Los costes incluyen la interconexión submarina con Baleares.

En dichas tablas se recogen los costes en función de la tipificación de la actuación, evaluados para cada uno de los años cubiertos por el periodo de la planificación y diferenciados en costes de líneas y costes de subestaciones.

El coste asociado a subestaciones corresponde al coste de las posiciones, de las unidades de transformación y de compensación de reactiva.

La estimación de costes se ha realizado considerando valores estándar actualizados a 31 de diciembre de 2010, en los términos recogidos en la normativa vigente (Orden ITC/368/2011), salvo en el caso de los siguientes proyectos singulares:

- Enlace submarino con Baleares.
- Conexión en corriente continua con Francia a través del Pirineo Oriental
- Conexión en corriente continua con Francia por Bahía de Vizcaya
- Interconexión Francia por Cerdanya de 66 kV
- FACTS tipo CRSS en la SE Magallón
- FACTS tipo SSSC en la SE Torre del Segre

- Nuevo equipo SVC
- Desfasador San Miguel de Salinas
- Desfasador Galapagar
- Desfasador Arkale

La singularidad de estas infraestructuras, de acuerdo a lo recogido en el artículo 4.3 del RD 325/2008, se debe a que sus características de diseño, configuración, condiciones operativas y técnicas constructivas difieran y superen los estándares habituales empleados en el sistema eléctrico nacional.

No obstante, de acuerdo a lo recogido en el artículo 4.3 del RD 325/2008, otras infraestructuras recogidas en el presente documento podrán tener el carácter de singular si para su implantación requieren de la utilización de soluciones técnicas especiales no contempladas en el cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión o de operación y mantenimiento. El reconocimiento del carácter singular de estas instalaciones deberá ser solicitado por el transportista y aprobado por el MITyC antes de que dicha instalación sea autorizada administrativamente.

El reparto del coste total en función de las distintas motivaciones es el siguiente: el 47% corresponde al mallado de la red de transporte, el 5% a interconexiones internacionales y el 30% a apoyo a distribución; el 4% a alimentación del TAV, el 6% está motivado por evacuación de nueva generación de régimen ordinario y el 8% de régimen especial.

COSTE LÍNEAS (M€)		COSTE SUBESTACIONES (M€)	
Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B
6,392.6	472.5	3,064.9	890.6

Tabla 3.43. Coste total en M€. Periodo 2012-2020

Tipo Actuación: A					
2011	2012-13	2014-15	2016-17	2018-20	Total Horizonte
885.0	3,457.4	2,651.3	2,275.4	188.4	9,457.5

Tabla 3.44. Coste total de las inversiones (líneas+subestaciones) en M€ para actuaciones tipo A

Coste Subestaciones [M€]	400 kV	220 kV
Nuevas Posiciones	952	1,519
Coste Ramas [M€]	400 kV	220 kV
Línea	2,063	926
Cable	0	1,991
Línea c.c.	838 ⁽¹⁾	430 ⁽²⁾
Repotenciación	48	97
Coste Transformación [M€]	400/220	400/132-110
	502	0
Coste Compensación [M€]	400 kV	220 kV
Reactancias	35	27
Condensadores	0	12
SVC y FACTS	0	18
TOTAL [M€]	4,438	5,020
TOTAL [M€]	9,458	
	(1) 320 kV c.c.	
	(2) 250 kV c.c.	

Tabla 3.45. Coste en M€ desglosado por tipo de actuación. Periodo 2011-2020. Tipo A

La estimación de costes anterior incluye aquellos que han de ser sufragados por promotores y no por el sistema. Esta parte se estima en unos 169 M€ (2% del total), por lo que el **coste total de las actuaciones tipo A (no condicionadas) para el sistema es de 9.289 M€.**

En la tabla Tabla 3.46 se presenta la retribución de la presente planificación.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total Coste	103	261	366	503	610	795	904	1015	1126
Coste inversión	83	211	295	404	489	636	722	808	895
Amortización	20	52	73	101	124	162	186	211	236
Retribución	63	159	222	303	365	474	536	598	658
Coste Explotación	20	51	72	99	121	159	182	207	232

Inversiones distribuidas linealmente una vez se han detraído las inversiones singulares relevantes (>200 M€)

De acuerdo al RD 325/2008:

- Se ha amortizado el valor bruto de cada año considerando una vida útil de 40 años
- Tasa de retribución igual a 7,80 % (altas 2010 en tarifas 2011)
- Costes de operación y Mantenimiento igual al 2,45% del valor bruto (estimación CNE)

Tabla 3.46. Retribución de la red planificada en el horizonte 2011-2020 (actuaciones tipo A)

3.7.3. Justificación económica de inversiones singulares en el horizonte 2020

El objeto de este apartado es presentar un resumen de la justificación económica de las siguientes actuaciones singulares:

1. Nueva interconexión España – Francia por Bahía de Vizcaya
2. Enlace Gran Canaria – Fuerteventura 132 kV

Esta justificación económica se centra en el análisis económico de las citadas instalaciones de la red de transporte por su función de mallado estructural de la red o por su capacidad para resolver restricciones técnicas (sobrecargas, tensiones fuera de los límites admisibles, capacidad de control de tensión).

a) Nueva interconexión España – Francia por Bahía de Vizcaya

La nueva interconexión entre España y Francia por los Pirineos orientales que se pondrá en servicio en 2014 permitirá aumentar la capacidad de intercambio de forma importante hasta 2.800 MW, y reducir las congestiones previstas en esta frontera. No obstante, la necesidad de seguir incrementando la capacidad de la interconexión España – Francia aparece como conclusión en múltiples estudios a nivel europeo, como por ejemplo en el proyecto EWIS (European Wind Integration Study), y es considerada por la Comisión Europea como una de las cuatro prioridades en materia de electricidad para la consecución de los objetivos energéticos europeos que permitan el acceso a una energía sostenible, competitiva y segura.

El nuevo refuerzo debe cumplir con el objetivo acordado entre gobiernos de alcanzar una capacidad de intercambio de al menos 4.000 MW, valor a su vez recomendado por la comunicación COM (2010) 677/4 de la Comisión Europea sobre las prioridades de infraestructuras energéticas a 2020 y 2030, y a su vez debe cumplir los códigos de red de ambos sistemas. Una vez analizadas diversas alternativas de interconexión por la zona oeste y central de los pirineos y vista la escasa viabilidad de llevar a cabo opciones más baratas, como pueden ser las líneas aéreas, se plantea como solución más adecuada una interconexión submarina por el golfo de Vizcaya.

En lo referente al análisis económico, es necesario un enfoque desde el punto de vista europeo y no solo español. En el ámbito de ENTSOE (European Network Transmission System Operators for Electricity) se está llevando a cabo un estudio para el análisis de los beneficios de los principales proyectos europeos, entre los que se cuenta este refuerzo. Se utiliza para ello una base de datos única con la generación y demanda prevista a 2020 basada en los NREAP (National Renewable Action Plan) que los Estados Miembros han presentado a la Comisión Europea en junio de 2010, y con diversas herramientas que tratan de simular la operación futura durante todo un año. Se considera el beneficio socioeconómico de la interconexión España-Francia como la diferencia en los costes variables de generación entre un escenario con el nuevo refuerzo y otro sin él. Según este enfoque, los resultados preliminares dicen que la nueva interconexión daría un beneficio de unos 200 M€/año en 2020 (con un escenario que cumple los objetivos 20-20-20), reduciría la congestión en la frontera en un 15%, y permitiría una reducción de emisiones mínima de 2Mton/año.

Dado que el coste estimado para esta nueva interconexión y para los refuerzos internos asociados estaría en el entorno de los 1.200 millones de €, y que la vida útil de un proyecto de este tipo se considera unos 40 años, se concluye que el proyecto resulta rentable para la sociedad en un plazo inferior a 10 años.

b) Enlace Gran Canaria – Fuerteventura 132 kV

El interés en interconectar el sistema eléctrico de Gran Canaria con el sistema eléctrico Fuerteventura – Lanzarote se basa en intentar reducir la vulnerabilidad de dos sistemas eléctricos aislados transformándolos en un único sistema de tamaño superior y, por tanto, más robusto. El tamaño de ambos sistemas (la punta de demanda en 2007 en Fuerteventura – Lanzarote fue de 268 MW frente a los 604 MW de Gran Canaria) permite asegurar que el intercambio de potencia entre ellos será importante para ambos obteniéndose una reducción de los costes variables de generación, una reducción de emisiones de CO₂, una mayor integración de energías renovables e incluso un retraso en la necesidad de construcción de nuevas centrales de generación convencionales en Lanzarote-Fuerteventura.

Se ha realizado un análisis económico de estos beneficios comparando los costes totales de generación en el caso de que el enlace esté operativo con los que se tendrían continuando con la situación actual, es decir, comparando los resultados de cobertura de la demanda en ambas islas si se tratase de un sistema único integrado o si se tratase de dos sistemas aislados. En ambos casos se ha incluido la generación de régimen especial. En la figura siguiente se resume la metodología aplicada.

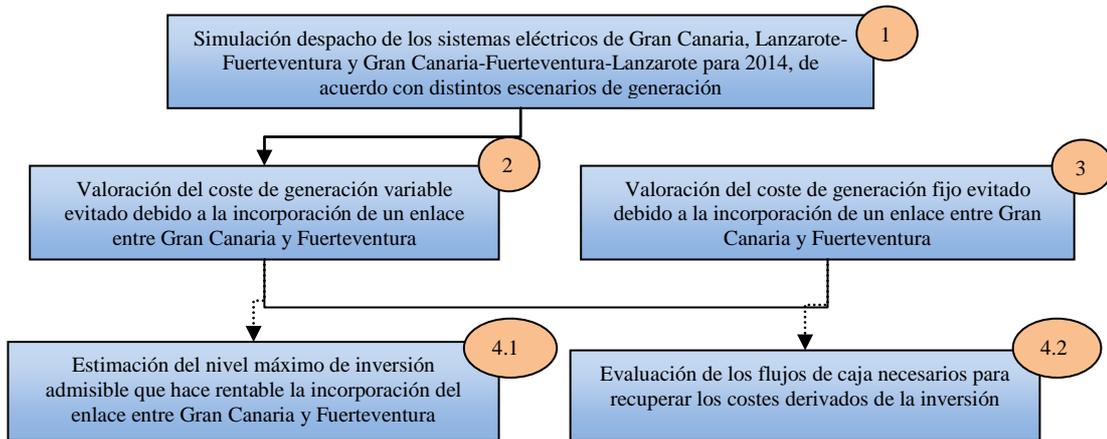


Figura 3.50. Metodología para la evaluación económica de los diferentes escenarios.

La conclusión principal del análisis económico realizado es que el enlace entre Gran Canaria y Fuerteventura reporta grandes beneficios para el sistema, siendo sus ventajas más importantes las siguientes:

- *Disminución del coste variable de la generación.* En primer lugar se puede destacar la reducción del coste variable de la cobertura de la demanda es de, aproximadamente, un 8% bajo la hipótesis de entrada de gas natural en Gran Canaria y de, aproximadamente, un 5%, en caso contrario. Además, los requerimientos de reserva del conjunto disminuyen respecto a los requerimientos de los sistemas por separado.
- *Disminución de los costes de inversión y de operación y mantenimiento fijos en generación térmica convencional.* Los requerimientos de potencia para los sistemas por separado son muy superiores a las necesidades de potencia para el sistema en su conjunto, siendo el ahorro estimado en términos de costes fijos²¹ de, aproximadamente, 422 M€.

²¹ En valor actual neto.

- *Mayor penetración de las energías renovables.* El enlace facilitará la integración de las energías renovables, aumentando ésta en tres puntos porcentuales con respecto al escenario en el que no sea efectiva la instalación de dicho enlace. De ello se derivará una menor exposición al riesgo derivado de la evolución de los precios de los combustibles fósiles al no depender de éstos para generar la electricidad. También supone una reducción del riesgo operativo que soportarán los promotores de parques eólicos al reducirse el impacto de las posibles limitaciones a la producción debido a la incapacidad del sistema para absorber la totalidad de la energía producida.
- *Disminución de las emisiones de CO₂ de origen eléctrico (CO₂e).* Como consecuencia de la mayor penetración de energías limpias, las emisiones de CO₂e disminuyen tanto para la hipótesis de entrada de gas natural²² (9%) como para el caso contrario (5%).

Por otro lado, las conclusiones del análisis de viabilidad económica arrojan unos resultados muy ventajosos para el sistema. A continuación se muestran los valores más significativos de dicho análisis.

Hipótesis	Nº Cables	Tendido del cable (km)	Coste del enlace (M€/km)	Valor actual neto					Nivel máximo de inversión inicial admisible ⁽²¹⁾ (M€)
				VAN Costes (M€)	VAN Beneficios (M€)			VAN total (M€)	
					Costes fijos evitados	Costes variables evitados	Costes totales evitados		
Entrada de gas natural	2	85	1	251	422	796	1.218	968	826
Sin entrada de gas natural	2	85	1	251	422	588	1.010	759	685

Tabla 3.47. Resumen resultados análisis viabilidad económica.

Se observa que, bajo las hipótesis consideradas, teniendo en cuenta la instalación de 2 cables, un tendido de 85 km y un coste estimado de 1 M€/km, el valor actual neto del proyecto es muy elevado lo que demuestra su viabilidad económica. Asimismo, en caso de considerar la entrada de gas natural en el sistema, el nivel máximo de inversión inicial admisible asciende a 826 M€ y, en caso contrario, asciende a 685 M€.

Asimismo, en caso de que exista un aumento de la longitud de tendido del cable del 18% y/o un aumento en el coste del enlace del 50%, las variaciones en los resultados no influyen significativamente en la viabilidad del proyecto ya que el valor actual neto del mismo es claramente positivo. A continuación se muestran los resultados de dicho análisis de sensibilidad:

²² El gas natural emite en su combustión entre 25% y 30% menos de dióxido de carbono (CO₂) por unidad de energía producida que los productos derivados del petróleo.

Hipótesis	Tendido del cable (km)	Coste del enlace (€/km)	VAN total (M€)	ΔVAN (%)
Entrada de gas natural	85	1.000.000	968	Escenario base
	100		923	-5%
	85	1.500.000	842	-13%
	100		776	-20%
Sin entrada de gas natural	85	1.000.000	759	Escenario base
	100		715	-6%
	85	1.500.000	634	-17%
	100		567	-25%

Tabla 3.48. Variación del valor actual neto ante variaciones en la longitud del tendido y coste del enlace.

Por lo tanto, se concluye que la unión mediante un cable submarino de las islas de Gran Canaria y Fuerteventura es claramente beneficiosa para el sistema.

Anexo 3.I

INSTALACIONES ELÉCTRICAS

A1

**INSTALACIONES PROGRAMADAS EN EL
PERIODO 2011-2020**

SISTEMA PENINSULAR

El contenido de las tablas presentadas a continuación es el siguiente y contempla la actualización de las actuaciones puestas en servicio a 31 de diciembre de 2010:

Líneas de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020	
CCAA Origen y Final	Comunidad Autónoma a la que corresponde cada extremo de la línea
Subestación Origen y Final	Nombre de las subestaciones de cada extremo de la línea
kV	Tensión de la línea
Ckt	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea o cable (Alta E/S, baja, nueva...)
km Total **	Longitud total
(km cable) **	Longitud soterrada
Capacidad de transporte ***	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación. La fecha de las actuaciones de conexión se tiene que considerar como orientativa y se concretará con la firma del contrato técnico de acceso y la obtención de las autorizaciones administrativas correspondientes
T.A.	Tipo de Actuación en función de la necesidad y la probabilidad A: Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante B: Actuaciones condicionadas
Motivación	Justificación de las instalaciones: MRdT: Mallado de la Red de Transporte CInt: Conexión Internacional ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvRO: Evacuación Régimen Ordinario EvRE: Evacuación de Régimen Especial (eólica, solar, etc) ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Función	Las instalaciones se han identificado según la función que cumplen en el sistema como: - estructurales: solucionan los problemas que afectan al buen funcionamiento del sistema en su conjunto en el horizonte y escenarios estudiados. - de conexión: facilitan el enlace con la red de transporte de centrales de generación y consumidores.
Observaciones	Descripción de la actuación, tramo correspondiente a la CCAA (%) y aspectos adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

* Los nuevos cables soterrados deberán ser de Cu 2.000 de 220 kV excepto en aquellos casos en los que se especifica la necesidad de Cu 2.500.

* La necesidad de tramos soterrados se ha realizado con la mejor información disponible a fecha de realización del presente documento, en cuyo caso aparecerá expresamente la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Pueden existir casos puntuales en los que resulten necesarios soterramientos no identificados en el presente documento y que surjan por posteriores desarrollos urbanísticos o porque en los análisis de detalle a realizar en el proyecto de ejecución se concluya en su necesidad. Por lo tanto, serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución siempre que sean a la entrada de una subestación, tengan una longitud menor o igual a 0,5 km y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 0,5 km de soterramiento de cada uno de los circuitos.

** La longitud de las líneas incluidas en el documento es la mejor previsión a la fecha de realización del presente documento, siendo en los respectivos proyectos de ejecución de cada actuación donde debe quedar definida tanto la longitud total de cada línea como la longitud soterrada.

*** La capacidad de transporte considerada para los cables Cu 2.000 es en general de 500 MVA, si bien en las grandes ciudades, debido a la influencia en la capacidad de las

limitaciones impuestas por el urbanismo se ha contemplado una capacidad de 450 MVA. En todo caso, en cada proyecto de ejecución debe maximizarse la capacidad a obtener con las limitaciones existentes.

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020*

CCAA	CCAA a la que pertenece la subestación
Subestación	Nombre de la subestación
Actuación	Identificación de la actuación que se realiza en la subestación (alta, baja, ampliación)
Tensión (kV)	Tensión del parque
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación. La fecha de las actuaciones de conexión se tiene que considerar como orientativa y se concretará con la firma del contrato técnico de acceso y la obtención de las autorizaciones administrativas correspondientes
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Además de otros aspectos adicionales, a título informativo, se identifica en las actuaciones motivadas por solicitudes de acceso a la red de transporte el código asignado a cada acceso en la contestación a dichas solicitudes (sin que esto suponga que estén consolidadas). Los códigos se asignan en función del carácter de la instalación que se conecta a la red de transporte: <ul style="list-style-type: none"> • DED: Instalaciones de distribución • DEA: Instalaciones de demanda • GOR: Generación de régimen ordinario • GEE: Generación de régimen especial eólica • GEN: Generación de régimen especial no eólica Las actuaciones Condicionadas a Acceso se consolidarán una vez emitidos los preceptivos informes de viabilidad de acceso y conexión a la red de transporte
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

* Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación hasta un máximo de dos posiciones de reserva no equipadas por cada nivel de tensión de transporte, además de las necesarias para las actuaciones identificadas como tipo B.

Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	CCAA a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza el transformador
Actuación/Equipo	Identificación de la actuación que se realiza (alta, baja)
Unidad	Identificador del transformador
Relación Transformación	Relación de transformación (Vmax/Vmin)
MVA	Potencia asignada del transformador (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de puesta en servicio
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

Reactancias/Condensadores programados en el horizonte 2020

CCAA	CCAA a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza la compensación
Actuación/Equipo	Identifica la actuación que se realiza (alta, baja) y el tipo de compensación (Reactancia/Condensador)
Unidad	Identificador de la unidad de compensación
Tensión (kV)	Tensión del parque donde se localiza la compensación
Potencia (Mvar)	Potencia nominal del elemento de compensación (Mvar)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	HUENEJA	400	1	Repotenciación Línea	72	1590	1290	2011	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	NUEVA CASARES	T. CASARES	220	1	Baja cambio topología Línea	7	290	259	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	JORDANA	T. CASARES	220	1	Baja cambio topología Línea	4	290	259	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	ALGECIRAS	T. CASARES	220	1	Baja cambio topología Línea	29	390	330	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	ALGECIRAS	NUEVA CASARES	220	1	Alta E/S Línea	36	390	330	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	JORDANA	NUEVA CASARES	220	1	Alta E/S Línea	11	290	259	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	QUINTOS	220	1	Alta E/S Línea	23	310	170	2011	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	ALJARAFE	220	1	Alta E/S Línea	34	310	170	2011	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	QUINTOS	220	1	Baja E/S Línea	32	310	170	2011	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	JORDANA	LOS RAMOS	220	1	Repotenciación Línea	78	390	330	2011	A	X			X	X		Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	JORDANA	NUEVA CASARES	220	1	Repotenciación Línea	11	390	330	2011	A	X			X	X		Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	GAZULES	JORDANA	220	1	Alta cambio tensión Línea	45	680	560	2011	A	X						Estructural	Anteriormente L/Gazules-Nueva Casares 220 kV. Necesarios 3 km de nueva línea de conexión con Jordana	2011	A
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Alta E/S Línea	21	300	210	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	CARTAMA	220	2	Alta E/S Línea	12	300	210	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Baja E/S Línea	32	300	210	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	JORDANA	220	1	Alta E/S Línea	68	390	330	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	LOS RAMOS	220	1	Alta E/S Línea	13	390	330	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	JORDANA	LOS RAMOS	220	1	Baja E/S Línea	78	390	330	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	CARTAMA	220	1	Alta E/S Línea	21	300	210	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	LOS MONTES	220	1	Alta E/S Línea	26	300	210	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	LOS MONTES	220	1	Baja E/S Línea	19	300	210	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	JORDANA	220	1	Repotenciación Línea	66	390	330	2011	A	X			X			Estructural		2010	A
Andalucía	Castilla-La Mancha	ANDUJAR	PUERTOLLANO	220	1	Repotenciación Línea	30	400	310	2011	A	X				X		Estructural	43% en Andalucía (longitud total 71 km)	2011	A
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	TORREARENILLAS	220	1	Repotenciación Línea	5	390	320	2011	A	X						Estructural		2008	A
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	LOS MONTES	220	1	Repotenciación Línea	26	420	370	2011	A	X						Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	COSTASOL	220	1	Repotenciación Línea	36	390	330	2011	A	X						Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	LOS RAMOS	220	1	Repotenciación Línea	12	390	330	2011	A	X						Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	MOLLINA	400	1	Alta E/S Línea	52	1600	1240	2012	A			X				Conexión			
Andalucía	Andalucía	CABRA	MOLLINA	400	1	Alta E/S Línea	34	1600	1240	2012	A			X				Conexión			
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	CABRA	400	1	Baja E/S Línea	86	1600	1240	2012	A			X				Conexión			
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	PUEBLA DE GUZMAN	400	1	Nueva Línea	127	1580	1260	2012	B		X			X		Conexión	PES 1 cto. funcionando en 220 kV	2011	B2
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	PUEBLA DE GUZMAN	400	2	Nueva Línea	127	1580	1260	2012	B		X			X		Conexión	PES 1 cto. funcionando en 220 kV	2011	B2
Andalucía	Portugal	PUEBLA DE GUZMAN	FRONTERA PORTUGUESA	400	1	Nueva Línea	25	1900	1700	2012	A	X	X			X		Estructural	Longitud tramo español. Construido para doble circuito	2011	A
Andalucía	Andalucía	ARCHIDONA	CAPARACENA	400	1	Alta E/S Línea	72	1240	740	2012	A			X				Conexión		2011	A
Andalucía	Andalucía	ARCHIDONA	TAJO DE LA ENCANTADA	400	1	Alta E/S Línea	37	1240	740	2012	A			X				Conexión		2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.	
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	TAJO DE LA ENCANTADA	400	1	Baja E/S Línea	106	1240	740	2012	A				X				Conexión		2011	A
Extremadura	Andalucía	BROVALES	GUILLENA	400	1	Nueva Línea	42	1900	1700	2012	A	X				X			Estructural	34% en Andalucía (longitud total 123 km)	2011	A
Extremadura	Andalucía	BROVALES	GUILLENA	400	2	Nueva Línea	42	1900	1700	2012	A	X				X			Estructural	34% en Andalucía (longitud total 123 km)	2011	A
Andalucía	Andalucía	LITORAL DE ALMERIA	TABERNAS	400	1	Alta E/S Línea	38	1210	860	2012	A	X						X	Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	HUENEJA	TABERNAS	400	1	Alta E/S Línea	59	1210	740	2012	A	X						X	Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	HUENEJA	LITORAL DE ALMERIA	400	1	Baja E/S Línea	97	1210	740	2012	A	X						X	Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	LITORAL DE ALMERIA	TABERNAS	400	1	Repotenciación Línea	38	1590	1290	2012	A	X							Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	HUENEJA	TABERNAS	400	1	Repotenciación Línea	59	1590	1290	2012	A	X							Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	ONUBA	SANTIPONCE	220	1	Alta E/S Línea	70	320	259	2012	A	X							Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	ONUBA	220	2	Alta E/S Línea	20	320	259	2012	A	X							Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	SANTIPONCE	220	1	Baja E/S Línea	90	320	259	2012	A	X							Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	SANTIPONCE	220	1	Alta E/S Línea	90	320	259	2012	A					X			Conexión		2010	A
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	TORREARENILLAS	220	2	Alta E/S Línea	5	320	259	2012	A					X			Conexión		2010	A
Andalucía	Andalucía	SANTIPONCE	TORREARENILLAS	220	1	Baja E/S Línea	94	320	259	2012	A					X			Conexión		2010	A
Andalucía	Andalucía	ALGECIRAS	PUERTO REAL	220	1	Repotenciación Línea	89	390	340	2012	A	X				X			Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	CARTUJA	PUERTO REAL	220	1	Nueva Línea	17	850	780	2012	A	X							Estructural	En DC con 2ºcto. no conectado (parte de conexión Pto.Real-Pto.Santa María 220 kV). Aislado a 400 kV, inicialmente funcionando a 220 kV	2011	A
Andalucía	Andalucía	PUERTO DE SANTA MARIA	PUERTO REAL	220	1	Nueva Línea	35	420	350	2012	A	X						X	Estructural	Tramo Cartuja-Pto.Real aislado a 400 kV, inicialmente funcionando a 220 kV	2011	A
Andalucía	Andalucía	BARRIOS	CAÑUELO	220	1	Nueva Línea-Cable	4 (2)	500	500	2012	A							X	Conexión	El Cañuelo anteriormente denominado Marismas	2009	A
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	TABERNAS	220	1	Nueva Línea	19	870	740	2012	A	X						X	Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	TABERNAS	220	2	Nueva Línea	19	870	740	2012	A	X						X	Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	COSTA DE LA LUZ	ONUBA	220	1	Nueva Línea	36	680	560	2012	A	X						X	Estructural		2011	B1
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	COSTA DE LA LUZ	220	1	Nueva Línea	47	390	320	2012	A	X						X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	ONUBA	220	1	Baja Línea	11	360	320	2012	A	X						X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	EL FARGUE	220	1	Nueva Línea	20	680	560	2012	A	X						X	Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	EL FARGUE	220	2	Nueva Línea	20	680	560	2012	A	X						X	Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	ATARFE	EL FARGUE	220	1	Nueva Línea-Cable	24 (1.1)	550	550	2012	A	X						X	Estructural	Alternativa de esta actuación nuevo cable Atarfe-Gabias 220 kV	2011	B1
Andalucía	Andalucía	PARRALEJO	PUERTO REAL	220	1	Nueva Línea-Cable	48 (1.3)	600	600	2012	A	X					X	X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2012	A
Andalucía	Castilla-La Mancha	ARROYO VALLE	VENTA INES	220	1	Repotenciación Línea	21	400	300	2012	A	X			X		X	X	Estructural	32% en Andalucía (longitud total 66 km)	2011	A
Andalucía	Andalucía	ARROYO VALLE	MONTECILLO BAJO	220	1	Repotenciación Línea	41	400	300	2012	A	X			X			X	Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	LANCHA	MONTECILLO BAJO	220	1	Repotenciación Línea	3	400	300	2012	A	X			X			X	Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	SANTIPONCE	220	1	Repotenciación Línea	5	400	310	2012	A	X							Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	PALOS	TORREARENILLAS	220	2	Nuevo Cable	3	600	560	2012	A	X					X		Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2012	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	ILLORA	220	1	Alta E/S Línea	90	320	259	2012	A			X				Conexión		2010	A
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	ILLORA	220	1	Alta E/S Línea	13	320	259	2012	A			X				Conexión		2010	A
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Baja E/S Línea	102	320	259	2012	A			X				Conexión		2010	A
Andalucía	Andalucía	ATARFE	ILLORA	220	1	Alta E/S Línea	19	320	259	2012	A	X		X				Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	ILLORA	220	2	Alta E/S Línea	89	320	259	2012	A	X		X				Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	ATARFE	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Baja E/S Línea	108	320	259	2012	A	X		X				Estructural		2010	A
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	GUILLENA B	220	1	Nueva Línea	0			2012	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2012	A
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	GUILLENA B	220	2	Nueva Línea	0			2012	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2012	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	GUILLENA B	220	1	Alta cambio topología Línea	39	320	259	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	GUILLENA	220	1	Baja cambio topología Línea	39	320	259	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	CARMONA	GUILLENA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	33 (0.3)	310	170	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	CARMONA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	33	310	170	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	GUILLENA B	CARMONA	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	33 (0.3)	310	170	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	CARMONA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	33	310	170	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012	A
Andalucía	Extremadura	GUILLENA B	MERIDA	220	1	Alta cambio topología Línea	154	320	259	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012	A
Andalucía	Extremadura	GUILLENA	MERIDA	220	1	Baja cambio topología Línea	154	320	259	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	QUINTOS	DON RODRIGO B	220	1	Alta cambio topología Línea	23	310	170	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	QUINTOS	DON RODRIGO	220	1	Baja cambio topología Línea	23	310	170	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	DON RODRIGO B	220	1	Alta cambio topología Línea	34	310	170	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	DON RODRIGO	220	1	Baja cambio topología Línea	34	310	170	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	CARTUJA	DON RODRIGO B	220	1	Alta cambio topología Línea	89	420	350	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	CARTUJA	DON RODRIGO	220	1	Baja cambio topología Línea	89	420	350	2012	A	X						Estructural	Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo 2	2012	A
Andalucía	Andalucía	CASQUEMADA	GUILLENA	220	1	Repotenciación Línea	32	390	310	2012	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	CASQUEMADA	ONUBA	220	1	Repotenciación Línea	63	390	310	2012	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	ARCHIDONA	CAPARACENA	400	1	Repotenciación Línea	72	1600	1290	2013	A	X						Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	ARCHIDONA	TAJO DE LA ENCANTADA	400	1	Repotenciación Línea	37	1600	1290	2013	A	X						Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	LITORAL DE ALMERIA	LA RIBINA	400	1	Alta E/S Línea	26	1560	1280	2013	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Andalucía	Murcia	LA RIBINA	CARRIL	400	1	Alta E/S Línea	35	1560	1280	2013	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Andalucía	Murcia	LITORAL DE ALMERIA	CARRIL	400	3	Baja E/S Línea	61	1560	1280	2013	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	RONDA	400	1	Alta E/S Línea	45	1580	1340	2013	A			X				Conexión			
Andalucía	Andalucía	JORDANA	RONDA	400	1	Alta E/S Línea	37	1580	1340	2013	A			X				Conexión			
Andalucía	Andalucía	JORDANA	TAJO DE LA ENCANTADA	400	1	Baja E/S Línea	80	1580	1340	2013	A			X				Conexión			
Andalucía	Andalucía	JORDANA	MARCHENILLA	400	1	Alta E/S Línea	10	1580	1340	2013	A			X				Conexión			
Andalucía	Andalucía	PINAR DEL REY	MARCHENILLA	400	1	Alta E/S Línea	20	1580	1340	2013	A			X				Conexión			
Andalucía	Andalucía	JORDANA	PINAR DEL REY	400	1	Baja E/S Línea	29	1580	1340	2013	A			X				Conexión			

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	OLIVARES	UBEDA	220	1	Nueva Línea	45	680	560	2013	A	X					X	Estructural		2011	B1
Andalucía	Andalucía	ANDUJAR	UBEDA	220	1	Nueva Línea	54	680	560	2013	A	X					X	Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	ANDUJAR	GUADALQUIVIR MEDIO	220	2	Nueva Línea	28	680	560	2013	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	PINAR DEL REY	CAÑUELO	220	1	Nueva Línea	7	680	560	2013	A	X					X	Estructural	Nueva línea al no poder transformar a DC el actual SC Acerinox-Pinar 220 kV	2012	A
Andalucía	Andalucía	PINAR DEL REY	CAÑUELO	220	2	Nueva Línea	7	680	560	2013	A	X					X	Estructural	Nueva línea al no poder transformar a DC el actual SC Acerinox-Pinar 220 kV	2012	A
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	ROCIO	220	1	Nueva Línea	48	680	560	2013	A	X					X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ROCIO	TORREARENILLAS	220	1	Repotenciación Línea	38	390	320	2013	A	X					X	Estructural	Condicionada a la realización de la L/Rocío-Aljarafe 220 kV	2009	A
Andalucía	Andalucía	ONUBA	SANTIPONCE	220	1	Repotenciación Línea	70	390	310	2013	A	X			X			Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	ONUBA	220	2	Repotenciación Línea	20	390	310	2013	A	X			X			Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	ALCORES	SANTA ELVIRA	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	8 (3.5)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ALCORES	SANTA ELVIRA	220	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	8 (3.5)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	VENTILLA	220	1	Alta E/S Línea	22	390	330	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	JORDANA	VENTILLA	220	1	Alta E/S Línea	53	390	330	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	JORDANA	220	1	Baja E/S Línea	66	390	330	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	CARTAMA	220	1	Repotenciación Línea	21	420	370	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	CARTAMA	220	2	Repotenciación Línea	12	420	370	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	FACINAS	PARRALEJO	220	1	Nueva Línea	33	680	560	2013	A	X				X	X	Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	FACINAS	PARRALEJO	220	2	Nueva Línea	33	680	560	2013	A	X				X	X	Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	POLIGONO	220	1	Nuevo Cable	11 (11)	450	450	2013	A	X			X			Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	GUADALQUIVIR MEDIO	CORDOBA	400	1	Alta E/S Línea	52	1950	1770	2014	A	X						Estructural		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CORDOBA	CABRA	400	1	Alta E/S Línea	63	1950	1770	2014	A	X						Estructural		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	GUADALQUIVIR MEDIO	CABRA	400	2	Baja E/S Línea	73	1950	1770	2014	A	X						Estructural		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ARCOS DE LA FRONTERA	CARTUJA	400	1	Nueva Línea	30	1900	1700	2014	A	X						Estructural	Pendiente de viabilidad física	2012	A
Andalucía	Andalucía	ARCOS DE LA FRONTERA	CARTUJA	400	2	Nueva Línea	30	1900	1700	2014	A	X						Estructural	Pendiente de viabilidad física	2012	A
Andalucía	Andalucía	CARMONA	ALCORES	220	1	Repotenciación Línea	29	400	310	2014	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	CARMONA	DOS HERMANAS	220	1	Repotenciación Línea	44	400	310	2014	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	COSTASOL	BENAHAVIS	220	1	Alta E/S Línea	34	420	370	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	BENAHAVIS	JORDANA	220	1	Alta E/S Línea	22	420	370	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	COSTASOL	JORDANA	220	1	Baja E/S Línea	54	420	370	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	BENAHAVIS	JORDANA	220	2	Nueva Línea	16	680	560	2014	A	X					X	Estructural		2013	A
Andalucía	Andalucía	BERJA	ORGIVA	220	1	Alta E/S Línea	60	320	259	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	BERJA	220	1	Alta E/S Línea	66	320	259	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	ORGIVA	220	1	Baja E/S Línea	94	320	259	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	CASILLAS	CORDOBA	220	1	Alta E/S Línea	20	320	259	2014	A	X						Estructural		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LANCHA	CORDOBA	220	1	Alta E/S Línea	20	320	259	2014	A	X						Estructural		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	CASILLAS	LANCHA	220	1	Baja E/S Línea	18	320	259	2014	A	X						Estructural		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	QUINTOS	SANTA ELVIRA	220	1	Nuevo Cable	14 (14)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	ALCORES	SANTA BARBARA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	2 (2)	450	450	2014	B						X	Conexión		2012	B2
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	SANTA BARBARA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (2.3)	450	450	2014	B						X	Conexión		2012	B2
Andalucía	Andalucía	ALCORES	SANTA ELVIRA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	8 (3.5)	450	450	2014	B						X	Conexión		2012	B2
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO B	PALOMARES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	31 (3.5)	310	170	2014	B					X		Conexión		2012	B2
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	PALOMARES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (3.5)	310	170	2014	B					X		Conexión		2012	B2
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO B	ALJARAFE	220	1	Baja E/S Línea-Cable	34	310	170	2014	B					X		Conexión		2012	B2
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	CENTENARIO (NUEVO PARQUE BLINDADO)	220	1	Nueva Línea	0	680	560	2015	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Centenario 220 kV	2009	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	CENTENARIO (NUEVO PARQUE BLINDADO)	220	2	Nueva Línea	0	680	560	2015	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Centenario 220 kV	2009	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO (NUEVO PARQUE BLINDADO)	SANTIPONCE	220	1	Alta cambio topología Línea	5	400	310	2015	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Centenario 220 kV	2009	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	SANTIPONCE	220	1	Baja cambio topología Línea	5	400	310	2015	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Centenario 220 kV	2009	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO (NUEVO PARQUE BLINDADO)	GUILLENA B	220	1	Alta cambio topología Línea	39	320	259	2015	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Centenario 220 kV	2009	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	GUILLENA B	220	1	Baja cambio topología Línea	39	320	259	2015	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Centenario 220 kV	2009	A
Andalucía	Andalucía	PUERTO SEVILLA	QUINTOS	220	1	Nuevo Cable	5 (5)	450	450	2015	A	X			X		X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO (NUEVO PARQUE BLINDADO)	PUERTO SEVILLA	220	1	Nuevo Cable	10 (10)	450	450	2015	A	X					X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	QUINTOS	VIRGEN DEL ROCIO	220	1	Nuevo Cable	10 (10)	450	450	2015	A	X					X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	CENTENARIO (NUEVO PARQUE BLINDADO)	VIRGEN DEL ROCIO	220	1	Nuevo Cable	5 (5)	450	450	2015	A	X					X	Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	EL FARGUE	ALBUÑUELAS	220	1	Nueva Línea-Cable	27 (15)	450	450	2015	A	X					X	Estructural	Inviabilidad física de Órgiva. Anteriormente alta cambio de tensión de línea de 132 kV. Construido en DC inicialmente funcionando en SC. Salida de la SE Fargue en cable	2011	A
Andalucía	Andalucía	ORGIVA	ALBUÑUELAS	220	1	Alta E/S Línea	29	320	259	2015	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	GABIAS	ALBUÑUELAS	220	1	Alta E/S Línea	23	320	259	2015	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	GABIAS	ORGIVA	220	1	Baja E/S Línea	42	320	259	2015	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	BERJA	ALBUÑUELAS	220	1	Alta E/S Línea	25	320	259	2015	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	ORGIVA	ALBUÑUELAS	220	2	Alta E/S Línea	75	320	259	2015	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	BERJA	ORGIVA	220	1	Baja E/S Línea	60	320	259	2015	A	X						Estructural		2011	A
Andalucía	Andalucía	NERJA	ALBUÑUELAS	220	1	Nueva Línea-Cable	40 (20)	450	450	2015	A						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	NERJA	ALBUÑUELAS	220	2	Nueva Línea-Cable	40 (20)	450	450	2015	A						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	ALBUÑUELAS	220	2	Nueva Línea	102	680	560	2015	A	X						Estructural	Inviabilidad física de Órgiva 220 kV. Nuevo DC aislado a 400 kV, inicialmente funcionando un circuito a 220 kV	2015	A
Andalucía	Andalucía	PUERTO REAL	GIBALBIN	220	1	Alta E/S Línea	45	320	259	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	GIBALBIN	220	1	Alta E/S Línea	56	320	259	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	PUERTO REAL	220	1	Baja E/S Línea	93	320	259	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	CORNISA	220	1	Alta E/S Línea	23	680	560	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	EL FARGUE	CORNISA	220	1	Alta E/S Línea	5	680	560	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	EL FARGUE	220	2	Baja E/S Línea	20	680	560	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CARMONA	ALCOLEA	220	1	Alta E/S Línea	11	310	170	2015	B						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	ALCOLEA	GUILLENA B	220	1	Alta E/S Línea	41	310	170	2015	B						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	GUILLENA B	CARMONA	220	2	Baja E/S Línea	33	310	170	2015	B						X	Conexión		2011	B1
Andalucía	Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	NUEVA CASILLAS	220	1	Alta cambio topología Línea	27	320	259	2015	A	X				X	X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Casillas 220 kV	2010	A
Andalucía	Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	CASILLAS	220	1	Baja cambio topología Línea	27	320	259	2015	A	X				X	X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Casillas 220 kV	2010	A
Andalucía	Andalucía	CASILLAS	NUEVA CASILLAS	220	1	Nueva Línea	0	680	560	2015	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Casillas 220 kV	2010	A
Andalucía	Andalucía	ROCIO	CHUCENA	220	1	Alta E/S Línea	22	680	560	2015	B						X	Conexión			
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	CHUCENA	220	1	Alta E/S Línea	26	680	560	2015	B						X	Conexión			
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	ROCIO	220	1	Baja E/S Línea	48	680	560	2015	B						X	Conexión			
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	BAZA	400	1	Nueva Línea	95	1900	1700	2016	A	X				X		Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	BAZA	400	2	Nueva Línea	95	1900	1700	2016	A	X				X		Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	BAZA	LA RIBINA	400	1	Nueva Línea	82	1900	1700	2016	A	X				X		Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	BAZA	LA RIBINA	400	2	Nueva Línea	82	1900	1700	2016	A	X				X		Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	URSO	220	1	Nueva Línea	29	680	560	2016	B				X			Conexión		2015	B2
Andalucía	Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	URSO	220	2	Nueva Línea	29	680	560	2016	B				X			Conexión		2015	B2
Andalucía	Andalucía	CARMONA	VISO DEL ALCOR	220	1	Alta E/S Línea	15	400	310	2016	B				X			Conexión	TAV Sevilla-Antequera	2012	A
Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	VISO DEL ALCOR	220	1	Alta E/S Línea	30	400	310	2016	B				X			Conexión	TAV Sevilla-Antequera	2012	A
Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	CARMONA	220	1	Baja E/S Línea	44	400	310	2016	B				X			Conexión	TAV Sevilla-Antequera	2012	A
Andalucía	Andalucía	SANTIPONCE	LA PALMA DEL CONDADO	220	1	Alta E/S Línea	42	390	310	2016	B				X			Conexión			
Andalucía	Andalucía	ONUBA	LA PALMA DEL CONDADO	220	1	Alta E/S Línea	32	390	310	2016	B				X			Conexión			
Andalucía	Andalucía	ONUBA	SANTIPONCE	220	1	Baja E/S Línea	70	390	310	2016	B				X			Conexión			
Andalucía	Andalucía	CARTUJA	PALACIOS	220	1	Alta E/S Línea	77	420	350	2016	A						X	Conexión		2011	A
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO B	PALACIOS	220	1	Alta E/S Línea	21	420	350	2016	A						X	Conexión		2011	A
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO B	CARTUJA	220	1	Baja E/S Línea	89	420	350	2016	A						X	Conexión		2011	A
Andalucía	Andalucía	QUINTOS	PITAMO	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	PUERTO SEVILLA	PITAMO	220	1	Alta E/S Cable	3 (3)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	PUERTO SEVILLA	QUINTOS	220	1	Baja E/S Cable	5 (5)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	NUDO LOGISTICO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	28 (0.2)	370	310	2016	A	X					X	Estructural		2011	B1
Andalucía	Andalucía	SANTIPONCE	NUDO LOGISTICO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	3 (0.2)	370	310	2016	A	X					X	Estructural		2011	B1
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	SANTIPONCE	220	2	Baja E/S Línea-Cable	25	370	310	2016	A	X					X	Estructural		2011	B1
Andalucía	Andalucía	SALTERAS	NUDO LOGISTICO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	17 (0.2)	370	310	2016	A	X					X	Estructural		2015	A
Andalucía	Andalucía	SANTIPONCE	NUDO LOGISTICO	220	2	Alta E/S Línea-Cable	3 (0.2)	370	310	2016	A	X					X	Estructural		2015	A
Andalucía	Andalucía	SALTERAS	SANTIPONCE	220	1	Baja E/S Línea-Cable	13	370	310	2016	A	X					X	Estructural		2015	A
Andalucía	Andalucía	LANCHA	AZAHARA	220	1	Nuevo Cable	12 (12)	500	500	2016	A	X					X	Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	NUEVA CASILLAS	AZAHARA	220	1	Nuevo Cable	5 (5)	500	500	2016	A	X					X	Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	QUINTOS	220	2	Nueva Línea	9	680	560	2016	A	X						Estructural		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	ATARFE	MAZUELOS	220	1	Alta E/S Línea	54	320	259	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	OLIVARES	MAZUELOS	220	1	Alta E/S Línea	45	320	259	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ATARFE	OLIVARES	220	1	Baja E/S Línea	89	320	259	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	ALBUÑUELAS	220	1	Nueva Línea	75	680	560	2016	A	X						Estructural	Inviabilidad física de Órgiva. Nueva línea aislada 400 kV	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	ALBUÑUELAS	220	2	Nueva Línea	75	680	560	2016	A	X						Estructural	Inviabilidad física de Órgiva. Nueva línea aislada 400 kV	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	COSARIO	220	1	Alta E/S Línea	46	680	560	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ALBUÑUELAS	COSARIO	220	1	Alta E/S Línea	92	680	560	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	ALBUÑUELAS	220	2	Baja E/S Línea	102	680	560	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	ENTRENUCLEOS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (0.5)	400	310	2016	B						X	Conexión	Condicionada a terceros. PGOU Dos Hermanas	2012	B2
Andalucía	Andalucía	QUINTOS	ENTRENUCLEOS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	3 (0.5)	400	310	2016	B						X	Conexión	Condicionada a terceros. PGOU Dos Hermanas	2012	B2
Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	QUINTOS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	8	400	310	2016	B						X	Conexión	Condicionada a terceros. PGOU Dos Hermanas	2012	B2
Andalucía	Andalucía	AZNALCOLLAR	GUILLENA	400	1	Alta E/S Línea	19	1600	1280	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	AZNALCOLLAR	PALOS	400	1	Alta E/S Línea	83	1600	1280	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	PALOS	400	1	Baja E/S Línea	100	1600	1280	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	GUADAIRA	400	1	Nueva Línea	21	1900	1700	2017	A	X					X	Estructural		2015	A
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	GUADAIRA	400	2	Nueva Línea	21	1900	1700	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	GUADAIRA	AZNALCOLLAR	400	1	Alta E/S Línea	21	1900	1700	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	AZNALCOLLAR	400	1	Alta E/S Línea	65	1900	1700	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	GUADAIRA	400	2	Baja E/S Línea	21	1900	1700	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	GUADAIRA	PUERTO SEVILLA	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	450	450	2017	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	GUADAIRA	PITAMO	220	1	Nuevo Cable	10 (10)	450	450	2017	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	PUERTO SEVILLA	PITAMO	220	1	Baja Cable	3 (3)	450	450	2017	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	POLIGONO	220	1	Nuevo Cable	12 (12)	450	450	2017	A	X					X	Estructural		2012	A
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	NUDO LOGISTICO	220	1	Nuevo Cable	12 (12)	450	450	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	NUDO LOGISTICO	220	2	Nuevo Cable	12 (12)	450	450	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	Andalucía	BUENAIRE	NUDO LOGISTICO	220	1	Alta E/S Cable	5 (5)	450	450	2017	B						X	Conexión			
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	BUENAIRE	220	1	Alta E/S Cable	7 (7)	450	450	2017	B						X	Conexión			
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	NUDO LOGISTICO	220	2	Baja E/S Cable	12 (12)	450	450	2017	B						X	Conexión			
Andalucía	Andalucía	JORDANA	COIN	220	1	Alta E/S Línea	39	390	330	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	COIN	220	1	Alta E/S Línea	20	390	330	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	JORDANA	220	1	Baja E/S Línea	68	390	330	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	MIRABAL	GIBALBIN	220	1	Alta E/S Línea	25	320	259	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	PUERTO REAL	MIRABAL	220	1	Alta E/S Línea	27	320	259	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	PUERTO REAL	GIBALBIN	220	1	Baja E/S Línea	45	320	259	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	EUROPA	220	1	Alta E/S Cable	10 (10)	450	450	2018	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	POLIGONO	EUROPA	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2018	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	POLIGONO	220	1	Baja E/S Cable	12 (12)	450	450	2018	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ALCORES	RANILLAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (1.5)	450	450	2019	B						X	Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	RANILLAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	3 (3)	450	450	2019	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ALCORES	SANTA ELVIRA	220	2	Baja E/S Línea-Cable	8 (3.5)	450	450	2019	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	QUINTOS	ATALAYA SEVILLA	220	1	Alta E/S Línea	15	310	170	2019	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO B	ATALAYA SEVILLA	220	1	Alta E/S Línea	17	310	170	2019	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO B	QUINTOS	220	1	Baja E/S Línea	23	310	170	2019	B						X	Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Aragón	Aragón	MEZQUITA	FUENDETODOS	400	1	Nueva Línea	50	1990	1820	2011	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	MEZQUITA	FUENDETODOS	400	2	Nueva Línea	50	1990	1820	2011	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	JALON	LOS VIENTOS	220	1	Nueva Línea	26	750	600	2011	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	JALON	LOS VIENTOS	220	2	Nueva Línea	26	750	600	2011	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	MONTE TORRERO	PLAZA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	17 (2.2)	430	360	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	ENTRERRIOS	PLAZA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	31 (2.2)	430	360	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	ENTRERRIOS	MONTE TORRERO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	41	430	360	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	JALON	PLAZA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	38 (2.2)	430	360	2011	A	X						Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	ENTRERRIOS	JALON	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7	430	360	2011	A	X						Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	ENTRERRIOS	PLAZA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	31 (2.2)	430	360	2011	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Aragón	ASCO	ESCATRON	400	1	Alta cambio topología Línea	84	1070	840	2012	A	X						Estructural	Bypass operable	2010	A
Aragón	Aragón	ARAGON	ESCATRON	400	1	Baja cambio topología Línea	13	1070	840	2012	A	X						Estructural	Bypass operable	2010	A
Aragón	Cataluña	ARAGON	ASCO	400	2	Baja cambio topología Línea	71	1300	840	2012	A	X						Estructural	Bypass operable	2010	A
Aragón	Aragón	MEZQUITA	MUNIESA	400	1	Alta E/S Línea	21	1990	1820	2012	A					X		Conexión		2012	B1
Aragón	Aragón	FUENDETODOS	MUNIESA	400	1	Alta E/S Línea	31	1990	1820	2012	A					X		Conexión		2012	B1
Aragón	Aragón	MEZQUITA	FUENDETODOS	400	1	Baja E/S Línea	50	1990	1820	2012	A					X		Conexión		2012	B1
Aragón	Aragón	FUENDETODOS	CARIÑENA	400	1	Alta E/S Línea	22	1410	900	2012	A			X				Conexión	Alimentación a TAV	2013	A
Castilla y León	Aragón	ALMAZAN	CARIÑENA	400	1	Alta E/S Línea	119	1410	900	2012	A			X				Conexión	Alimentación a TAV	2013	A
Castilla y León	Aragón	ALMAZAN	FUENDETODOS	400	1	Baja E/S Línea	137	1410	900	2012	A			X				Conexión	Alimentación a TAV	2013	A
Aragón	Aragón	FUENDETODOS	MARIA	220	1	Nueva Línea	23	750	600	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	FUENDETODOS	MARIA	220	2	Nueva Línea	23	750	600	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Aragón	Aragón	MARIA	PLAZA	220	1	Nueva Línea-Cable	15 (2.2)	580	580	2012	A	X					X	Estructural	Cu 2500 en el tramo de cable	2011	A
Aragón	Aragón	MARIA	PLAZA	220	2	Nueva Línea-Cable	15 (2.2)	580	580	2012	A	X					X	Estructural	Cu 2500 en el tramo de cable	2011	A
Aragón	Aragón	ESCATRON B (DESFASADOR)	HIJAR	220	1	Alta E/S Línea	19	320	220	2012	A						X	Conexión		2010	A
Aragón	Aragón	HIJAR	ESCUCHA	220	1	Alta E/S Línea	54	320	220	2012	A						X	Conexión		2010	A
Aragón	Aragón	ESCATRON B (DESFASADOR)	ESCUCHA	220	1	Baja E/S Línea	69	320	220	2012	A						X	Conexión		2010	A
Aragón	Aragón	ESQUEDAS	SABIÑANIGO	220	1	Alta E/S Línea	40	330	220	2012	A						X	Conexión		2011	A
Aragón	Aragón	GURREA	ESQUEDAS	220	1	Alta E/S Línea	29	330	220	2012	A						X	Conexión		2011	A
Aragón	Aragón	GURREA	SABIÑANIGO	220	1	Baja E/S Línea	69	330	220	2012	A						X	Conexión		2011	A
Aragón	Aragón	MEZQUITA	VALDECONEJOS	220	1	Nueva Línea	12	360	300	2012	A	X				X	X	Estructural		2012	A
Aragón	Aragón	MEZQUITA	VALDECONEJOS	220	2	Nueva Línea	12	360	300	2012	A	X				X	X	Estructural		2012	A
Aragón	Aragón	CALAMOCHA	MEZQUITA	220	1	Nueva Línea	40	750	600	2012	A			X		X	X	Conexión	Alimentación a TAV	2011	A
Aragón	Aragón	CALAMOCHA	MEZQUITA	220	2	Nueva Línea	40	750	600	2012	A			X		X	X	Conexión	Alimentación a TAV	2011	A
Aragón	Aragón	ESCUCHA	VALDECONEJOS	220	1	Nueva Línea	7	360	300	2012	A	X				X	X	Estructural		2012	A
Aragón	Aragón	ARAGON	PEÑAFLORES	400	1	Repotenciación Línea	76	1640	1340	2013	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Navarra	Aragón	LA SERNA	MAGALLON	400	2	Nueva Línea	13	1990	1820	2013	A	X			X	X		Estructural	41% en Aragon (longitud total 32 km)	2011	A
Navarra	Aragón	LA SERNA	MAGALLON	400	3	Nueva Línea	13	1990	1820	2013	A	X			X	X		Estructural	41% en Aragon (longitud total 32 km)	2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.	
Cataluña	Aragón	LA POBLA	T. FORADADA	220	1	Repotenciación Línea	37	360	290	2013	A	X						Estructural	63% en Aragón (longitud total 58 km). Proyecto singular por modificación parcial del trazado.	2010	A	
Aragón	Aragón	MONTE TORRERO	AVE ZARAGOZA	220	1	Repotenciación Línea	27	410	330	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Aragón	Aragón	AVE ZARAGOZA	PEÑAFLORES	220	1	Repotenciación Línea	27	410	330	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Aragón	Aragón	CARTUJOS	MONTE TORRERO	220	1	Repotenciación Línea	11	410	330	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Aragón	Aragón	CARTUJOS	PEÑAFLORES	220	1	Repotenciación Línea	30	410	330	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Aragón	Aragón	ESCATRON B (DEFASADOR)	MEQUINENZA	220	1	Repotenciación Línea	66	290	230	2013	A	X				X		Estructural		2011	A	
Aragón	Cataluña	MEQUINENZA	RIBARROJA	220	1	Repotenciación Línea	15	450	360	2013	A					X		Conexión	75% en Aragón (longitud total 20 km)	2011	A	
Aragón	Aragón	MEZQUITA	PLATEA	400	1	Nueva Línea	57	1990	1820	2014	A	X		X			X	Estructural	Alimentación a TAV	2013	A	
Aragón	Aragón	MEZQUITA	PLATEA	400	2	Nueva Línea	57	1990	1820	2014	A	X		X			X	Estructural	Alimentación a TAV	2013	A	
Aragón	Comunidad Valenciana	MEZQUITA	MORELLA	400	1	Nueva Línea	54	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	90% en Aragón (longitud total 60 km)	2011	A	
Aragón	Comunidad Valenciana	MEZQUITA	MORELLA	400	2	Nueva Línea	54	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	90% en Aragón (longitud total 60 km)	2011	A	
Aragón	Comunidad Valenciana	MUDEJAR	MORELLA	400	1	Nueva Línea	40	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	80% en Aragón (longitud total 50 km)	2010	A	
Aragón	Comunidad Valenciana	MUDEJAR	MORELLA	400	2	Nueva Línea	40	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	80% en Aragón (longitud total 50 km)	2010	A	
Cataluña	Aragón	ISONA	PEÑALBA	400	1	Nueva Línea	100	1990	1820	2014	A	X						Estructural	80% en Aragón (longitud total 125 km)	2012	A	
Cataluña	Aragón	ISONA	ARNERO	400	1	Nueva Línea	55	1990	1820	2014	A	X						Estructural	69% en Aragón (longitud total 80 km)	2012	A	
Aragón	Aragón	ARAGON	ARNERO	400	1	Alta cambio topología Línea	82	1610	1300	2014	A	X					X	X	Estructural		2012	A
Aragón	Aragón	ARAGON	PEÑALBA	400	2	Baja cambio topología Línea	42	1610	1300	2014	A	X					X	X	Estructural		2012	A
Aragón	Aragón	MUDEJAR	TERUEL	400	1	Alta E/S Línea	1	1300	840	2014	A	X						Estructural		2010	A	
Aragón	Aragón	ARAGON	MUDEJAR	400	1	Alta E/S Línea	26	1300	840	2014	A	X						Estructural		2010	A	
Aragón	Aragón	ARAGON	TERUEL	400	1	Baja E/S Línea	27	1300	840	2014	A	X						Estructural		2010	A	
Aragón	Aragón	ARAGON	MUDEJAR	400	2	Alta E/S Línea	26	1300	840	2014	A	X						Estructural		2010	A	
Aragón	Aragón	MUDEJAR	TERUEL	400	2	Alta E/S Línea	1	1300	840	2014	A	X						Estructural		2010	A	
Aragón	Aragón	ARAGON	TERUEL	400	2	Baja E/S Línea	27	1300	840	2014	A	X						Estructural		2010	A	
Aragón	Aragón	LOS LEONES	VILLANUEVA	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	340	340	2014	A						X	Conexión		2008	B1	
Aragón	Aragón	LOS LEONES	VILLANUEVA	220	2	Nuevo Cable	7 (7)	340	340	2014	A						X	Conexión		2008	B1	
Aragón	Aragón	CARDIEL	MONZON	220	1	Alta E/S Línea	57	260	210	2014	A						X	Conexión		2011	A	
Aragón	Aragón	MEQUINENZA	CARDIEL	220	1	Alta E/S Línea	14	260	210	2014	A						X	Conexión		2011	A	
Aragón	Aragón	MEQUINENZA	MONZON	220	1	Baja E/S Línea	71	260	210	2014	A						X	Conexión		2011	A	
Aragón	Aragón	ARNERO	CINCA	220	1	Nueva Línea	2	438	372	2014	A	X					X	Estructural		2013	A	
Aragón	Aragón	ARNERO	CARDIEL	220	1	Alta E/S Línea	55	260	210	2014	A	X						Estructural		2012	A	
Aragón	Aragón	MONZON	ARNERO	220	1	Alta E/S Línea	2	260	210	2014	A	X						Estructural		2012	A	
Aragón	Aragón	CARDIEL	MONZON	220	1	Baja E/S Línea	57	260	210	2014	A	X						Estructural		2012	A	
Cataluña	Aragón	RIBARROJA	ARNERO	220	1	Alta E/S Línea	88	260	210	2014	A	X						Estructural		2012	A	
Aragón	Aragón	MONZON	ARNERO	220	2	Alta E/S Línea	2	260	210	2014	A	X						Estructural		2012	A	
Aragón	Cataluña	MONZON	RIBARROJA	220	1	Baja E/S Línea	90	260	210	2014	A	X						Estructural		2012	A	

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Navarra	Aragón	TUDELA	MAGALLON (BARRA 2)	220	1	Repotenciación Línea	11	410	330	2014	A	X					X	Estructural	35% en Aragon (longitud total 31 km)	2014	A
Aragón	Aragón	ESCALONA	T. FORADADA	220	1	Repotenciación Línea	20	360	290	2014	A	X						Estructural	Proyecto singular por modificación parcial del trazado		
Aragón	Aragón	ESCALONA	T. ESCALONA	220	1	Repotenciación Línea	1	360	290	2014	A	X						Estructural			
Comunidad Valenciana	Aragón	GODELLETA	PLATEA	400	1	Nueva Línea	45	1990	1820	2015	A	X						Estructural	30% en Aragon (longitud total 150 km)	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Aragón	GODELLETA	PLATEA	400	2	Nueva Línea	45	1990	1820	2015	A	X						Estructural	30% en Aragon (longitud total 150 km)	2016-2020	R
Aragón	Cataluña	ESCATRON	ELS AUBALS	400	1	Nueva Línea	65	1990	1820	2015	A	X				X		Estructural	68% en Aragon (longitud total 95 km)	2014	A
Aragón	Cataluña	ESCATRON B (DEFASADOR)	ELS AUBALS	220	2	Alta cambio topología Línea	63	740	600	2015	A	X				X		Estructural	68% en Aragon (longitud total 92 km)	2014	A
Aragón	Cataluña	ESCATRON B (DEFASADOR)	ELS AUBALS	220	1	Baja cambio topología Línea	63	470	310	2015	A	X				X		Estructural	68% en Aragon (longitud total 92 km)	2014	A
Cataluña	Aragón	TORRES DE SEGRE	MEQUINENZA	220	1	Repotenciación Línea	6	310	260	2019	B				X			Conexión	20% en Aragon (longitud total 31 km). Condicionado a Acceso		
Aragón	Aragón	OSERA	PEÑAFLORES	400	1	Alta E/S Línea	45	1640	1340	2019	B				X			Conexión	Condicionado a conexión Ciclo Combinado	2016-2020	R
Aragón	Aragón	ARAGON	OSERA	400	1	Alta E/S Línea	33	1640	1340	2019	B				X			Conexión	Condicionado a conexión Ciclo Combinado	2016-2020	R
Aragón	Aragón	ARAGON	PEÑAFLORES	400	1	Baja E/S Línea	76	1640	1340	2019	B				X			Conexión	Condicionado a conexión Ciclo Combinado	2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.	
Castilla y León	Asturias	LA ROBLA	LADA	400	1	Repotenciación Línea	45	1500	1250	2011	A	X				X	X		Estructural	62% en Asturias (longitud total 73 km)	2007	A
Cantabria	Asturias	PENAGOS	SOTO DE RIBERA	400	1	Nueva Línea	104	1980	1880	2011	A	X				X	X	X	Estructural	57% en Asturias (longitud total 182 km)	2009	A
Asturias	Asturias	PESOSZ	SALAS	400	1	Nueva Línea	51	1980	1890	2011	A	X				X	X	X	Estructural		2010	A
Asturias	Asturias	EL PALO	PESOSZ	400	1	Nueva Línea	23	1990	1820	2011	A	X				X	X	X	Estructural		2010	A
Asturias	Asturias	PESOSZ	SANZO	400	1	Nueva Línea	1	1330	1215	2011	A					X	X		Conexión		2010	A
Asturias	Asturias	PESOSZ	SANZO	400	2	Nueva Línea	1	1330	1215	2011	A					X	X		Conexión		2010	A
Asturias	Asturias	PEREDA	VILLALLANA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	18 (0.2)	240	170	2011	A						X		Conexión		2011	A
Asturias	Asturias	TELLEDO	VILLALLANA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	16 (0.2)	240	170	2011	A						X		Conexión		2011	A
Asturias	Asturias	PEREDA	TELLEDO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	34	240	170	2011	A						X		Conexión		2011	A
Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	SILVOTA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0.2)	242	242	2011	A						X		Conexión		2011	B2
Asturias	Asturias	TRASONA	SILVOTA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	21 (0.2)	242	242	2011	A						X		Conexión		2011	B2
Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	TRASONA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	33	242	242	2011	A						X		Conexión		2011	B2
Asturias	Asturias	EL PALO	GRADO	400	1	Nueva Línea	63	1990	1820	2012	A	X				X	X	X	Estructural		2010	A
Asturias	Asturias	GRADO	SALAS	400	1	Nueva Línea	41	1990	1820	2012	A	X				X	X	X	Estructural		2010	A
Asturias	Asturias	CARRIO	SAN CLAUDIO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	28 (0.2)	636	636	2012	A						X		Conexión		2016-2020	R
Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	SAN CLAUDIO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (0.2)	636	636	2012	A						X		Conexión		2016-2020	R
Asturias	Asturias	CARRIO	SOTO DE RIBERA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	34	636	636	2012	A						X		Conexión		2016-2020	R
Asturias	Asturias	REBORIA	SOTO DE RIBERA	400	1	Alta E/S Línea	40	1980	1820	2014	A	X				X			Estructural	Conexión provisional de Reboria 400 kV		
Asturias	Cantabria	REBORIA	PENAGOS	400	1	Alta E/S Línea	195	1980	1820	2014	A	X				X			Estructural	Conexión provisional de Reboria 400 kV		
Cantabria	Asturias	PENAGOS	SOTO DE RIBERA	400	1	Baja E/S Línea	183	1980	1880	2014	A	X				X			Estructural	Conexión provisional de Reboria 400 kV		
Galicia	Asturias	BOIMENTE	PESOSZ	400	1	Nueva Línea	14	1990	1820	2014	A	X				X	X		Estructural	18% en Asturias (longitud total 76 km)	2011	A
Galicia	Asturias	BOIMENTE	PESOSZ	400	2	Nueva Línea	14	1990	1820	2014	A	X				X	X		Estructural	18% en Asturias (longitud total 76 km)	2011	A
Asturias	Asturias	CARRIO	REBORIA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	4 (1.5)	580	580	2014	A	X				X			Estructural	Sección cable 2500 mm2. aprovecha parte de la línea Carrió-Tabiella 220 kV		
Asturias	Asturias	CARRIO	REBORIA	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	4 (1.5)	580	580	2014	A	X				X			Estructural	Sección cable 2500 mm2. aprovecha parte de la línea Carrió-Tabiella 220 kV		
Asturias	Asturias	CARRIO	TABIELLA	220	1	Baja cambio topología Línea	15	636	636	2014	A	X				X			Estructural	Se utiliza una parte para Carrió-Reboria 220 kV y otra para Tabiella-Gozón 220 kV	2013	A
Asturias	Asturias	CARRIO	TABIELLA	220	2	Baja cambio topología Línea	15	636	636	2014	A	X				X			Estructural	Se utiliza una parte para Carrió-Reboria 220 kV y otra para Tabiella-Gozón 220 kV	2013	A
Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	SILVOTA	220	1	Repotenciación Línea	12 (0.2)	320	320	2014	A					X	X		Estructural	Actuación singular con cambio de apoyos y conductor	2011	A
Asturias	Asturias	GRADO	SOTO DE RIBERA	400	1	Alta cambio tensión Línea	14	1330	1090	2015	A	X				X	X	X	Estructural		2010	A
Asturias	Asturias	GRADO	GOZÓN	400	1	Alta cambio tensión Línea	36	1330	1090	2015	A	X				X	X		Estructural		2010	A
Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	TABIELLA	220	1	Baja cambio tensión Línea	37	716	716	2015	A	X				X	X		Estructural		2010	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Asturias	Asturias	GOZÓN	REBORIA	400	1	Nueva Línea	10	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural		2013	A
Asturias	Asturias	GOZÓN	REBORIA	400	2	Nueva Línea	10	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural		2013	A
Asturias	Asturias	LADA	SAMA	400	1	Nueva Línea	2	1350	1090	2015	A	X			X		X	Estructural		2011	A
Asturias	Asturias	LADA	SAMA	400	2	Nueva Línea	2	1350	1090	2015	A	X			X		X	Estructural		2011	A
Castilla y León	Asturias	VELILLA	SAMA	400	1	Nueva Línea	32	1990	1820	2015	A	X			X	X		Estructural	26% en Asturias (longitud total 124 km)	2011	A
Castilla y León	Asturias	VELILLA	SAMA	400	2	Nueva Línea	32	1990	1820	2015	A	X			X	X		Estructural	26% en Asturias (longitud total 124 km)	2011	A
Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	SAMA	400	1	Alta cambio topología Línea	15	1350	1090	2015	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Asturias	Asturias	LADA	SOTO DE RIBERA	400	1	Baja cambio topología Línea	17	1350	1090	2015	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Castilla y León	Asturias	POLA DE GORDON	SAMA	400	1	Alta cambio topología Línea	37	1500	1250	2015	A	X			X	X		Estructural	Traslado de posiciones de transporte de Lada 400 kV a Sama 400 kV 60% en Asturias (longitud total 61 km)	2011	A
Asturias	Castilla y León	LADA	POLA DE GORDON	400	1	Baja cambio topología Línea	41	1500	1250	2015	A	X			X	X		Estructural	Traslado de posiciones de transporte de Lada 400 kV a Sama 400 kV 63% en Asturias (longitud total 65 km)	2011	A
Asturias	Asturias	REBORIA	SAMA	400	1	Alta E/S Línea	35	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural	Condicionada a Sama-Velilla		
Asturias	Castilla y León	REBORIA	VELILLA	400	1	Alta E/S Línea	149	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural	Condicionada a Sama-Velilla		
Castilla y León	Asturias	VELILLA	SAMA	400	2	Baja E/S Línea	124	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural	Condicionada a Sama-Velilla		
Cantabria	Asturias	PENAGOS	SOTO DE RIBERA	400	1	Alta cambio topología Línea	104	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural	Se deshace conexión provisional de Reboria 57% en Asturias (longitud total 182 km)		
Asturias	Asturias	REBORIA	SOTO DE RIBERA	400	1	Baja cambio topología Línea	40	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural	Se deshace conexión provisional de Reboria		
Asturias	Cantabria	REBORIA	PENAGOS	400	1	Baja cambio topología Línea	118	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural	Se deshace conexión provisional de Reboria. 60% en Asturias (longitud total 195 km)		
Asturias	Asturias	REBORIA	COSTA VERDE	400	1	Alta E/S Línea	5	1990	1820	2015	B						X	Conexión			
Castilla y León	Asturias	VELILLA	COSTA VERDE	400	1	Alta E/S Línea	144	1990	1820	2015	B						X	Conexión			
Asturias	Castilla y León	REBORIA	VELILLA	400	1	Baja E/S Línea	149	1990	1820	2015	B						X	Conexión			
Asturias	Asturias	TABIELLA	GOZÓN	220	1	Alta cambio topología Línea	6	636	636	2015	A	X			X			Estructural		2010	A
Asturias	Asturias	TABIELLA	GOZÓN	220	2	Alta cambio topología Línea	6	636	636	2015	A	X			X			Estructural		2010	A
Asturias	Asturias	SILVOTA	PUENTE SAN MIGUEL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	143 (2)	350	330	2015	B	X					X	Conexión	Eliminación de la antena simple circuito de Silvota condicionada a no construir Tamón 220 kV		
Asturias	Asturias	SILVOTA	SIERO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (2)	350	330	2015	B	X					X	Conexión	Eliminación de la antena simple circuito de Silvota condicionada a no construir Tamón 220 kV		
Asturias	Asturias	PUENTE SAN MIGUEL	SIERO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	140	350	330	2015	B	X					X	Conexión	Eliminación de la antena simple circuito de Silvota condicionada a no construir Tamón 220 kV		
Asturias	Asturias	PEREDA	CAUDAL	220	1	Nuevo Cable	0.1 (0.1)	500	500	2015	A	X			X			Estructural		2011	A
Asturias	Asturias	PEREDA	CAUDAL	220	2	Nuevo Cable	0.1 (0.1)	500	500	2015	A	X			X			Estructural		2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.	
Asturias	Asturias	CAUDAL	SOTO DE RIBERA	220	1	Nueva Línea	13	710	600	2015	A	X				X		X	Estructural		2011	A
Asturias	Asturias	CAUDAL	SOTO DE RIBERA	220	2	Nueva Línea	13	710	600	2015	A	X				X		X	Estructural		2011	A
Asturias	Asturias	PEREDA	SOTO DE RIBERA	220	1	Baja Línea	13	240	200	2015	A	X				X		X	Estructural		2011	A
Asturias	Asturias	PEREDA	VILLALLANA	220	1	Baja Línea-Cable	18 (0.2)	240	170	2015	A	X				X		X	Estructural		2011	A
Asturias	Asturias	CAUDAL	VILLALLANA	220	1	Nueva Línea-Cable	17 (0.4)	550	550	2015	A	X				X		X	Estructural		2011	A
Asturias	Asturias	CAUDAL	VILLALLANA	220	2	Nueva Línea-Cable	17 (0.4)	550	550	2015	A	X				X		X	Estructural		2011	A
Cantabria	Asturias	PUENTE SAN MIGUEL	ORTIGUERO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	74 (0.2)	350	330	2016	B							X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Asturias	Asturias	SIERO	ORTIGUERO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	66 (0.2)	350	330	2016	B							X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cantabria	Asturias	PUENTE SAN MIGUEL	SIERO	220	2	Baja E/S Línea-Cable	140	350	330	2016	B							X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Galicia	Asturias	BOIMENTE	ABRES	400	1	Alta E/S Línea	43	1990	1820	2018	B						X	X	Conexión			
Asturias	Asturias	PESOS	ABRES	400	1	Alta E/S Línea	39	1990	1820	2018	B						X	X	Conexión			
Galicia	Asturias	BOIMENTE	PESOS	400	2	Baja E/S Línea	76	1990	1820	2018	B						X	X	Conexión			
Asturias	Asturias	GOZÓN	TAMÓN	400	1	Alta E/S Línea	12	1330	1110	2019	B					X			Conexión		2011	B1
Asturias	Asturias	GRADO	TAMÓN	400	1	Alta E/S Línea	24	1330	1090	2019	B					X			Conexión		2011	B1
Asturias	Asturias	GRADO	GOZÓN	400	1	Baja E/S Línea	36	1330	1090	2019	B					X			Conexión		2011	B1
Asturias	Asturias	SILVOTA	TAMÓN	220	1	Alta E/S Línea-Cable	16 (0.2)	242	242	2019	B							X	Conexión		2011	B1
Asturias	Asturias	TRASONA	TAMÓN	220	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (0.2)	242	242	2019	B							X	Conexión		2011	B1
Asturias	Asturias	TRASONA	SILVOTA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	21 (0.2)	242	242	2019	B							X	Conexión		2011	B1
Asturias	Asturias	SILVOTA	TAMÓN	220	1	Repotenciación Línea	16 (0.2)	320	320	2019	B					X		X	Estructural	Condicionado a Tamón 220 kV. Actuación singular con cambio de apoyos y conductor	2011	A
Asturias	Asturias	TELLEDO	VILLALLANA	220	1	Repotenciación Línea	16 (0.2)	300	250	2019	B					X			Conexión	Condicionado a la existencia de un CC en Pereda	2011	A
Asturias	Castilla y León	TELLEDO	VILLABLINO	220	1	Repotenciación Línea	18	300	250	2019	A					X			Estructural	Condicionado a la existencia de un CC en Pereda 44% en Asturias (longitud total 40 km)	2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA	T.A.
Cantabria	Asturias	PENAGOS	SOTO DE RIBERA	400	1	Nueva Línea	78	1990	1820	2011	A	X			X	X	X	Estructural	43% en Cantabria (longitud total 182 km)	2009	A
Cantabria	Cantabria	UDALLA	T UDALLA	400	1	Nueva Línea	33	1990	1820	2011	A						X	Conexión	Udalla hasta 1 año después de la PES DC Solórzano-Cicero 220 kV	2009	A
Cantabria	Cantabria	AGUAYO	T UDALLA	400	1	Nueva Línea	26	1310	1100	2011	A	X			X	X	X	Estructural	Udalla hasta 1 año después de la PES DC Solórzano-Cicero 220 kV	2008	A
Cantabria	Cantabria	PENAGOS	T UDALLA	400	1	Nueva Línea	5	1990	1820	2011	A	X			X	X	X	Estructural	Udalla hasta 1 año después de la PES DC Solórzano-Cicero 220 kV	2008	A
Cantabria	Cantabria	AGUAYO	PENAGOS	400	1	Baja Línea	31	1310	1100	2011	A	X			X	X	X	Estructural		2009	A
Cantabria	Cantabria	AGUAYO	MATAPORQUERA	220	1	Repotenciación Línea	32	590	510	2011	A	X						Estructural		2010	A
Castilla y León	Cantabria	CILLAMAYOR	MATAPORQUERA	220	1	Repotenciación Línea	7	370	300	2011	A	X				X		Estructural	75% en Cantabria (longitud total 9 km)	2010	A
Cantabria	País Vasco	AGUAYO	ABANTO	400	1	Nueva Línea	87	1310	1100	2012	A	X			X	X		Estructural	90% en Cantabria (longitud total 97 km)	2008	A
Cantabria	Cantabria	AGUAYO	T UDALLA	400	1	Baja Línea	26	1310	1100	2012	A	X			X	X		Estructural			
País Vasco	Cantabria	ABANTO	T UDALLA	400	1	Nueva Línea	28	1990	1820	2012	A	X			X	X		Estructural	Hasta 1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV 74% en Cantabria (longitud total 38 km)	2008	A
Cantabria	Cantabria	UDALLA	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología línea	33	1990	1820	2012	A						X	Conexión		2009	A
Cantabria	Cantabria	PENAGOS	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología Línea	5	1990	1820	2012	A	X			X	X	X	Estructural		2008	A
Cantabria	Cantabria	UDALLA	T UDALLA	400	1	Alta cambio topología Línea	2	1990	1820	2012	A						X	Conexión	Hasta 1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2009	A
Cantabria	Cantabria	PENAGOS	T UDALLA	400	1	Alta cambio topología Línea	36	1990	1820	2012	A	X			X	X	X	Estructural	Hasta 1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2008	A
Cantabria	Cantabria	CACICEDO	PIELAGOS	220	1	Alta E/S Línea	8	369	330	2012	A						X	Conexión		2016-2020	R
Cantabria	Cantabria	PENAGOS	PIELAGOS	220	1	Alta E/S Línea	8	369	330	2012	A						X	Conexión		2016-2020	R
Cantabria	Cantabria	CACICEDO	PENAGOS	220	1	Baja E/S Línea	14	369	330	2012	A						X	Conexión		2016-2020	R
Castilla y León	Cantabria	VIRTUS	VALDEOLEA	400	1	Alta E/S Línea	32	1290	990	2013	A	X					X	Estructural	Anteriormente Mataporquera	2012	A
Castilla y León	Cantabria	HERRERA	VALDEOLEA	400	1	Alta E/S Línea	37	1290	990	2013	A	X					X	Estructural	Anteriormente Mataporquera	2012	A
Castilla y León	Castilla y León	HERRERA	VIRTUS	400	1	Baja E/S Línea	65	1290	990	2013	A	X					X	Estructural		2012	A
Cantabria	Cantabria	PENAGOS	SOLORZANO	400	1	Alta E/S Línea	23	1990	1820	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Cantabria	Cantabria	SOLORZANO	T UDALLA	400	1	Alta E/S Línea	11	1990	1820	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Cantabria	Cantabria	PENAGOS	T UDALLA	400	1	Baja E/S Línea	36	1990	1820	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Cantabria	Cantabria	AGUAYO	VALDEOLEA	220	1	Alta cambio topología Línea	32	590	510	2013	A	X						Estructural		2012	
Cantabria	Cantabria	AGUAYO	MATAPORQUERA	220	1	Baja cambio topología Línea	32	590	510	2013	A	X						Estructural		2012	
Castilla y León	Cantabria	CILLAMAYOR	VALDEOLEA	220	1	Alta cambio topología Línea	7	370	300	2013	A	X						Estructural	75% en Cantabria (longitud total 9 km)	2012	
Castilla y León	Cantabria	CILLAMAYOR	MATAPORQUERA	220	1	Baja cambio topología Línea	7	370	300	2013	A	X						Estructural	75% en Cantabria (longitud total 9 km)	2012	
Cantabria	Cantabria	MATAPORQUERA	VALDEOLEA	220	1	Nueva Línea	3	730	660	2013	A	X						Estructural		2012	
Cantabria	Cantabria	MATAPORQUERA	VALDEOLEA	220	2	Nueva Línea	3	730	660	2013	A	X						Estructural		2012	
Cantabria	Castilla y León	AGUAYO	GAROÑA	220	1	Repotenciación Línea	20	500	440	2013	A	X			X	X		Estructural	22% en Cantabria (longitud total 90 km)	2013	A
Cantabria	Cantabria	CICERO	SOLORZANO	220	1	Nueva Línea-Cable	10 (0.2)	730	660	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Cantabria	Cantabria	CICERO	SOLORZANO	220	2	Nueva Línea-Cable	10 (0.2)	730	660	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Cantabria	Cantabria	CACICEDO	PUEENTE SAN MIGUEL	220	1	Nueva Línea-Cable	28 (15)	500	500	2013	A	X					X	Estructural		2009	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cantabria	Cantabria	UDALLA	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología Línea	2	1990	1820	2014	A	X					X	Estructural	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2011	B1
Cantabria	Cantabria	SOLORZANO	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología Línea	11	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2011	B1
País Vasco	Cantabria	ABANTO	SOLORZANO	400	1	Alta cambio topología Línea	39	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV 80% en Cantabria (longitud total 49 km)	2011	B1
País Vasco	Cantabria	ABANTO	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología Línea	28	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV 74% en Cantabria (longitud total 38 km)	2011	B1
País Vasco	Cantabria	ABANTO	VALLEGON	220	1	Nueva Línea-Cable	10 (0)	500	500	2014	A						X	Conexión	56% en Cantabria (longitud total 18 km)		
País Vasco	Cantabria	ABANTO	VALLEGON	220	2	Nueva Línea-Cable	10 (0)	500	500	2014	A						X	Conexión	56% en Cantabria (longitud total 18 km)		
Cantabria	Cantabria	ASTILLERO	CACICEDO	220	1	Nuevo Cable	9 (9)	500	500	2014	A	X					X	Estructural		2010	A
Cantabria	Cantabria	CACICEDO	TORRELAVEGA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	24 (11)	500	500	2014	A					X	X	Conexión		2010	B2
Cantabria	Cantabria	PUENTE SAN MIGUEL	TORRELAVEGA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	4 (4)	500	500	2014	A					X	X	Conexión		2010	B2
Cantabria	Cantabria	CACICEDO	PUENTE SAN MIGUEL	220	1	Baja E/S Línea-Cable	28 (15)	500	500	2014	A					X	X	Conexión		2010	B2
Cantabria	Asturias	PENAGOS	SOTO DE RIBERA	400	1	Alta cambio topología Línea	78	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural	Se deshace conexión provisional de Reboria 43% en Cantabria (longitud total 182 km)		
Asturias	Cantabria	REBORIA	PENAGOS	400	1	Baja cambio topología Línea	77	1990	1820	2015	A	X			X			Estructural	Se deshace conexión provisional de Reboria 39% en Cantabria (longitud total 195 km)		
Cantabria	Cantabria	PUENTE SAN MIGUEL	LABARCES	220	1	Alta E/S Línea	29	350	330	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Asturias	Cantabria	SILVOTA	LABARCES	220	1	Alta E/S Línea	117 (0.5)	350	330	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Cantabria	Asturias	PUENTE SAN MIGUEL	SILVOTA	220	1	Baja E/S Línea	144 (0.5)	350	330	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Cantabria	Cantabria	CICERO	VALLEGON	220	1	Nueva Línea-Cable	45 (0.4)	500	500	2019	A	X						Estructural			
Cantabria	Cantabria	CICERO	VALLEGON	220	2	Nueva Línea-Cable	45 (0.4)	500	500	2019	A	X						Estructural			

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Castilla y León	Asturias	LA ROBLA	LADA	400	1	Repotenciación Línea	28	1500	1250	2011	A	X				X	X	Estructural	38% en Castilla y León (longitud total 73 km)	2007	A
Castilla y León	Extremadura	ALDEADAVILA	ARAÑUELO	400	1	Repotenciación Línea	98	1650	1280	2011	A	X						Estructural	48% en Castilla y León (longitud total 204 km)	2009	A
Castilla y León	Extremadura	HINOJOSA	ALMARAZ C.N.	400	1	Repotenciación Línea	72	1600	1280	2011	A	X						Estructural	40% en Castilla y León (longitud total 179 km)	2010	A
Castilla y León	Castilla y León	ALDEADAVILA	HINOJOSA	400	1	Repotenciación Línea	22	1600	1380	2011	A	X						Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	MUDARRA	TORDESILLAS	400	1	Repotenciación Línea	33	1610	1360	2011	A	X						Estructural		2014	A
Castilla y León	Castilla y León	COMPOSTILLA	LA LOMBA	400	1	Repotenciación Línea	6	1690	1380	2011	A	X				X		Estructural		2015	A
Castilla y León	La Rioja	MIRANDA	HARO	220	1	Repotenciación Línea	2 (0)	410	340	2011	A	X				X	X	Estructural	8% en Castilla y León (longitud total 23 km)	2013	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	T. PALENCIA 1	220	1	Baja cambio topología Línea	4	352	245	2011	A	X				X		Estructural		2008	A
Castilla y León	Castilla y León	T. PALENCIA 1	T. RENEDO	220	1	Baja cambio topología Línea	32	705	490	2011	A	X				X		Estructural		2008	A
Castilla y León	Castilla y León	T. PALENCIA 1	VILLALBILLA	220	1	Baja cambio topología Línea	68	705	490	2011	A	X				X		Estructural		2008	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	VILLALBILLA	220	1	Alta E/S Línea	72	705	490	2011	A	X				X		Estructural		2008	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	T. RENEDO	220	1	Alta E/S Línea	36	705	490	2011	A	X				X		Estructural		2008	A
Castilla y León	Castilla y León	SANTIZ	VILLAMAYOR	220	1	Alta E/S Línea	29	420	340	2011	A					X		Conexión		2010	A
Castilla y León	Castilla y León	SANTIZ	VILLALCAMPO	220	1	Alta E/S Línea	38	410	340	2011	A					X		Conexión		2010	A
Castilla y León	Castilla y León	VILLALCAMPO	VILLAMAYOR	220	1	Baja E/S Línea	60	410	340	2011	A					X		Conexión		2010	A
Castilla y León	Cantabria	CILLAMAYOR	MATAPORQUERA	220	1	Repotenciación Línea	2	370	300	2011	A	X				X		Estructural	25% en Castilla y León (longitud total 9 km)	2010	A
Castilla y León	Castilla y León	APARECIDA	TORDESILLAS	400	1	Nueva Línea	160	1990	1820	2012	A	X				X		Estructural		2011	A
Castilla y León	Galicia	APARECIDA	TRIVES	400	1	Nueva Línea	15	1990	1820	2012	A	X				X		Estructural	25% en Castilla y León (longitud total 60 km)	2011	A
Castilla y León	Madrid	TORDESILLAS	LA CEREAL	400	1	Nueva Línea	126	1990	1820	2012	A	X		X		X		Estructural	70% en Castilla y León (longitud total 180 km)	2012	A
Madrid	Castilla y León	GALAPAGAR	SEGOVIA	400	1	Nueva Línea	28	1990	1820	2012	A	X		X		X		Estructural	60% en Castilla y León (longitud total 47 km) Línea transitoria hasta PES de Segovia-Moraleja 400 kV	2012	A
Castilla y León	Castilla y León	ALDEADAVILA	VILLARINO	400	1	Repotenciación Línea	18	1690	1380	2012	A	X						Estructural		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	VALDECARRETAS	400	1	Alta E/S Línea	33	1040	900	2012	A				X			Conexión		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	VILLARINO	VALDECARRETAS	400	1	Alta E/S Línea	96	1040	900	2012	A				X			Conexión		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	VILLARINO	400	1	Baja E/S Línea	129	1040	900	2012	A				X			Conexión		2012	A
Castilla y León	Madrid	CERRATO	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	400	1	Alta E/S Línea	176	1600	1300	2012	A				X		X	Conexión		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	CERRATO	400	1	Alta E/S Línea	30	1600	1300	2012	A				X		X	Conexión		2012	A
Castilla y León	Madrid	GRIJOTA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	400	1	Baja E/S Línea	206	1600	1300	2012	A				X		X	Conexión		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	LA ROBLA	LUENGOS	400	1	Alta E/S Línea	40	1230	820	2012	A				X			Conexión		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	LUENGOS	MUDARRA	400	1	Alta E/S Línea	88	1230	820	2012	A				X			Conexión		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	LA ROBLA	MUDARRA	400	2	Baja E/S Línea	128	1230	820	2012	A				X			Conexión		2012	A
Castilla y León	Galicia	COMPOSTILLA	CANDEDO	400	1	Alta cambio topología Línea	150	1310	900	2012	A	X				X		Estructural		2012	A
Castilla y León	Galicia	COMPOSTILLA	PUESTES GARCIA RODRIGUEZ	400	1	Baja cambio topología Línea	150	1310	900	2012	A	X				X		Estructural		2012	A
Castilla y León	Galicia	MONTEARENAS	CANDEDO	400	1	Alta cambio topología Línea	150	1307	899	2012	A	X				X		Estructural		2012	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.	
Castilla y León	Galicia	MONTEARENAS	PUNTES GARCIA RODRIGUEZ	400	1	Baja cambio topología Línea	150	1000	900	2012	A	X				X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Castilla y León	CONSO	VALPARAISO	220	2	Nueva Línea	57	750	600	2012	A	X					X		Estructural	62% en Castilla y León (longitud total 92 km)	2011	A
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	VALPARAISO	220	2	Nueva Línea	120	750	600	2012	A	X					X		Estructural		2011	A
Castilla y León	Galicia	APARECIDA	CONSO	220	1	Baja Línea	40	580	410	2012	A	X					X		Estructural	53% en Castilla y León (longitud total 75 km)	2011	A
Castilla y León	Castilla y León	APARECIDA	VALPARAISO	220	1	Baja Línea	52	570	400	2012	A	X					X		Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	VALPARAISO	220	1	Baja Línea	121	480	390	2012	A	X					X		Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	T. PALENCIA 2	VALLEJERA	220	1	Baja cambio topología Línea	27	387	340	2012	A	X							Estructural		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	T. PALENCIA 2	220	1	Baja cambio topología Línea	6	287	253	2012	A	X							Estructural		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	T. MUDARRA 2	T. PALENCIA 2	220	1	Baja cambio topología Línea	50	705	490	2012	A	X							Estructural		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	T. MUDARRA 2	220	1	Alta E/S Línea	56	705	490	2012	A	X							Estructural		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	VALLEJERA	220	1	Alta E/S Línea	33	287	253	2012	A	X							Estructural		2012	A
Castilla y León	Cantabria	CILLAMAYOR	VALDEOLEA	220	1	Alta cambio topología Línea	2	370	300	2012	A	X							Estructural	25% en Castilla y León (longitud total 9 km)	2012	A
Castilla y León	Cantabria	CILLAMAYOR	MATAPORQUERA	220	1	Baja cambio topología Línea	2	370	300	2012	A	X							Estructural	25% en Castilla y León (longitud total 9 km)	2012	A
Castilla y León	Castilla y León	LA ROBLA	POLA DE GORDON	400	1	Alta E/S Línea	8	1500	1250	2013	A				X				Conexión		2011	A
Asturias	Castilla y León	LADA	POLA DE GORDON	400	1	Alta E/S Línea	65	1500	1250	2013	A				X				Conexión		2011	A
Castilla y León	Asturias	LA ROBLA	LADA	400	1	Baja E/S Línea	73	1500	1250	2013	A				X				Conexión		2011	A
Castilla y León	Madrid	HERREROS	LA CEREAL	400	1	Alta E/S Línea	57	1990	1820	2013	A	X						X	Estructural		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	HERREROS	400	1	Alta E/S Línea	123	1990	1820	2013	A	X						X	Estructural		2012	A
Castilla y León	Madrid	TORDESILLAS	LA CEREAL	400	1	Baja E/S Línea	180	1990	1820	2013	A	X						X	Estructural		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	ARBILLERA	400	1	Alta E/S Línea	132	1990	1820	2013	A				X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	APARECIDA	ARBILLERA	400	1	Alta E/S Línea	28	1990	1820	2013	A				X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	APARECIDA	TORDESILLAS	400	1	Baja E/S Línea	160	1990	1820	2013	A				X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	TÁBARA	400	1	Alta E/S Línea	90	1990	1820	2013	A				X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	ARBILLERA	TÁBARA	400	1	Alta E/S Línea	42	1990	1820	2013	A				X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	ARBILLERA	400	1	Baja E/S Línea	132	1990	1820	2013	A				X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	COMPOSTILLA	MONTEARENAS	400	1	Repotenciación Línea	48	1690	1380	2013	A	X				X			Estructural		2015	A
Castilla y León	Castilla y León	OTERO	HERREROS	220	1	Nueva Línea	1	340	220	2013	A	X						X	Estructural		2012	
Castilla y León	País Vasco	VILLATORO	T. AYALA 1	220	1	Alta E/S Línea	97	444	304	2013	A							X	Conexión		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	VILLALBILLA	VILLATORO	220	1	Alta E/S Línea	9	444	304	2013	A							X	Conexión		2011	A
País Vasco	Castilla y León	T. AYALA 1	VILLALBILLA	220	1	Baja E/S Línea	106	444	304	2013	A							X	Conexión		2011	A
Cantabria	Castilla y León	AGUAYO	GAROÑA	220	1	Repotenciación Línea	71	500	440	2013	A	X				X	X		Estructural	78% en Castilla y León (longitud total 90 km)	2013	A
Castilla y León	País Vasco	GAROÑA	PUNTELARRA	220	1	Repotenciación Línea	13	610	520	2013	A	X							Estructural	93% en Castilla y León (longitud total 14 km)	2013	A
Castilla y León	País Vasco	GAROÑA	PUNTELARRA	220	2	Repotenciación Línea	13	610	520	2013	A	X							Estructural	93% en Castilla y León (longitud total 14 km)	2013	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	VALLEJERA	220	1	Repotenciación Línea	33	767	581	2013	A	X							Estructural		2013	A
Castilla y León	Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	MAGAÑA	220	1	Nueva Línea	42	750	600	2013	A	X					X	X	Estructural		2013	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	1	Nueva Línea	10	750	600	2013	A	X			X	X	X	Estructural	15% en Castilla y León (longitud total 67 km)	2011	A
La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	2	Nueva Línea	10	750	600	2013	A	X			X	X	X	Estructural	15% en Castilla y León (longitud total 67 km)	2011	A
Castilla y León	Castilla y León	TREVAGO	MAGAÑA	220	1	Alta E/S Línea	14	380	330	2013	A	X						Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	ONCALA	MAGAÑA	220	1	Alta E/S Línea	1	380	330	2013	A	X						Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	ONCALA	TREVAGO	220	1	Baja E/S Línea	15	380	330	2013	A	X						Estructural		2011	A
Galicia	Castilla y León	CONSO	ARBILLERA	220	1	Alta E/S Línea	76	750	600	2013	A	X		X				Estructural			
Castilla y León	Castilla y León	VALPARAISO	ARBILLERA	220	1	Alta E/S Línea	16	750	600	2013	A	X		X				Estructural			
Galicia	Castilla y León	CONSO	VALPARAISO	220	2	Baja E/S Línea	92	750	600	2013	A	X		X				Estructural			
Castilla y León	Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	TREVAGO	220	1	Alta E/S Línea	30	380	330	2013	A	X				X	X	Estructural	Mallado de Moncayo 220 kV	2015	A
Castilla y León	Aragón	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	MAGALLON	220	1	Alta E/S Línea	54	380	330	2013	A	X				X	X	Estructural	Mallado de Moncayo 220 kV	2015	A
Aragón	Castilla y León	MAGALLON	TREVAGO	220	1	Baja E/S Línea	64	380	330	2013	A	X				X	X	Estructural	Mallado de Moncayo 220 kV	2015	A
País Vasco	Castilla y León	VITORIA	BRIVIESCA	400	1	Alta E/S Línea	97	1280	950	2014	A				X	X		Conexión		2013	A
Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	BRIVIESCA	400	1	Alta E/S Línea	110	1280	950	2014	A				X	X		Conexión		2013	A
Castilla y León	País Vasco	GRIJOTA	VITORIA	400	1	Baja E/S Línea	207	1280	950	2014	A				X	X		Conexión		2013	A
Castilla y León	Castilla y León	GAROÑA-BARCINA	BUNIEL	400	1	Alta E/S Línea	72	1280	950	2014	A				X			Conexión		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	BUNIEL	400	1	Alta E/S Línea	70	1280	950	2014	A				X			Conexión		2012	A
Castilla y León	Castilla y León	GAROÑA-BARCINA	GRIJOTA	400	1	Baja E/S Línea	140	1280	950	2014	A				X			Conexión		2012	A
La Rioja	Castilla y León	HARO	ALCOCERO DE MOLA	220	1	Nueva Línea	23	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural	50% en Castilla y León (longitud total 46 km)	2013	A
La Rioja	Castilla y León	HARO	ALCOCERO DE MOLA	220	2	Nueva Línea	23	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural	50% en Castilla y León (longitud total 46 km)	2013	A
Castilla y León	Castilla y León	LAGUNA	RENEDO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (1)	430	330	2014	A						X	Conexión		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	LAS ARROYADAS	LAGUNA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (1)	430	330	2014	A						X	Conexión		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	LAS ARROYADAS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	17	430	330	2014	A						X	Conexión		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	CORCOS	PALENCIA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	53 (0.2)	705	490	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Castilla y León	Castilla y León	CORCOS	RENEDO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0.2)	705	490	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	RENEDO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	64	705	490	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Castilla y León	Castilla y León	LA MUDARRA	VALDECABALLOS	220	1	Alta E/S Línea	73	330	220	2014	A						X	Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	MONTEARENAS	VALDECABALLOS	220	1	Alta E/S Línea	90	330	220	2014	A						X	Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	MONTEARENAS	LA MUDARRA	220	1	Baja E/S Línea	163	330	220	2014	A						X	Conexión			
La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	220	1	Alta cambio topología Línea	47	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural	45% en Castilla y León (longitud total 104 km)	2016	A
Castilla y León	Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	MAGAÑA	220	1	Baja cambio topología Línea	42	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural		2016	A
La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	2	Baja cambio topología Línea	10	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural	15% en Castilla y León (longitud total 67 km)	2016	A
Castilla y León	Castilla y León	C.T. COMPOSTILLA	MONTEARENAS	220	1	Repotenciación Línea	5	730	610	2014	A	X						Estructural	Actuación singular con cambio de conductor.	2011	A
Castilla y León	Castilla y León	C.T. COMPOSTILLA	MONTEARENAS	220	2	Repotenciación Línea	5	730	610	2014	A	X						Estructural	Actuación singular con cambio de conductor.	2011	A
Castilla y León	Asturias	VELILLA	SAMA	400	1	Nueva Línea	92	1990	1820	2015	A	X			X	X		Estructural	74% en Castilla y León (longitud total 124 km)	2011	A
Castilla y León	Asturias	VELILLA	SAMA	400	2	Nueva Línea	92	1990	1820	2015	A	X			X	X		Estructural	74% en Castilla y León (longitud total 124 km)	2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Castilla y León	Asturias	POLA DE GORDON	SAMA	400	1	Alta cambio topología Línea	24	1500	1250	2015	A	X				X	X	Estructural	40% en Castilla y León (longitud total 61 km)	2011	A
Asturias	Castilla y León	LADA	POLA DE GORDON	400	1	Baja cambio topología Línea	24	1500	1250	2015	A	X				X	X	Estructural	37% en Castilla y León (longitud total 65 km)	2011	A
Castilla y León	Castilla y León	ALMAZAN	MUDARRA	400	1	Repotenciación Línea	208	1383	912	2015	A	X					X	Estructural			
Galicia	Castilla y León	LUDRIO	MONTEARENAS	400	1	Repotenciación Línea	53	1307	900	2015	A	X						Estructural	47% en Castilla y León (longitud total 113 km)	2014	A
Castilla y León	Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	HINOJOSA	400	1	Alta E/S Línea	50	1600	1280	2015	B					X	X	Conexión		2011	A
Castilla y León	Extremadura	CIUDAD RODRIGO	ALMARAZ C.N.	400	1	Alta E/S Línea	130	1600	1280	2015	B					X	X	Conexión		2011	A
Castilla y León	Extremadura	HINOJOSA	ALMARAZ C.N.	400	1	Baja E/S Línea	179	1600	1280	2015	B					X	X	Conexión		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	T. RENEDO	220	1	Baja cambio topología Línea	36	705	490	2015	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	T. MUDARRA 1	T. RENEDO	220	1	Baja cambio topología Línea	14	750	600	2015	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	T. RENEDO	220	1	Baja cambio topología Línea	28	444	304	2015	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	T. MUDARRA 1	220	1	Alta E/S Línea	42	750	600	2015	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	RENEDO	220	1	Alta E/S Línea	64	705	490	2015	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla y León	Castilla y León	LAGUNA	RENEDO	220	1	Repotenciación Línea	15 (1)	470	370	2015	A	X						Estructural		2015	A
Castilla y León	Castilla y León	LAS ARROYADAS	TORDESILLAS	220	1	Repotenciación Línea	26	470	370	2015	A	X						Estructural		2015	A
Castilla y León	Castilla y León	LAS ARROYADAS	LAGUNA	220	1	Repotenciación Línea	10 (1)	470	370	2015	A	X						Estructural		2015	A
Castilla y León	Castilla y León	ALMAZAN	MEDINACELI	400	1	Nueva Línea	45	1990	1820	2016	A	X				X		Estructural		2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	ALMAZAN	MEDINACELI	400	2	Nueva Línea	45	1990	1820	2016	A	X				X		Estructural		2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	COMPOSTILLA	HERRERA	400	1	Alta cambio topología Línea	203	1350	900	2016	A	X				X		Estructural	Reducción Pcc Bierzo		
Castilla y León	Castilla y León	LA LOMBA	HERRERA	400	1	Baja cambio topología Línea	197	1350	900	2016	A	X				X		Estructural	Reducción Pcc Bierzo		
Castilla y León	Castilla y León	COMPOSTILLA	LA LOMBA	400	1	Baja cambio topología Línea	6	1690	1380	2016	A	X				X		Estructural	Reducción Pcc Bierzo		
Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	OSORNO	400	1	Alta E/S Línea	41	1280	1040	2016	B			X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	HERRERA	OSORNO	400	1	Alta E/S Línea	20	1280	1040	2016	B			X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	HERRERA	400	1	Baja E/S Línea	61	1280	1040	2016	B			X				Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	TORDESILLAS	220	1	Nueva Línea	43	444	304	2016	A	X						Estructural	Incluye repotenciación del tramo ya construido		
Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	LAS ARROYADAS	220	1	Alta cambio topología Línea	15	470	370	2017	A						X	Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	LAGUNA	RENEDO	220	1	Baja cambio topología Línea	15 (1)	470	370	2017	A						X	Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	LAS ARROYADAS	LAGUNA	220	1	Baja cambio topología Línea	10 (1)	470	370	2017	A						X	Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	LAGUNA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	3 (1)	444	304	2017	A						X	Conexión	Cambio de circuito Laguna 220 kV para minimizar número de nudos no mallados sobre el mismo circuito		
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	LAGUNA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	40 (1)	444	304	2017	A						X	Conexión	Cambio de circuito Laguna 220 kV para minimizar número de nudos no mallados sobre el mismo circuito		
Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	TORDESILLAS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	43	444	304	2017	A						X	Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	MUDARRA	TORDESILLAS	400	2	Nueva Línea	33	1990	1820	2018	A	X			X	X		Estructural		2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	MUDARRA	TORDESILLAS	400	3	Nueva Línea	33	1990	1820	2018	A	X			X	X		Estructural		2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	LA MUDARRA	BECILLA DE VALDERADUEY	220	1	Alta E/S Línea	50	330	220	2018	A					X	X	Conexión			

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Castilla y León	Castilla y León	C.T. COMPOSTILLA	BECILLA DE VALDERADUEY	220	1	Alta E/S Línea	126	330	220	2018	A					X	X	Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	C.T. COMPOSTILLA	LA MUDARRA	220	1	Baja E/S Línea	176	330	220	2018	A					X	X	Conexión			
Castilla y León	Castilla y León	VILLARINO	PIÑUEL	400	1	Alta E/S Línea	46	1040	900	2019	B				X	X		Conexión		2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	PIÑUEL	VALDECARRETAS	400	1	Alta E/S Línea	53	1040	900	2019	B				X	X		Conexión		2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	VILLARINO	VALDECARRETAS	400	1	Baja E/S Línea	96	1040	900	2019	B				X	X		Conexión		2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	COMPOSTILLA	MUDARRA	400	1	Alta cambio topología Línea	217	1350	900	2019	A	X			X			Estructural	Reducción Pcc Bierzo		
Castilla y León	Castilla y León	COMPOSTILLA	MONTEARENAS	400	1	Baja cambio topología Línea	48	1690	1380	2019	A	X			X			Estructural	Reducción Pcc Bierzo		
Castilla y León	Castilla y León	MONTEARENAS	MUDARRA	400	1	Baja cambio topología Línea	169	1350	900	2019	A	X			X			Estructural	Reducción Pcc Bierzo		
Asturias	Castilla y León	TELLEDO	VILLABLINO	220	1	Repotenciación Línea	22	300	250	2019	A				X			Estructural	Condicionado a la existencia de un CC en Pereda 56% en Castilla y León (longitud total 40 km)	2011	A
Castilla y León	Castilla y León	C.T. COMPOSTILLA	VILLABLINO	220	1	Repotenciación Línea	49	310	250	2019	A	X			X			Estructural	Condicionado a la existencia de CC en Pereda	2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRDT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	BELINCHON	OLMEDILLA	400	1	Alta E/S Línea	101	1640	990	2011	A			X	X			Conexión		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	1	Alta E/S Línea	55	1600	950	2011	A			X	X			Conexión		2011	A
	Madrid	MORATA	OLMEDILLA	400	1	Baja E/S Línea	148	1280	950	2011	A			X	X			Conexión		2011	A
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	1	Repotenciación Línea	101	1650	1280	2011	A	X				X		Estructural	59% en Castilla-La Mancha (longitud total 169 km)	2011	B2
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	2	Repotenciación Línea	101	1650	1280	2011	A	X				X		Estructural	59% en Castilla-La Mancha (longitud total 169 km)	2011	B2
Andalucía	Castilla-La Mancha	ANDUJAR	PUERTOLLANO	220	1	Repotenciación Línea	40	400	310	2011	A	X				X		Estructural	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 71 km)	2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	TORRIJOS	EBORA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	56 (1)	580	320	2011	A						X	Conexión		2009	A
Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ E.T.	EBORA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	86 (1)	350	320	2011	A						X	Conexión		2009	A
Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ E.T.	TORRIJOS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	136	350	320	2011	A						X	Conexión		2009	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA NAVA	LA SOLANA	220	1	Nueva Línea	1	425	425	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA NAVA	LA SOLANA	220	2	Nueva Línea	1	425	425	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	PICON	LA SOLANA	220	1	Alta cambio topología Línea	41	410	320	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA NAVA	PICON	220	1	Baja cambio topología Línea	42	410	320	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	PUERTOLLANO	LA SOLANA	220	1	Alta cambio topología Línea	3	410	320	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA NAVA	PUERTOLLANO	220	1	Baja cambio topología Línea	4	410	320	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ACECA	LOS PRADILLOS	220	1	Repotenciación Línea	22 (0.5)	750	560	2011	A	X				X		Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	AYORA	PINILLA	400	1	Nueva Línea	45	1950	1820	2012	A	X				X		Estructural	74% en Castilla-La Mancha (longitud total 61 km)	2009	A
Castilla-La Mancha	Extremadura	BRAZATORTAS	VALDECABALLEROS	400	1	Alta E/S Línea	106	1569	1250	2012	A	X						Estructural		2012	A
Castilla-La Mancha	Andalucía	BRAZATORTAS	GUADALQUIVIR MEDIO	400	1	Alta E/S Línea	81	1569	1250	2012	A	X						Estructural		2012	A
Andalucía	Extremadura	GUADALQUIVIR MEDIO	VALDECABALLEROS	400	1	Baja E/S Línea	186	1570	1250	2012	A	X						Estructural		2012	A
Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	AYORA	CAMPANARIO	400	1	Alta E/S Línea	36	1250	1100	2012	A			X			X	Conexión		2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	PINILLA	CAMPANARIO	400	1	Alta E/S Línea	38	1250	1100	2012	A			X			X	Conexión		2011	A
Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	AYORA	PINILLA	400	1	Baja E/S Línea	61	1950	1820	2012	A			X			X	Conexión		2011	A
Andalucía	Castilla-La Mancha	ARROYO VALLE	VENTA INES	220	1	Repotenciación Línea	45	400	300	2012	A	X		X		X	X	Estructural	68% en Castilla-La Mancha (longitud total 66 km)	2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	PUERTOLLANO	VENTA INES	220	1	Repotenciación Línea	31	410	320	2012	A	X		X		X		Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ACECA	PICON	220	1	Repotenciación Línea	106	410	320	2012	A	X			X			Estructural		2012	B2
Castilla-La Mancha	Madrid	TALAVERA	VILLAVEVERDE	220	1	Alta E/S Línea	129 (0.5)	662	421	2012	A	X						Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	AZUTAN	TALAVERA	220	1	Alta E/S Línea	34	380	320	2012	A	X						Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	AZUTAN	VILLAVEVERDE	220	1	Baja E/S Línea	145 (0.5)	380	320	2012	A	X						Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	LOS PRADILLOS	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Repotenciación Línea	2 (0.5)	750	560	2012	A	X				X		Estructural	20% en Castilla-La Mancha (longitud total 10 km)	2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ELCOGAS	PUERTOLLANO	220	1	Repotenciación Línea	13	472	500	2012	A	X				X		Estructural	Proyecto singular que implica cambio de conductor	2010	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ELCOGAS	PUERTOLLANO	220	2	Repotenciación Línea	13	472	500	2012	A	X				X		Estructural	Proyecto singular que implica cambio de conductor	2010	A
Castilla-La Mancha	Extremadura	EBORA	BELVIS DE MONROY	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	58 (0.5)	350	320	2012	A	X						Estructural	Alternativa por inviabilidad de ampliación con renovación de Almaraz C.N. 67% en Castilla-La Mancha (longitud total 90 km)	2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ E.T.	EBORA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	58 (0.5)	350	320	2012	A	X						Estructural	Alternativa por inviabilidad de ampliación con renovación de Almaraz C.N. 67% en Castilla-La Mancha (longitud total 86 km)	2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	MANZANARES	BRAZATORTAS	400	1	Nueva Línea	110	1990	1700	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	MANZANARES	BRAZATORTAS	400	2	Nueva Línea	110	1990	1700	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	BRAZATORTAS	PUERTOLLANO	220	1	Nueva Línea	17	740	600	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	BRAZATORTAS	PUERTOLLANO	220	2	Nueva Línea	17	740	600	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA PALOMA	MANZANARES	220	1	Nueva Línea	5	740	600	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA PALOMA	MANZANARES	220	2	Nueva Línea	5	740	600	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	TALAVERA	CASARRUBIOS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	92	662	402	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Castilla-La Mancha	MAJADAHONDA	CASARRUBIOS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	25 (0.5)	500	402	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Castilla-La Mancha	MAJADAHONDA	TALAVERA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	103 (0.5)	500	402	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	1	Alta cambio topología Línea	26	570	350	2013	A	X						Estructural	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2013	A
Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	2	Alta cambio topología Línea	26	570	350	2013	A	X						Estructural	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2013	A
Castilla-La Mancha	Madrid	JOSE CABRERA	LOECHES	220	1	Baja cambio topología Línea	26	570	350	2013	A	X						Estructural	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2013	A
Castilla-La Mancha	Madrid	JOSE CABRERA	LOECHES	220	2	Baja cambio topología Línea	26	570	350	2013	A	X						Estructural	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA PALOMA	ARENAS DE SAN JUAN	220	1	Alta E/S Línea	40	730	560	2013	A						X	Conexión	Inviabilidad ampliar Madridejos	2013	B2
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LAS CARROYUELAS	ARENAS DE SAN JUAN	220	1	Alta E/S Línea	21	730	560	2013	A						X	Conexión	Inviabilidad ampliar Madridejos	2013	B2
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA PALOMA	LAS CARROYUELAS	220	1	Baja E/S Línea	56	780	630	2013	A						X	Conexión	Inviabilidad ampliar Madridejos	2013	B2
Castilla-La Mancha	Madrid	AÑOVER	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Repotenciación Línea	22	730	560	2013	A	X				X	X	Estructural	75% en Castilla-La Mancha (longitud total 29 km)	2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	MANZANARES	ARENAS DE SAN JUAN	220	1	Alta cambio topología Línea	45	730	560	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LA PALOMA	ARENAS DE SAN JUAN	220	1	Baja cambio topología Línea	40	730	560	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ALARCOS	MANZANARES	220	1	Alta cambio topología Línea	60	305	305	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ALARCOS	LA PALOMA	220	1	Baja cambio topología Línea	55	305	305	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	BELINCHON	MINGLANILLA	400	1	Repotenciación Línea	146	1630	1310	2014	A	X				X		Estructural		2014	A
Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	COFRENTES	MINGLANILLA	400	1	Repotenciación Línea	6	1630	1310	2014	A	X				X		Estructural	8% en Castilla-La Mancha (longitud total 75 km)	2014	A
Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	4	1630	1310	2014	A	X				X		Estructural	9% en Castilla-La Mancha (longitud total 41 km)	2014	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	BELINCHON	OLMEDILLA	400	1	Repotenciación Línea	101	2000	1580	2014	A	X				X		Estructural		2014	A
Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	1	Repotenciación Línea	5	2000	1580	2014	A	X				X		Estructural	9% en Castilla-La Mancha (longitud total 55 km)	2014	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	VILLANUEVA DE LOS ESCUDEROS	OLMEDILLA	400	1	Repotenciación Línea	48	2000	1800	2014	A	X					X	Estructural		2014	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	VILLANUEVA DE LOS ESCUDEROS	TRILLO	400	1	Repotenciación Línea	85	1990	1800	2014	A	X					X	Estructural		2014	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	TRILLO	400	1	Repotenciación Línea	131	1990	1800	2014	A	X					X	Estructural		2014	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	TORRIJOS	ACECA	220	1	Nueva Línea-Cable	77 (0.5)	500	500	2014	A	X					X	Estructural		2014	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	TORRIJOS	CASARRUBIOS	220	1	Nueva Línea	54	740	600	2014	A	X					X	Estructural		2014	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRDT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA
Comunidad Valenciana	Aragón	GODELLETA	PLATEA	400	1	Nueva Línea	20	1990	1820	2015	A	X					Estructural	13% en Castilla-La Mancha (longitud total 150 km)	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Aragón	GODELLETA	PLATEA	400	2	Nueva Línea	20	1990	1820	2015	A	X					Estructural	13% en Castilla-La Mancha (longitud total 150 km)	2016-2020	R
Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ C.N.	VILLAMIEL	400	1	Alta E/S Línea	131	1260	720	2016	B			X			Conexión	TAV Madrid-Navalmoral DEA_126_09	2013	A
Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	VILLAMIEL	400	1	Alta E/S Línea	86	1260	720	2016	B			X			Conexión	TAV Madrid-Navalmoral DEA_126_09	2013	A
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	1	Baja E/S Línea	217	1260	720	2016	B			X			Conexión	TAV Madrid-Navalmoral DEA_126_09	2013	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ROMICA	MANZANARES	400	1	Nueva Línea	145	1990	1820	2016	A	X					Estructural		2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ROMICA	MANZANARES	400	2	Nueva Línea	145	1990	1820	2016	A	X					Estructural		2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA B	VALDEMORO	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	32 (0.5)	500	500	2016	A	X					Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA	VALDEMORO	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	32	710	560	2016	A	X					Estructural	Desdoblamiento de Aceca	2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ACECA B	LAS CARROYUELAS	220	1	Alta cambio topología Línea	65 (0.5)	500	320	2016	A	X				X	Estructural	Inviabilidad ampliar Madridejos	2011	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LAS CARROYUELAS	ACECA	220	1	Baja cambio topología Línea	65	580	320	2016	A	X				X	Estructural	Inviabilidad ampliar Madridejos	2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA B	TORRIJOS	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	77 (0.5)	500	500	2016	A	X					Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA	TORRIJOS	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	77 (0.5)	500	500	2016	A	X					Estructural	Desdoblamiento de Aceca	2011	A
Extremadura	Castilla-La Mancha	BELVIS DE MONROY	CALERA	220	1	Alta E/S Línea	67	662	402	2016	B			X			Conexión	TAV Madrid-Navalmoral.	2013	A
Castilla-La Mancha	Extremadura	TALAVERA	CALERA	220	1	Alta E/S Línea	17	662	402	2016	B			X			Conexión	TAV Madrid-Navalmoral.	2013	A
Castilla-La Mancha	Extremadura	TALAVERA	BELVIS DE MONROY	220	1	Baja E/S Línea	84	662	402	2016	B			X			Conexión	TAV Madrid-Navalmoral.	2013	A
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA B	VALDEMORO	220	2	Nueva Línea-Cable	18 (0.5)	500	330	2016	A	X			X		Estructural	Desdoblamiento Aceca 220. 45% en Castilla-La Mancha (longitud total 41 km)	2011	A
Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	1	Repotenciación Línea	26	830	750	2016	A	X			X		Estructural	GOR_118_06. Modificación punto evacuación CCGN en Almoacid de Zorita. 56,5% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2015	A
Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	2	Repotenciación Línea	26	830	750	2016	A	X			X		Estructural	GOR_118_06. Modificación punto evacuación CCGN en Almoacid de Zorita. 56,5% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2015	A
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	VILLARES DEL SAZ	400	1	Nueva Línea	55	1990	1700	2017	A	X				X	Estructural	Requiere el soterramiento del tramo inicial de la línea Olmedilla-Villares 220 kV		
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	VILLARES DEL SAZ	400	2	Nueva Línea	55	1990	1700	2017	A	X				X	Estructural	Requiere el soterramiento del tramo inicial de la línea Olmedilla-Villares 220 kV		
Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	VILLARES DEL SAZ	400	1	Nueva Línea	49	1990	1700	2017	A	X				X	Estructural	54% en Castilla-La Mancha (longitud total 90 km)		
Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	VILLARES DEL SAZ	400	2	Nueva Línea	49	1990	1700	2017	A	X				X	Estructural	54% en Castilla-La Mancha (longitud total 90 km)		
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ILLESCAS	CASARRUBIOS	220	1	Alta E/S Línea	24	740	600	2017	B					X	Conexión		2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LOS PRADILLOS	ILLESCAS	220	1	Alta E/S Línea	7 (6)	500	500	2017	B					X	Conexión		2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LOS PRADILLOS	CASARRUBIOS	220	1	Baja E/S Línea	31 (6)	500	500	2017	B					X	Conexión		2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	LOS PRADILLOS	CASARRUBIOS	220	1	Nueva Línea-Cable	31 (6)	500	500	2017	A	X				X	Estructural		2016-2020	R
Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ C.N.	VILLAMIEL	400	1	Repotenciación Línea	81	1650	1280	2018	A	X			X		Estructural	62% en Castilla-La Mancha (longitud total 131 km)	2016-2020	R
Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	VILLAMIEL	400	1	Repotenciación Línea	60	1650	1280	2018	A	X			X		Estructural	70% en Castilla-La Mancha (longitud total 86 km)	2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	117	1650	1280	2018	A	X			X			Estructural	54% en Castilla-La Mancha (longitud total 217 km)	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Andalucía	ALMADEN	GUADALQUIVIR MEDIO	400	1	Alta E/S Línea	110	1260	690	2019	B					X		Conexión		2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ALMARAZ	ALMADEN	400	1	Alta E/S Línea	135	1260	690	2019	B					X		Conexión		2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Andalucía	ALMARAZ	GUADALQUIVIR MEDIO	400	1	Baja E/S Línea	245	1260	690	2019	B					X		Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	BESCANO	SENTMENAT	400	1	Nueva Línea	75	2350	2030	2011	A	X	X	X				Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	VIC	400	1	Nueva Línea	40	1710	1510	2011	A	X	X	X				Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	SANT CELONI	VIC	220	1	Repotenciación Línea	35	410	340	2011	A	X						Estructural		2007	A
Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	CONSTANTI	220	1	Repotenciación Línea	21 (0.5)	450	390	2011	A	X						Estructural		2008	A
Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	PENEDES	220	1	Repotenciación Línea	44 (0.5)	450	340	2011	A	X						Estructural		2008	A
Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	PALAU	220	1	Nueva Línea	17	360	260	2011	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	ZAL	220	1	Nuevo Cable	8 (8)	450	450	2011	A	X		X	X		X	Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	JUIA	220	1	Alta E/S Línea	24	480	400	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	VIC	220	1	Alta E/S Línea	39	480	400	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	JUIA	VIC	220	1	Baja E/S Línea	61	480	400	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	CANYET	SANT FOST	220	1	Alta cambio topología Línea	6	710	530	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	CANYET	SENTMENAT	220	1	Baja cambio topología Línea	21	710	530	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	PASO AEREO-SUBTERRANEO VIA FAVENCIA 1	SANT FOST	220	1	Baja cambio topología Línea	8	320	235	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	CANYET	SANTA COLOMA	220	1	Alta cambio topología Línea	2	320	220	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	PASO AEREO-SUBTERRANEO VIA FAVENCIA 1	CODONYER	220	1	Alta cambio topología Línea	8	320	235	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	CANYET	CODONYER	220	1	Baja cambio topología Línea	14	320	240	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	BARO DE VIVER	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	454	454	2011	A			X				Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	BARO DE VIVER	TRINITAT	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	465	465	2011	A			X				Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	TRINITAT	220	2	Baja E/S Cable	3 (3)	465	465	2011	A			X				Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	TRINITAT	220	2	Nuevo Cable	3 (3)	465	465	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	VILADECANS	SANT JUST	220	1	Repotenciación Línea	13	290	250	2011	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	ANOIA	PONT DE SUERT	220	1	Alta E/S Línea	133	300	180	2011	A						X	Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	ANOIA	RUBI	220	1	Alta E/S Línea	32	360	260	2011	A						X	Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	PONT DE SUERT	RUBI	220	1	Baja E/S Línea	163	300	180	2011	A						X	Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	FACULTATS	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	370	340	2011	A	X					X	Estructural	Alimentación provisional a Facultats 220 kV	2011	B1
Cataluña	Cataluña	TRINITAT	FACULTATS	220	1	Nuevo Cable	10 (10)	400	400	2011	A	X					X	Estructural		2011	B1
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN JARDI B	220	1	Alta cambio topología Línea	13	370	340	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN JARDI B	220	2	Alta cambio topología Línea	13	320	240	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN JARDI	220	1	Baja cambio topología Línea	13	370	340	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN JARDI	220	2	Baja cambio topología Línea	13	320	240	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	FOIX	CAN JARDI B	220	1	Alta cambio topología Línea	77	320	220	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	FOIX	CAN JARDI	220	1	Baja cambio topología Línea	77	320	220	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	CAN JARDI B	220	1	Alta cambio topología Línea	10	343	343	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	CAN JARDI	220	1	Baja cambio topología Línea	10	343	343	2011	A	X						Estructural		2010	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	PIEROLA	CAN JARDI B	220	1	Alta cambio topología Línea	17	590	510	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	PIEROLA	CAN JARDI	220	1	Baja cambio topología Línea	17	590	510	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	SANT CUGAT	CAN JARDI B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (0.5)	320	235	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI	SANT CUGAT	220	1	Baja cambio topología Línea-cable	7	320	235	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI B	CODONYER	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (0.5)	320	240	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI	CODONYER	220	1	Baja cambio topología Línea-cable	9	320	240	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	PALAU	SANT CELONI	220	1	Alta E/S Línea	28	400	340	2011	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	PALAU	SENTMENAT	220	2	Alta E/S Línea	12	450	390	2011	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	SANT CELONI	SENTMENAT	220	1	Baja E/S Línea	40	400	340	2011	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	VILADECANS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	3 (0.2)	360	260	2011	A				X			Conexión	Conexión provisional de Nudo Viario 220 kV	2008	A
Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	NUDO VIARIO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (0.2)	360	260	2011	A				X			Conexión	Conexión provisional de Nudo Viario 220 kV	2008	A
Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	VILADECANS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	8	360	260	2011	A				X			Conexión	Conexión provisional de Nudo Viario 220 kV	2008	A
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI B	VALDONCELLES	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	21 (7.5)	450	350	2011	A	X						Estructural	Alimentación provisional a Valdoncelles 220 kV		
Cataluña	Cataluña	URGELL	VALDONCELLES	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2011	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN JARDI B	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	13	370	340	2011	A	X						Estructural	Alimentación provisional a Valdoncelles 220 kV		
Cataluña	Cataluña	PIEROLA	VIC	400	1	Repotenciación Línea	85	1710	1460	2012	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	RIUDARENES	VIC	400	1	Alta E/S Línea	48	1710	1510	2012	A				X		X	Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	RIUDARENES	400	1	Alta E/S Línea	30	1710	1510	2012	A				X		X	Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	VIC	400	1	Baja E/S Línea	40	1710	1510	2012	A				X		X	Conexión		2009	A
Comunidad Valenciana	Cataluña	LA PLANA	DELTEBRE	400	1	Alta E/S Línea	115	1570	1380	2012	A						X	Conexión		2012	B2
Cataluña	Cataluña	VANDELLOS	DELTEBRE	400	1	Alta E/S Línea	45	1570	1380	2012	A						X	Conexión		2012	B2
Cataluña	Comunidad Valenciana	VANDELLOS	LA PLANA	400	1	Baja E/S Línea	156	1570	1380	2012	A						X	Conexión		2012	B2
Cataluña	Cataluña	RUBI	VILADECANS	400	1	Alta E/S Línea	22	1360	1010	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	VILADECANS	400	1	Alta E/S Línea	11	1360	1010	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	RUBI	400	1	Baja E/S Línea	33	1360	1010	2012	A	X						Estructural		2012	A
Aragón	Cataluña	ARAGON	VANDELLOS	400	1	Alta cambio topología Línea	109	1300	840	2012	A	X						Estructural	Bypass operable con incremento de longitud del eje Aragón-Vandellós 1 400 kV de 400 metros	2010	A
Aragón	Cataluña	ARAGON	ASCO	400	1	Baja cambio topología Línea	71	1300	840	2012	A	X						Estructural	Bypass operable con incremento de longitud del eje Aragón-Vandellós 1 400 kV de 400 metros	2010	A
Cataluña	Cataluña	ASCO	VANDELLOS	400	2	Baja cambio topología Línea	38	1300	940	2012	A	X						Estructural	Bypass operable con incremento de longitud del eje Aragón-Vandellós 1 400 kV de 400 metros	2010	A
Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	LA ESPLUGA	220	1	Alta E/S Línea	4	460	280	2012	A	X						Estructural	Conexión transitoria. La E/S se realizará para una capacidad en verano de 600 MVA	2011	A
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	LA ESPLUGA	220	1	Alta E/S Línea	27	460	280	2012	A	X						Estructural	Conexión transitoria. La E/S se realizará para una capacidad en verano de 600 MVA	2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MONTBLANC	220	1	Baja E/S Línea	30	460	280	2012	A	X						Estructural	Conexión transitoria. La E/S se realizará para una capacidad en verano de 600 MVA	2011	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	GAVARROT	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0.2)	450	350	2012	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	SANT BOI (FECSA)	GAVARROT	220	1	Alta E/S Línea-Cable	1 (0.2)	450	350	2012	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	SANT BOI (FECSA)	220	1	Baja E/S Línea-Cable	12	470	350	2012	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	GAVARROT	220	1	Nuevo Cable	3 (3)	450	450	2012	A	X		X	X		X	Estructural	En caso de retraso de la construcción de la SE Gavarrot 220 kV se realizará una conexión provisional de un circuito Nudo Viario-Viladecans 220 kV	2011	A
Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	GAVARROT	220	2	Nuevo Cable	3 (3)	450	450	2012	A	X		X	X		X	Estructural	En caso de retraso de la construcción de la SE Gavarrot 220 kV se realizará una conexión provisional de un circuito Nudo Viario-Viladecans 220 kV	2011	A
Cataluña	Cataluña	LA ROCA	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Nueva Línea-Cable	18 (0.2)	450	450	2012	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	RUBI	CAN JARDI	220	1	Repotenciación Línea	1	450	390	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	RUBI	T. CELSA	220	1	Repotenciación Línea	3	450	390	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	RUBI	VILADECANS	220	1	Repotenciación Línea	21	290	250	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	SANT JUST	T. CELSA	220	1	Repotenciación Línea	9	450	390	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	GUIXERES	220	1	Alta E/S Cable	7 (7)	415	415	2012	A						X	Conexión		2008	A
Cataluña	Cataluña	CANYET	GUIXERES	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	415	415	2012	A						X	Conexión		2008	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	CANYET	220	1	Baja E/S Cable	6 (6)	415	415	2012	A						X	Conexión		2008	A
Cataluña	Cataluña	CANYET	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	2 (0.2)	320	220	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	CANYET	SANTA COLOMA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	2	320	220	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	BARO DE VIVER	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Alta cambio topología Cable	2 (2)	454	454	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	BARO DE VIVER	220	1	Baja cambio topología Cable	2 (2)	454	454	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	GRAMANET	220	1	Alta cambio topología Cable	7 (7)	414	414	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	SANTA COLOMA	220	1	Baja cambio topología Cable	7 (7)	414	414	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	TRINITAT	GRAMANET	220	1	Alta cambio topología Cable	3 (3)	414	414	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	TRINITAT	220	1	Baja cambio topología Cable	3 (3)	414	414	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	NUEVO SANTA COLOMA	GRAMANET	220	1	Nueva Línea	0			2012	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras. Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	NUEVO SANTA COLOMA	GRAMANET	220	2	Nueva Línea	0			2012	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras. Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	SANT JUST	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	13(0.2)	230	160	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	SANT JUST	NUEVO SANTA COLOMA	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	13(0.2)	230	160	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	SANT JUST	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	13	230	160	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	SANT JUST	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	13	230	160	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	RUBI	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	20(0.2)	380	260	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	RUBI	NUEVO SANTA COLOMA	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	20(0.2)	380	260	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	RUBI	SANTA COLOMA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	20	380	260	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	RUBI	SANTA COLOMA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	20	380	260	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009	A
Cataluña	Cataluña	CANYET	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Repotenciación Línea	2 (0.2)	400	350	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	RIERA DE CALDES	SENTMENAT	220	1	Repotenciación Línea	12	910	780	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	VILADECANS	220	1	Alta cambio topología Línea	8	360	260	2012	A						X	Conexión	Se deshace conexión provisional de Nudo Viario	2011	A
Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	NUDO VIARIO	220	1	Baja cambio topología Línea	5 (0.2)	360	260	2012	A						X	Conexión	Se deshace conexión provisional de Nudo Viario	2011	A
Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	VILADECANS	220	1	Baja cambio topología Línea	3 (0.2)	360	260	2012	A						X	Conexión	Se deshace conexión provisional de Nudo Viario	2011	A
Cataluña	Cataluña	SANT CUGAT	CAN JARDI B	220	1	Repotenciación Línea	7 (0.5)	400	350	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI B	CODONYER	220	1	Repotenciación Línea	9 (0.5)	400	350	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	PERAFORT	CONSTANTI	220	1	Repotenciación Línea	3	450	390	2012	A	X						Estructural		2008	A
Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	PERAFORT	220	1	Repotenciación Línea	44	450	390	2012	A	X						Estructural		2008	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES B	COLLBLANCH	220	1	Alta cambio topología Línea	22	460	350	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES	COLLBLANCH	220	1	Baja cambio topología Línea	22	460	350	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES B	CASTELLBISBAL	220	1	Alta cambio topología Línea	16	460	350	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES	CASTELLBISBAL	220	1	Baja cambio topología Línea	16	460	350	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES B	SUBIRATS	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	16(0.2)	430	350	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES	SUBIRATS	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	16(0.2)	430	350	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES B	CAN JARDI	220	1	Alta cambio topología Línea	28	470	350	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES	CAN JARDI	220	1	Baja cambio topología Línea	28	470	350	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES	BEGUES B	220	1	Nueva Línea	0			2012	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras. Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BEGUES	BEGUES B	220	2	Nueva Línea	0			2012	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras. Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	Cataluña	VILADECANS B	PENEDES	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	27 (0.2)	430	340	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV		
Cataluña	Cataluña	VILADECANS	PENEDES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	27 (0.2)	430	340	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV		
Cataluña	Cataluña	CASTELLET	VILADECANS B	220	2	Alta cambio topología Línea	43	360	250	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV		
Cataluña	Cataluña	CASTELLET	VILADECANS	220	2	Baja cambio topología Línea	43	360	250	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV		
Cataluña	Cataluña	AENA OESTE	VILADECANS B	220	1	Alta cambio topología Cable	3 (3)	460	460	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV		
Cataluña	Cataluña	AENA OESTE	VILADECANS	220	1	Baja cambio topología Cable	3 (3)	460	460	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV		
Cataluña	Cataluña	BESCANO	SANTA LLOGAIA	400	1	Nueva Línea	40	1990	1820	2013	A	X	X	X			X	Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	SANTA LLOGAIA	400	2	Nueva Línea	40	1990	1820	2013	A	X	X	X			X	Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	SANTA LLOGAIA	RAMIS	400	1	Alta E/S Línea	16	1990	1820	2013	A	X	X	X				Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	RAMIS	400	1	Alta E/S Línea	24	1990	1820	2013	A	X	X	X				Estructural		2010	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	BESCANO	SANTA LLOGAIA	400	2	Baja E/S Línea	40	1990	1820	2013	A	X	X	X				Estructural		2010	A
Aragón	Cataluña	MEQUINENZA	RIBARROJA	220	1	Repotenciación Línea	5	450	360	2013	A						X	Conexión	25% en Cataluña (longitud total 20 km)	2011	A
Cataluña	Aragón	LA POBLA	T. FORADADA	220	1	Repotenciación Línea	21	360	290	2013	A	X						Estructural	37% en Cataluña (longitud total 58 km). Proyecto singular por modificación parcial del trazado.	2010	A
Cataluña	Cataluña	FRANQUESES	LA ROCA	220	1	Repotenciación Línea	12 (0.5)	450	390	2013	A	X						Estructural		2008	A
Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	SANT CUGAT	220	1	Nueva Línea-Cable	10 (0.2)	450	450	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	VIC	RAMIS	220	1	Alta E/S Línea	58	480	400	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	JUIA	RAMIS	220	2	Alta E/S Línea	5	480	400	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	JUIA	VIC	220	2	Baja E/S Línea	61	480	400	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	JUIA	RAMIS	220	1	Alta E/S Línea	5	480	400	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	RAMIS	220	1	Alta E/S Línea	21	480	400	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	JUIA	220	1	Baja E/S Línea	24	480	400	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	JUIA	RAMIS	220	3	Nueva Línea	5	460	380	2013	A	X						Estructural	Podría utilizar la traza de Juliá-Figueres 132 kV	2011	A
Cataluña	Cataluña	LA ROCA	VIC	220	1	Repotenciación Línea	42 (0.5)	450	380	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	MARAGALL	TRINITAT	220	1	Nuevo Cable	3 (3)	450	450	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	LESSEPS	FACULTATS	220	1	Alta E/S Cable	6 (6)	400	400	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Cataluña	Cataluña	TRINITAT	LESSEPS	220	1	Alta E/S Cable	7 (7)	400	400	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Cataluña	Cataluña	TRINITAT	FACULTATS	220	1	Baja E/S Cable	10 (10)	400	400	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Cataluña	Cataluña	ZONA FRANCA	CERDÁ	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	SANTS	CERDÁ	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	SANTS	CERDÁ	220	2	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X					X	Estructural			
Cataluña	Cataluña	SANTS	CORNELLA	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	SANTS	CORNELLA	220	2	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X					X	Estructural			
Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	CORNELLA	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	CORNELLA	220	2	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X					X	Estructural			
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	PERAFORT	220	1	Nueva Línea	9	740	600	2013	B						X	Conexión		2013	B2
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MONTBLANC	220	1	Alta cambio topología Línea	30	460	280	2013	A	X						Estructural	Se deshace conexión provisional	2013	A
Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	LA ESPLUGA	220	1	Baja cambio topología Línea	4	460	280	2013	A	X						Estructural	Se deshace conexión provisional	2013	A
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	LA ESPLUGA	220	1	Baja cambio topología Línea	27	460	280	2013	A	X						Estructural	Se deshace conexión provisional	2013	A
Cataluña	Cataluña	MANGRANERS	LA ESPLUGA	220	1	Nueva Línea	44	710	600	2013	A	X						Estructural	DC entre Mangraners y La Espluga	2013	A
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MANGRANERS	220	2	Alta cambio topología Línea	20	450	280	2013	A	X						Estructural	DC entre Mangraners y La Espluga	2013	A
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MANGRANERS	220	1	Baja cambio topología Línea	20	450	280	2013	A	X						Estructural	DC entre Mangraners y La Espluga	2013	A
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	PERAFORT	220	1	Alta cambio topología Línea	74	450	280	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	PERAFORT	220	1	Baja cambio topología Línea	44	450	390	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MONTBLANC	220	1	Baja cambio topología Línea	30	460	280	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	LA ESPLUGA	220	1	Nueva Línea	74	710	600	2013	A	X						Estructural	DC entre Lérida y Barcelona	2013	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	PENEDES	220	1	Alta cambio topología Línea	52	450	340	2013	A	X						Estructural	Limita tramo de entrada en SE existente	2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	PENEDES	220	1	Alta cambio topología Línea	22	450	340	2013	A	X						Estructural	Limita tramo de entrada en SE existente	2013	A
Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	LA ESPLUGA	220	2	Alta cambio topología Línea	4	460	280	2013	A	X						Estructural	Limita tramo de entrada en SE existente	2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	LA ESPLUGA	220	1	Baja cambio topología Línea	74	710	600	2013	A	X						Estructural	Limita tramo de entrada en SE existente	2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	GAVARROT	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (0.5)	360	250	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	VILADECANS	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	12	360	250	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	GRAMANET	220	3	Nuevo Cable	7 (7)	450	450	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	EIXAMPLE	LA SAGRERA	220	1	Alta cambio topología Cable	4 (4)	415	415	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en Maragall	2013	A
Cataluña	Cataluña	EIXAMPLE	MARAGALL	220	1	Baja cambio topología Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en Maragall	2013	A
Cataluña	Cataluña	MARAGALL	LA SAGRERA	220	1	Baja cambio topología Cable	2 (2)	415	415	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en Maragall	2013	A
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	GRAMANET	220	2	Alta cambio topología Cable	9 (9)	414	414	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en Trinitat	2013	A
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	TRINITAT	220	1	Baja cambio topología Cable	6 (6)	414	414	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en Trinitat	2013	A
Cataluña	Cataluña	TRINITAT	GRAMANET	220	1	Baja cambio topología Cable	3 (3)	414	414	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en Trinitat	2013	A
Cataluña	Cataluña	GUIXERES	SANT ANDREU	220	1	Alta cambio topología Cable	14 (14)	412	412	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en TransBadalona 220 kV	2013	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	SANT ANDREU	220	1	Baja cambio topología Cable	7 (7)	414	414	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en TransBadalona 220 kV	2013	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	GUIXERES	220	1	Baja cambio topología Cable	7 (7)	415	415	2013	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en TransBadalona 220 kV	2013	A
Cataluña	Cataluña	MARAGALL	TRINITAT	220	2	Nuevo Cable	3 (3)	450	450	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	ZAL	SANTS	220	1	Nuevo Cable	6 (6)	450	450	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	TRANSBADALONA	220	1	Nuevo Cable	1 (1)	680	560	2013	A	X						Estructural	Línea corta	2013	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	TRANSBADALONA	220	2	Nuevo Cable	1 (1)	680	560	2013	A	X						Estructural	Línea corta	2013	A
Cataluña	Cataluña	LA SAGRERA	TRANSBADALONA	220	1	Alta cambio topología Cable	4 (4)	415	415	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	LA SAGRERA	220	1	Baja cambio topología Cable	4 (4)	415	415	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	TRANSBADALONA	220	1	Alta cambio topología Cable	1 (1)	540	540	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	BESOS NUEVO	220	1	Baja cambio topología Cable	1 (1)	540	540	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	TRANSBADALONA	220	2	Alta cambio topología Cable	1 (1)	540	540	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BADALONA	BESOS NUEVO	220	2	Baja cambio topología Cable	1 (1)	540	540	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	LA ESPLUGA	220	2	Repotenciación Línea	4	580	470	2013	A	X						Estructural			
Cataluña	Francia	SANTA LLOGAIA	FRONTERA FRANCESA			Nuevo Cable c.c.	32	2000	2000	2014	A	X	X					Estructural	Enlace subterráneo en corriente continua. Enlace bipolar con tecnología VSC. Longitud tramo español. 49% en Cataluña (longitud total 65 km)	2014	A
Cataluña	Aragón	ISONA	ARNERO	400	1	Nueva Línea	25	1990	1820	2014	A	X						Estructural	31% en Cataluña (longitud total 80 km)	2012	A
Cataluña	Aragón	ISONA	PEÑALBA	400	1	Nueva Línea	25	1990	1820	2014	A	X						Estructural	20% en Cataluña (longitud total 125 km)	2012	A
Cataluña	Cataluña	CALDELS	ISONA	400	1	Alta E/S Línea	79	850	730	2014	A	X						Estructural		2012	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	ISONA	SALLENTE	400	1	Alta E/S Línea	54	850	730	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	CALDEERS	SALLENTE	400	1	Baja E/S Línea	132	850	730	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	ISONA	SENTMENAT	400	1	Alta E/S Línea	103	840	730	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	ISONA	SALLENTE	400	2	Alta E/S Línea	54	840	730	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	SALLENTE	SENTMENAT	400	1	Baja E/S Línea	157	840	730	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	PONT DE SUERT	LA POBLA	220	1	Repotenciación Línea	28	720	580	2014	A	X			X			Estructural	Proyecto singular que implica cambio de conductor a uno de alta temperatura para evacuación de futuro bombeo	2009	A
Cataluña	Cataluña	BELLICENS	VENDRELL	220	1	Repotenciación Línea	58	450	340	2014	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	GAVA	VILADECANS B	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (0.2)	430	340	2014	B						X	Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	GAVA	PENEDES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	20 (0.2)	430	340	2014	B						X	Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	VILADECANS B	PENEDES	220	1	Baja E/S Línea-Cable	27 (0.2)	430	340	2014	B						X	Conexión		2009	A
Cataluña	Cataluña	BELLICENS	VENDRELL	220	1	Alta E/S Línea	58	360	260	2014	A						X	Conexión		2010	A
Cataluña	Cataluña	SUBIRATS	VENDRELL	220	1	Alta E/S Línea	52	470	340	2014	A						X	Conexión		2010	A
Cataluña	Cataluña	SUBIRATS	BELLICENS	220	1	Baja E/S Línea	82	360	260	2014	A						X	Conexión		2010	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	RAMIS	220	2	Alta cambio topología Línea	21	480	400	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	VIC	RAMIS	220	1	Baja cambio topología Línea	58	480	400	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Cataluña	BESCANO	VIC	220	1	Baja cambio topología Línea	39	480	400	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	Andorra	ADRALL	FRONTERA ANDORRANA	220	1	Nueva Línea	16	710	600	2014	A		X					Estructural	Longitud tramo español 76% en Cataluña (longitud total 21 km)	2011	A
Cataluña	Andorra	ADRALL	FRONTERA ANDORRANA	220	2	Nueva Línea	16	710	600	2014	A		X					Estructural	Longitud tramo español 76% en Cataluña (longitud total 21 km)	2011	A
Cataluña	Cataluña	SANT CUGAT	SABADELL SUR	220	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (0.4)	450	450	2014	A						X	Conexión		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	SABADELL SUR	220	1	Alta E/S Línea-Cable	4 (0.2)	450	450	2014	A						X	Conexión		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	SANT CUGAT	220	1	Baja E/S Línea-Cable	10 (0.2)	450	450	2014	A						X	Conexión		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	MARAGALL	NOU BARRIS	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2014	A						X	Conexión		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	TRINITAT	NOU BARRIS	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2014	A						X	Conexión		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	MARAGALL	TRINITAT	220	1	Baja E/S Cable	3 (3)	450	450	2014	A						X	Conexión		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	VERNEDA	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	414	414	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Cataluña	Cataluña	VERNEDA	GRAMANET	220	1	Alta E/S Cable	6 (6)	414	414	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	GRAMANET	220	1	Baja E/S Cable	7 (7)	414	414	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Cataluña	Cataluña	GAVA	PUIGPELAT	220	1	Nueva Línea-Cable	66 (0.2)	430	340	2014	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	GAVA	PENEDES	220	1	Baja Línea-Cable	20 (0.2)	430	340	2014	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	PENEDES	220	1	Baja Línea-Cable	44 (0.5)	450	340	2014	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	CERCS	OLVAN	220	1	Alta E/S Línea	19	320	220	2014	A						X	Conexión		2015	B2
Cataluña	Cataluña	CENTELLES	OLVAN	220	1	Alta E/S Línea	41	320	220	2014	A						X	Conexión		2015	B2
Cataluña	Cataluña	CENTELLES	CERCS	220	1	Baja E/S Línea	55	320	220	2014	A						X	Conexión		2015	B2

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	VILADECANS	VILADECANS B	220	1	Nueva Línea	0			2014	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV. Acoplamiento longitudinal de barras un año después del traslado de la L/Begues a Gavarrot 220 kV		
Cataluña	Cataluña	VILADECANS	VILADECANS B	220	2	Nueva Línea	0			2014	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV. Acoplamiento longitudinal de barras un año después del traslado de la L/Begues a Gavarrot 220 kV		
Cataluña	Cataluña	ADRALL	LLAVORSI	220	1	Repotenciación Línea	29	500	410	2014	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	LLAVORSI	LA POBLA	220	1	Repotenciación Línea	35	400	320	2014	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	BEGUES B	CAN JARDI	220	1	Repotenciación Línea	28	580	510	2014	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	MORALETES	PONT DE SUERT	220	1	Repotenciación Línea	21	693	693	2014	A					X		Conexión	Proyecto singular que implica cambio de conductor de simplex a duplex para evacuación de futuro bombeo.	2011	B1
Cataluña	Cataluña	MORALETES	PONT DE SUERT	220	2	Repotenciación Línea	21	693	693	2014	A					X		Conexión	Proyecto singular que implica cambio de conductor de simplex a duplex para evacuación de futuro bombeo.	2011	B1
Cataluña	Cataluña	PONT DE SUERT	ISONA	220	1	Alta E/S Línea	47	360	260	2014	A	X						Estructural		2015	A
Cataluña	Cataluña	ANOIA	ISONA	220	1	Alta E/S Línea	88	360	260	2014	A	X						Estructural		2015	A
Cataluña	Cataluña	ANOIA	PONT DE SUERT	220	1	Baja E/S Línea	133	360	260	2014	A	X						Estructural		2015	A
Cataluña	Cataluña	LA POBLA	ISONA	220	1	Alta E/S Línea	21	360	260	2014	A	X						Estructural		2015	A
Cataluña	Cataluña	PUJALT	ISONA	220	1	Alta E/S Línea	67	360	260	2014	A	X						Estructural		2015	A
Cataluña	Cataluña	LA POBLA	PUJALT	220	1	Baja E/S Línea	84	360	260	2014	A	X						Estructural		2015	A
Cataluña	Cataluña	PONT DE SUERT	ISONA	220	1	Repotenciación Línea	47	720	580	2014	A	X						Estructural	Proyecto singular que implica cambio de conductor a uno de alta temperatura para evacuación de futuro bombeo	2015	A
Cataluña	Cataluña	LA POBLA	ISONA	220	1	Repotenciación Línea	21	720	580	2014	A	X						Estructural	Proyecto singular que implica cambio de conductor a uno de alta temperatura para evacuación de futuro bombeo	2015	A
Cataluña	Cataluña	PIEROLA	GRAMANET	400	1	Alta cambio topología Línea	56	1300	940	2015	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	PIEROLA	SENTMENAT	400	2	Baja cambio topología Línea	42	1300	960	2015	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	Cataluña	GARRAF	LA SECUITA	400	1	Repotenciación Línea	53	1570	1470	2015	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	LA SECUITA	VANDELLOS	400	1	Repotenciación Línea	55	1570	1470	2015	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	CALDERS	ISONA	400	1	Repotenciación Línea	79	1630	1300	2015	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	GARRAF	LA SECUITA	400	1	Alta E/S Línea	53	1360	980	2015	A	X					X	Estructural		2014	A
Cataluña	Cataluña	LA SECUITA	VANDELLOS	400	1	Alta E/S Línea	55	1360	980	2015	A	X					X	Estructural		2014	A
Cataluña	Cataluña	GARRAF	VANDELLOS	400	1	Baja E/S Línea	89	1360	980	2015	A	X					X	Estructural		2014	A
Cataluña	Cataluña	LA SECUITA	ELS AUBALS	400	1	Nueva Línea	60	1990	1820	2015	A	X					X	Estructural	Podría compartir circuito con el 220 kV	2014	A
Aragón	Cataluña	ESCATRON	ELS AUBALS	400	1	Nueva Línea	30	1990	1820	2015	A	X					X	Estructural	32% en Cataluña (longitud total 95 km). Podría compartir circuito con el 220 kV	2014	A
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	ELS AUBALS	220	2	Alta cambio topología Línea	44	740	600	2015	A	X					X	Estructural	Podría compartir circuito con el 400 kV	2014	A
Aragón	Cataluña	ESCATRON B (DESFAZADOR)	ELS AUBALS	220	2	Alta cambio topología Línea	30	740	600	2015	A	X					X	Estructural	32% en Cataluña (longitud total 92 km). Podría compartir circuito con el 400 kV	2014	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	ELS AUBALS	220	1	Baja cambio topología Línea	44	430	410	2015	A	X				X		Estructural	Podría compartir circuito con el 400 kV	2014	A
Aragón	Cataluña	ESCATRON B (DESFAADOR)	ELS AUBALS	220	1	Baja cambio topología Línea	30	470	310	2015	A	X				X		Estructural	32% en Cataluña (longitud total 92 km). Podría compartir circuito con el 400 kV	2014	A
Cataluña	Cataluña	OLVAN	VIC	220	1	Nueva Línea	35	710	600	2015	A	X						Estructural	Preparado para DC	2015	A
Cataluña	Cataluña	LA SECUITA	CONSTANTI	220	1	Alta E/S Línea-Cable	14	450	390	2015	A	X				X		Estructural		2014	A
Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	LA SECUITA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (0.5)	450	390	2015	A	X				X		Estructural		2014	A
Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	CONSTANTI	220	1	Baja E/S Línea-Cable	21 (0.5)	450	390	2015	A	X				X		Estructural		2014	A
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	LA SECUITA	220	1	Alta E/S Línea	61	450	280	2015	A	X				X		Estructural		2014	A
Cataluña	Cataluña	PERAFORT	LA SECUITA	220	1	Alta E/S Línea	13	450	280	2015	A	X				X		Estructural		2014	A
Cataluña	Cataluña	JUNEDA	PERAFORT	220	1	Baja E/S Línea	74	450	280	2015	A	X				X		Estructural		2014	A
Cataluña	Francia	CERDANYA	FRONTERA FRANCESA	66	1	Nueva línea	10	80	80	2015	A	X	X					Estructural	Proyecto singular por ser un nivel de tensión no estandarizado en la península. Longitud tramo español		
Cataluña	Cataluña	RUBI	DESVERN	400	1	Alta E/S Línea	19	1360	1010	2016	A	X						Estructural	Aprovecha traza de la línea Begues-Can Rigalt 220 kV	2013	A
Cataluña	Cataluña	DESVERN	VILADECANS	400	1	Alta E/S Línea	12	1360	1010	2016	A	X						Estructural	Aprovecha traza de la línea Begues-Can Rigalt 220 kV	2013	A
Cataluña	Cataluña	RUBI	VILADECANS	400	1	Baja E/S Línea	22	1360	1010	2016	A	X						Estructural	Aprovecha traza de la línea Begues-Can Rigalt 220 kV	2013	A
Cataluña	Cataluña	GRAMANET	DESVERN	400	1	Nueva Línea	13	1990	1820	2016	A	X						Estructural	Aprovecha traza de la línea Sant Just-Santa Coloma 220 kV y Can Jordi-Can Rigalt	2013	A
Cataluña	Cataluña	GRAMANET	DESVERN	400	2	Nueva Línea	13	1990	1820	2016	A	X						Estructural	Aprovecha traza de la línea Sant Just-Santa Coloma 220 kV y Can Jordi-Can Rigalt	2013	A
Cataluña	Cataluña	VILADECANS	T. CELSA	220	1	Alta cambio topología Línea	22	290	250	2016	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en S.Just	2013	A
Cataluña	Cataluña	SANT JUST	T. CELSA	220	1	Baja cambio topología Línea	9	450	390	2016	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en S.Just	2013	A
Cataluña	Cataluña	VILADECANS	SANT JUST	220	1	Baja cambio topología Línea	13	290	250	2016	A	X						Estructural	Bypass operable para reconectar la E/S en S.Just	2013	A
Cataluña	Cataluña	URGELL	CAN RIGALT	220	1	Alta cambio topología Cable	5 (5)	415	415	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	URGELL	220	1	Baja cambio topología Cable	5 (5)	415	415	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	CAN RIGALT	CAN JARDI B	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	13 (0.2)	320	240	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN JARDI B	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	13	320	240	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES B	CAN RIGALT	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	22 (0.5)	450	350	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	CAN RIGALT	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	22 (0.5)	450	350	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES B	COLLBLANCH	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	22	460	350	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	COLLBLANCH	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	22	460	350	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	Cataluña	VALDONCELLES	CAN RIGALT	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (7)	450	450	2016	A	X					X	Estructural		2013	B2
Cataluña	Cataluña	CAN RIGALT	CAN JARDI B	220	1	Alta E/S Línea-Cable	14 (0.5)	350	320	2016	A	X					X	Estructural		2013	B2
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI B	VALDONCELLES	220	1	Baja E/S Línea-Cable	21 (7.5)	450	350	2016	A	X					X	Estructural		2013	B2
Cataluña	Cataluña	ELS AUBALS	ALFORJA	220	2	Alta E/S Línea	34	740	600	2016	A					X		Conexión		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	ALFORJA	220	2	Alta E/S Línea	10	740	600	2016	A					X		Conexión		2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	ELS AUBALS	220	2	Baja E/S Línea	44	740	600	2016	A					X		Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	DESVERN	CAN RIGALT	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	3 (2.3)	350	320	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	DESVERN	CAN RIGALT	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	3 (2.3)	320	240	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	CAN RIGALT	CAN JARDI B	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (0.5)	350	320	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	CAN RIGALT	CAN JARDI B	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (0.2)	320	240	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	SANT JUST	DESVERN	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	1 (0.2)	230	160	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	SANT JUST	DESVERN	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	1 (0.2)	230	160	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	SANT JUST	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (0.2)	230	160	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	SANT JUST	NUEVO SANTA COLOMA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (0.2)	230	160	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN RIGALT	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	1 (0.8)	450	350	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	SANT FELIU	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	8	460	350	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	DESVERN	COLLBLANCH	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	2 (1.5)	450	350	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	SANT FELIU	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	8	460	350	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	DESVERN	CAN RIGALT	220	3	Alta cambio topología Línea-Cable	3 (2.3)	450	350	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES B	CAN RIGALT	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	22 (0.5)	450	350	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	BEGUES	CAN RIGALT	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	22 (0.5)	450	350	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	Cataluña	SARRIA	FACULTATS	220	1	Alta E/S Cable	3 (3)	400	400	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	SARRIA	LESSEPS	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	400	400	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	LESSEPS	FACULTATS	220	1	Baja E/S Cable	6 (6)	400	400	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	CAN RIGALT	FACULTATS	220	1	Alta cambio topología Cable	2 (2)	400	400	2016	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	FACULTATS	220	1	Baja cambio topología Cable	2 (2)	370	340	2016	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	ZAL	220	2	Nuevo Cable	8 (8)	450	450	2016	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	AEROPUERTO BARCELONA	CERDÁ	220	1	Alta cambio topología Cable	5 (5)	400	400	2016	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	AEROPUERTO BARCELONA	ZONA FRANCA	220	1	Baja cambio topología Cable	3 (3)	400	400	2016	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	BARCELONA ZONA FRANCA	CERDÁ	220	1	Alta E/S Cable	1 (1)	450	450	2016	B						X	Conexión			
Cataluña	Cataluña	ZONA FRANCA	BARCELONA ZONA FRANCA	220	1	Alta E/S Cable	1 (1)	450	450	2016	B						X	Conexión			
Cataluña	Cataluña	ZONA FRANCA	CERDÁ	220	1	Baja E/S Cable	2 (2)	450	450	2016	B						X	Conexión			
Cataluña	Cataluña	PALAU	LLIÇA de VALL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	14(0.2)	400	340	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	SANT CELONI	LLIÇA de VALL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	14(0.2)	400	340	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	PALAU	SANT CELONI	220	1	Baja E/S Línea-Cable	28	400	340	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	TARRAGONA	REUS II	220	1	Alta E/S Línea-Cable	3 (0.2)	450	310	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y al desarrollo del 110 de la zona		
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	REUS II	220	1	Alta E/S Línea-Cable	13(0.2)	450	310	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y al desarrollo del 110 de la zona		
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	TARRAGONA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	17	470	310	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y al desarrollo del 110 de la zona		
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	REUS II	220	2	Nueva Línea-Cable	13(0.2)	450	310	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y al desarrollo del 110 de la zona		
Cataluña	Cataluña	LESSEPS	PENITENTS	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2016	A	X					X	Estructural			

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	CAN RIGALT	PENITENTS	220	1	Nuevo Cable	6 (6)	450	450	2016	A	X					X	Estructural			
Cataluña	Cataluña	TERRASSA	CAN JARDI B	220	1	Alta E/S Línea	5	343	343	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	TERRASSA	220	1	Alta E/S Línea	5	343	343	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	CAN JARDI B	220	1	Baja E/S Línea	10	343	343	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	RUBIO	IVORRA	220	1	Alta E/S Línea	19	470	280	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	LA POBLA	IVORRA	220	1	Alta E/S Línea	71	470	280	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	LA POBLA	RUBIO	220	1	Baja E/S Línea	87	470	280	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	LES CORTS	VALDONCELLES	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	450	450	2017	B						X	Conexión			
Cataluña	Cataluña	CAN RIGALT	LES CORTS	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	450	450	2017	B						X	Conexión			
Cataluña	Cataluña	VALDONCELLES	CAN RIGALT	220	1	Baja E/S Cable	7 (7)	450	450	2017	B						X	Conexión			
Cataluña	Cataluña	LES CORTS	URGELL	220	1	Baja cambio topología Línea	1	412	412	2017	A	X						Estructural	Asociada a la renovación de Les Corts 220 kV		
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI	CAN JARDI B	220	1	Nueva Línea	0			2017	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras. Un año después de PES Desvern 220 kV		
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI	CAN JARDI B	220	2	Nueva Línea	0			2017	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras. Un año después de PES Desvern 220 kV		
Cataluña	Aragón	TORRES DE SEGRE	MEQUINENZA	220	1	Repotenciación Línea	25	310	260	2019	B				X			Conexión	80% en Cataluña (longitud total 31 km). Condicionado a Acceso		
Cataluña	Cataluña	ALBATARREC	TORRES DE SEGRE	220	1	Repotenciación Línea	10	310	260	2019	B				X			Conexión	Condicionado a acceso		
Cataluña	Cataluña	ALBATARREC	MANGRANERS	220	1	Repotenciación Línea	7	310	260	2019	B				X			Conexión	Condicionado a acceso		
Cataluña	Cataluña	DESVERN	CAN RIGALT	220	4	Alta cambio topología Línea-Cable	3 (2.3)	450	350	2019	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	DESVERN	COLLBLANCH	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	2 (1.5)	450	350	2019	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN RIGALT	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1 (0.8)	450	350	2019	A	X						Estructural			
Cataluña	Cataluña	CERVELLO	GAVARROT	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (0.2)	430	350	2019	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	SANT BOI (FECSA)	GAVARROT	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1 (0.2)	450	350	2019	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	Cataluña	CERVELLO	SANT BOI (FECSA)	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	12	430	350	2019	A	X						Estructural		2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	TORRENTE	220	1	Alta cambio tensión Línea	10	662	446	2011	A	X					X	Estructural		2007	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	FERIA MUESTRAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	4 (2.1)	460	460	2011	A	X					X	Estructural		2008	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	TORRENTE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (0.2)	460	460	2011	A	X					X	Estructural		2008	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FERIA MUESTRAS	TORRENTE	220	1	Baja E/S Línea-Cable	13 (1.9)	570	530	2011	A	X					X	Estructural		2008	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	PARQUE CENTRAL	220	1	Alta E/S Cable	14 (14)	450	450	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	PARQUE CENTRAL	220	1	Alta E/S Cable	6 (6)	450	450	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	BENIFERRI	220	1	Baja E/S Cable	13 (13)	520	520	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	BENIFERRI	220	1	Nuevo Cable	13 (13)	520	520	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	AYORA	PINILLA	400	1	Nueva Línea	16	1950	1820	2012	A	X					X	Estructural	26% en Comunidad Valenciana (longitud total 61 km)	2009	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	SAX	400	1	Alta E/S Línea	48	1610	1290	2012	A			X				Conexión		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	SAX	400	1	Alta E/S Línea	25	1610	1290	2012	A			X				Conexión		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	ROCAMORA	400	1	Baja E/S Línea	69	1610	1290	2012	A			X				Conexión		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL CANTALAR	MONTEBELLO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	43 (2)	500	360	2012	A	X					X	Estructural		2008	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	JIJONA	MONTEBELLO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	37 (2)	500	360	2012	A	X					X	Estructural		2008	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL CANTALAR	JIJONA	220	2	Baja E/S Línea-Cable	11	550	360	2012	A	X					X	Estructural		2008	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	NOVELDA	SALADAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	17 (2)	440	440	2012	A	X					X	Estructural		2007	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	NOVELDA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	39 (1)	500	446	2012	A	X					X	Estructural		2007	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	SALADAS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	54 (1)	440	440	2012	A	X					X	Estructural		2007	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	NOVELDA	PETREL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (1)	500	446	2012	A	X					X	Estructural		2007	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	NOVELDA	SALADAS	220	2	Alta E/S Línea-Cable	17 (2)	440	440	2012	A	X					X	Estructural		2007	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PETREL	SALADAS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	25 (1)	440	440	2012	A	X					X	Estructural		2007	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BERNAT	CATADAU	220	1	Nueva Línea	23	740	600	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BERNAT	CATADAU	220	2	Nueva Línea	23	740	600	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALCIRA	CATADAU	220	1	Baja Línea	22	417	276	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALADAS	TORRELLANO	220	1	Nueva Línea	1	700	600	2012	A	X						Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALADAS	TORRELLANO	220	2	Nueva Línea	1	700	600	2012	A	X						Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	TORRELLANO	220	1	Alta cambio topología Línea	14	506	506	2012	A	X						Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	SALADAS	220	1	Baja cambio topología Línea	14	506	506	2012	A	X						Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALCIRA	BERNAT	220	1	Nueva Línea	0	740	600	2012	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALCIRA	BERNAT	220	2	Nueva Línea	0	740	600	2012	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	JIJONA	220	1	Alta cambio topología Línea	88	417	276	2012	A	X					X	Estructural	Desmantelamiento de T.Alcira 220 kV asociado a la construcción de Bernat 220 kV	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALCIRA	T. ALCIRA	220	1	Baja cambio topología Línea	6	417	276	2012	A	X					X	Estructural	Desmantelamiento de T.Alcira 220 kV asociado a la construcción de Bernat 220 kV	2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	T. ALCIRA	220	1	Baja cambio topología Línea	12	460	410	2012	A	X					X	Estructural	Desmantelamiento de T.Alcira 220 kV asociado a la construcción de Bernat 220 kV	2016-2020	R	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	JIJONA	T. ALCIRA	220	1	Baja cambio topología Línea	76	417	276	2012	A	X					X	Estructural	Desmantelamiento de T.Alcira 220 kV asociado a la construcción de Bernat 220 kV	2016-2020	R	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MONTESA	CATADAU	400	1	Alta E/S Línea	28	1610	1340	2013	A			X				Conexión		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MONTESA	BENEJAMA	400	1	Alta E/S Línea	35	1610	1340	2013	A			X				Conexión		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	CATADAU	400	1	Baja E/S Línea	63	1610	1340	2013	A			X				Conexión		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	TORREMENDO	400	1	Alta E/S Línea	26	1610	1290	2013	A	X						Estructural		2011	A	
Murcia	Comunidad Valenciana	NUEVA ESCOMBRERAS	TORREMENDO	400	1	Alta E/S Línea	41	1610	1290	2013	A	X						Estructural		2011	A	
Murcia	Comunidad Valenciana	NUEVA ESCOMBRERAS	ROCAMORA	400	1	Baja E/S Línea	66	1610	1290	2013	A	X						Estructural		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	18	980	910	2013	A	X						Estructural		2012	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	REQUENA	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	33	980	910	2013	A	X						Estructural		2012	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	REQUENA	400	1	Baja E/S Línea	51	980	910	2013	A	X						Estructural		2012	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	COFRENTES	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	63	1250	880	2013	A	X						Estructural		2012	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	23	1250	880	2013	A	X						Estructural		2012	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	COFRENTES	LA ELIANA	400	1	Baja E/S Línea	86	1250	880	2013	A	X						Estructural		2012	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	GODELLETA	400	1	Repotenciación Línea	18	1950	1600	2013	A	X						Estructural		2012	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SANTA POLA	TORRELLANO	220	1	Nueva Línea-Cable	14 (6.4)	450	450	2013	A						X	Conexión		2010	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORRELLANO	SANTA POLA	220	2	Nueva Línea-Cable	14 (6.4)	450	450	2013	A						X	Conexión		2010	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN VICENTE	TORRELLANO	220	1	Alta cambio topología Línea	29	650	510	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	TORRELLANO	220	1	Baja cambio topología Línea	14	506	506	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	SAN VICENTE	220	1	Baja cambio topología Línea	16	506	506	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	TORRELLANO	220	2	Nueva Línea-Cable	12 (3.3)	500	500	2013	A	X					X	Estructural	Aprovecha tramo existente desde El Palmeral hasta el entronque con San Vicente-Torrellano			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	TORRELLANO	220	3	Nueva Línea-Cable	12 (3.3)	500	500	2013	A	X					X	Estructural	Aprovecha tramo existente desde El Palmeral hasta el entronque con San Vicente-Torrellano			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALDAYA	QUART DE POBLET	220	1	Alta E/S Línea-Cable	3 (0.6)	543	369	2013	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2007	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALDAYA	TORRENTE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0.6)	543	369	2013	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2007	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	QUART DE POBLET	TORRENTE	220	1	Baja E/S Línea-Cable	14	543	369	2013	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2007	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	VILANOVA (VALENCIA)	220	1	Alta cambio tensión Línea	25	592	447	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	VILANOVA (VALENCIA)	220	2	Alta cambio tensión Línea	25	592	447	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	GANDIA	VALLDIGNA	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	16	500	500	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VILANOVA (VALENCIA)	GANDIA	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	41 (4.7)	500	500	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	VILANOVA (VALENCIA)	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	26 (4.7)	500	500	2013	A	X					X	Estructural		2011	A	

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	TORREVIEJA	220	1	Nueva Línea-Cable	13 (6.5)	500	500	2013	A						X	Conexión		2009	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	TORREVIEJA	220	2	Nueva Línea-Cable	13 (6.5)	500	500	2013	A						X	Conexión		2009	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORRENTE	GODELLETA	220	1	Alta E/S Línea	18	580	520	2013	A	X						Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	GODELLETA	220	1	Alta E/S Línea	20	580	520	2013	A	X						Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	TORRENTE	220	1	Baja E/S Línea	38	580	520	2013	A	X						Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	EL SERRALLO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (2.1)	460	320	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL INGENIO	EL SERRALLO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	4 (2.1)	460	320	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL INGENIO	LA PLANA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	8	460	320	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS NORTE	TORREMENDO NORTE	220	1	Nueva Línea	14	740	600	2013	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	TORREMENDO SUR	220	2	Nueva Línea	14	740	600	2013	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	ASSEGADOR	220	1	Nueva Línea-Cable	9 (2.5)	500	500	2013	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BECHI	ASSEGADOR	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (0.2)	500	440	2013	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	ASSEGADOR	220	2	Alta E/S Línea-Cable	12 (0.2)	500	440	2013	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BECHI	LA PLANA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	18	540	440	2013	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL ALTET	EL PALMERAL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (3.7)	500	500	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORRELLANO	EL ALTET	220	1	Alta E/S Línea-Cable	17 (7)	500	500	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	TORRELLANO	220	3	Baja E/S Línea-Cable	12 (3.3)	500	500	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN VICENTE	ALICANTE	220	1	Alta E/S Cable	9 (8.8)	570	500	2013	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2 Si se realizase la compactación de S.Vicente 220 kV esta E/S se reemplazará por: DC S.Vicente-Alicante 220 kV	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALICANTE	JIJONA	220	1	Alta E/S Cable	21 (8.8)	570	500	2013	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2 Si se realizase la compactación de S.Vicente 220 kV esta E/S se reemplazará por: DC S.Vicente-Alicante 220 kV	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	JIJONA	SAN VICENTE	220	1	Baja E/S Cable	13	650	510	2013	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2 Si se realizase la compactación de S.Vicente 220 kV esta E/S se reemplazará por: DC S.Vicente-Alicante 220 kV	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CASTALLA	NOVELDA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	28 (3.3)	500	446	2013	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	CASTALLA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	21 (2.3)	570	446	2013	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	NOVELDA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	39 (1)	500	446	2013	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	LA ELIANA B	220	1	Nuevo Cable	13 (13)	500	500	2013	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	FERIA MUESTRAS	220	1	Nueva Línea-Cable	13 (2.2)	570	530	2013	A	X						Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2		
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	FERIA MUESTRAS	220	1	Baja Línea-Cable	12 (1.9)	570	530	2013	A	X						Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2		
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	LA ELIANA B	220	1	Nueva Línea	0.1 (0.1)	600	600	2013	A	X						Estructural	Conexión longitudinal (fluoducto o CU 2.500)		

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	LA ELIANA B	220	2	Nueva Línea	0.1 (0.1)	600	600	2013	A	X						Estructural	Conexión longitudinal (fluucto o CU 2.500)		
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	GODELLETA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	28 (0.2)	460	460	2013	A	X						Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	TORRENTE	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	10 (0.2)	460	460	2013	A	X						Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORRENTE	GODELLETA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	18	580	520	2013	A	X						Estructural			
Aragón	Comunidad Valenciana	MUDEJAR	MORELLA	400	1	Nueva Línea	10	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	20% en Comunidad Valenciana (longitud total 50 km)	2010	A
Aragón	Comunidad Valenciana	MUDEJAR	MORELLA	400	2	Nueva Línea	10	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	20% en Comunidad Valenciana (longitud total 50 km)	2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	MORELLA	400	2	Nueva Línea	78	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	MORELLA	400	3	Nueva Línea	78	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Aragón	Comunidad Valenciana	MEZQUITA	MORELLA	400	1	Nueva Línea	6	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	10% en Comunidad Valenciana (longitud total 60 km)	2011	A
Aragón	Comunidad Valenciana	MEZQUITA	MORELLA	400	2	Nueva Línea	6	1990	1820	2014	A	X			X	X		Estructural	10% en Comunidad Valenciana (longitud total 60 km)	2011	A
Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	COFRENTES	MINGLANILLA	400	1	Repotenciación Línea	69	1630	1310	2014	A	X			X			Estructural	92% en Comunidad Valenciana (longitud total 75 km)	2014	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BERNAT	VALLDIGNA	220	1	Alta cambio tensión Línea	17	529	367	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	AQUA	PARQUE CENTRAL	220	1	Alta E/S Cable	7 (7)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	AQUA	220	1	Alta E/S Cable	7 (7)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	PARQUE CENTRAL	220	1	Baja E/S Cable	14 (14)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BERNAT	EL BROSQUIL	220	1	Nueva Línea-Cable	25 (10)	500	500	2014	A	X					X	Estructural		2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL BROSQUIL	BENICULL	220	1	Nueva Línea-Cable	14 (9.5)	500	500	2014	A	X					X	Estructural		2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BERNAT	BENICULL	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	8 (0.5)	500	500	2014	A	X					X	Estructural		2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	ALICANTE	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	500	500	2014	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	ELDA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	32 (3)	570	446	2014	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ELDA	PETREL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	14 (3)	570	446	2014	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	PETREL	220	1	Baja E/S Línea-Cable	34	662	446	2014	A						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2011	B1
Comunidad Valenciana	Murcia	CAMPOAMOR	FAUSITA	220	1	Alta E/S Línea	53 (0.1)	550	490	2014	A	X						Estructural		2013	A
Murcia	Comunidad Valenciana	BALSICAS	CAMPOAMOR	220	1	Alta E/S Línea	18	662	490	2014	A	X						Estructural		2013	A
Murcia	Murcia	FAUSITA	BALSICAS	220	1	Baja E/S Línea	35 (0.1)	550	490	2014	A	X						Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SANCHO LLOP	GANDIA	220	1	Alta E/S Cable	3 (3)	500	500	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	SANCHO LLOP	220	1	Alta E/S Cable	19 (2.7)	500	500	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	GANDIA	VALLDIGNA	220	1	Baja E/S Cable	16 (16)	500	500	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	JIJONA	MONTEBELLO	220	2	Nueva Línea-Cable	35 (1.4)	500	500	2014	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de aprovechar la traza de 132 kV	2014	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MONTEBELLO	VILLAJOSYOSA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	23 (2.5)	500	500	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	JIJONA	VILLAJOSYOSA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	23 (0.5)	500	500	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	JIJONA	MONTEBELLO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	37 (2)	500	360	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALICANTE	CABO HUERTAS	220	1	Nuevo Cable	8 (8)	500	500	2014	A	X					X	Estructural		2013	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CABO HUERTAS	EL CANTALAR	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	500	500	2014	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PATRAIX	NUEVO CAUCE	220	1	Alta E/S Cable	3 (3)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORRENTE	NUEVO CAUCE	220	1	Alta E/S Cable	13 (3.9)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PATRAIX	TORRENTE	220	1	Baja E/S Cable	12 (3.4)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	NUEVO CAUCE	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PATRAIX	NUEVO CAUCE	220	2	Alta E/S Cable	3 (3)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	PATRAIX	220	1	Baja E/S Cable	3 (3)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	NUEVO CAUCE	PARQUE CENTRAL	220	1	Nuevo Cable	3 (3)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Aragón	GODELLETA	PLATEA	400	1	Nueva Línea	86	1990	1820	2015	A	X						Estructural	57% en Comunidad Valenciana (longitud total 150 km)	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Aragón	GODELLETA	PLATEA	400	2	Nueva Línea	86	1990	1820	2015	A	X						Estructural	57% en Comunidad Valenciana (longitud total 150 km)	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Cataluña	SALSADELLA	DELTEBRE	400	1	Alta E/S Línea	42	1570	1380	2015	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	SALSADELLA	400	1	Alta E/S Línea	75	1570	1380	2015	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Cataluña	LA PLANA	DELTEBRE	400	1	Baja E/S Línea	115	1570	1380	2015	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	AYORA	COFRENTES	400	2	Nueva Línea	21	1250	1100	2015	A	X					X	Estructural		2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	SANTA ANNA	400	1	Alta E/S Línea	38	1610	1290	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SANTA ANNA	SAX	400	1	Alta E/S Línea	46	1610	1290	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	SAX	400	1	Baja E/S Línea	48	1610	1290	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VERGEL	GANDIA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	25 (9)	500	500	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SANCHO LLOP	VERGEL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	20 (9)	500	500	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SANCHO LLOP	GANDIA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	3	500	500	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENADRESA	OROPESA	220	1	Alta E/S Línea	30	460	320	2015	A						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL INGENIO	OROPESA	220	1	Alta E/S Línea	23	460	320	2015	A						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENADRESA	EL INGENIO	220	1	Baja E/S Línea	17	460	340	2015	A						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	VALLBONA	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	500	500	2015	B						X	Conexión	Anteriormente Carrases	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	VALLBONA	220	2	Nuevo Cable	7 (7)	500	500	2015	B						X	Conexión	Anteriormente Carrases	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALL D'UXO	MONCOFAR	220	1	Nueva Línea	6	740	600	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALL D'UXO	MONCOFAR	220	2	Nueva Línea	6	740	600	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	PARQUE CABECERA	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PARQUE CABECERA	PARQUE CENTRAL	220	1	Alta E/S Cable	5 (5)	450	450	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	PARQUE CENTRAL	220	1	Baja E/S Cable	6 (6)	450	450	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PARQUE CENTRAL	AQUA	220	2	Nuevo Cable	4 (4)	450	450	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL GRAO	FUENTE SAN LUIS	220	1	Alta E/S Cable	5 (5)	450	450	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL GRAO	AQUA	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	AQUA	220	1	Baja E/S Cable	7 (7)	450	450	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	RAMBLETA	ASSEGADOR	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	11 (0.2)	500	367	2015	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAGUNTO	RAMBLETA	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	22 (0.1)	500	367	2015	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROJALES	BAJO SEGURA	220	1	Alta E/S Línea	13	710	590	2015	B						X	Conexión			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BAJO SEGURA	ELCHE2	220	1	Alta E/S Línea	13	710	590	2015	B						X	Conexión			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROJALES	ELCHE2	220	1	Baja E/S Línea	25	710	590	2015	B						X	Conexión			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROJALES	ARNEVA	220	1	Nueva Línea	22	740	600	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROJALES	ARNEVA	220	2	Nueva Línea	22	740	600	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	RABASA (ALICANTE)	ALICANTE	220	1	Alta E/S Cable	5 (5)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	RABASA (ALICANTE)	220	1	Alta E/S Cable	5 (5)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	ALICANTE	220	1	Baja E/S Cable	7 (7)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ASSEGADOR	SANTA PAU	220	1	Nueva Línea-Cable	6 (0.1)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ASSEGADOR	SANTA PAU	220	2	Nueva Línea-Cable	6 (0.1)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALSADELLA	OROPESA	220	1	Alta E/S Línea	52	740	600	2016	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALSADELLA	BENADRESA	220	1	Alta E/S Línea	77	460	320	2016	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENADRESA	OROPESA	220	1	Baja E/S Línea	30	460	320	2016	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALSADELLA	BOVERAL	220	1	Nueva Línea-Cable	33 (0.1)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALSADELLA	BOVERAL	220	2	Nueva Línea-Cable	33 (0.1)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENICARLO	SALSADELLA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	26 (1.5)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENICARLO	BOVERAL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	30 (1.6)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALSADELLA	BOVERAL	220	2	Baja E/S Línea-Cable	33 (0.1)	500	500	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORRENTE	ALFAFAR	220	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (0.8)	590	446	2016	B						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALFAFAR	FUENTE SAN LUIS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (0.8)	590	446	2016	B						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	TORRENTE	220	1	Baja E/S Línea-Cable	10	662	446	2016	B						X	Conexión	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	PUZOL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	19 (0.1)	530	430	2016	B						X	Conexión	El tramo soterrado no debe disminuir la capacidad de la línea (cu 2500 mm2)	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PUZOL	MORVEDRE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (0.2)	530	430	2016	B						X	Conexión	El tramo soterrado no debe disminuir la capacidad de la línea (cu 2500 mm2)	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	MORVEDRE	220	1	Baja E/S Línea-Cable	27 (0.1)	530	430	2016	B						X	Conexión	El tramo soterrado no debe disminuir la capacidad de la línea (cu 2500 mm2)	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	UNIVERSIDAD	ALICANTE	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	570	500	2016	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	UNIVERSIDAD	JIJONA	220	1	Alta E/S Cable	18 (5.8)	570	500	2016	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALICANTE	JIJONA	220	1	Baja E/S Cable	21 (8.8)	570	500	2016	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN VICENTE	UNIVERSIDAD	220	1	Alta E/S Cable	6 (5.7)	570	500	2016	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	UNIVERSIDAD	ALICANTE	220	2	Alta E/S Cable	4 (4)	570	500	2016	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN VICENTE	ALICANTE	220	1	Baja E/S Cable	9 (8.8)	570	500	2016	A	X					X	Estructural	Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL SERRALLO	OROPESA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	26 (2.5)	460	320	2016	A	X					X	Estructural		2015	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL INGENIO	EL SERRALLO	220	2	Alta E/S Línea-Cable	6 (2.5)	460	320	2016	A	X					X	Estructural		2015	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL INGENIO	OROPESA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	23	460	320	2016	A	X					X	Estructural		2015	B1
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PLAYA DE TABERNES	GANDIA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	15 (0.1)	500	500	2016	A	X					X	Estructural		2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	PLAYA DE TABERNES	VILANOVA (VALENCIA)	220	1	Alta E/S Línea-Cable	31 (4.7)	500	500	2016	A	X					X	Estructural		2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VILANOVA (VALENCIA)	GANDIA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	41 (4.7)	500	500	2016	A	X					X	Estructural		2012	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL BROSQUIL	PLAYA DE TABERNES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (1.1)	500	500	2016	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENICULL	PLAYA DE TABERNES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	30 (11)	500	500	2016	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL BROSQUIL	BENICULL	220	1	Baja E/S Línea-Cable	14 (9.5)	500	500	2016	A	X					X	Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VIVEROS	AQUA	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	NOUMOLES	VIVEROS	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	NOUMOLES	AQUA	220	1	Baja E/S Cable	6 (6)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALL D'UXO	RAMBLETA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0.1)	500	387	2016	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAGUNTO	VALL D'UXO	220	2	Alta E/S Línea-Cable	21 (0.1)	500	387	2016	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAGUNTO	RAMBLETA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	22 (0.1)	500	367	2016	A	X					X	Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	NOUMOLES	AQUA	220	1	Alta E/S Cable	6 (6)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	NOUMOLES	PARQUE CENTRAL	220	1	Alta E/S Cable	1 (1)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	AQUA	PARQUE CENTRAL	220	1	Baja E/S Cable	7 (7)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MONTEBELLO	EL PLANET	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (3)	500	500	2016	B						X	Conexión			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL CANTALAR	EL PLANET	220	1	Alta E/S Línea-Cable	43 (4)	500	500	2016	B						X	Conexión			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL CANTALAR	MONTEBELLO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	43 (2)	500	360	2016	B						X	Conexión			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	JIJONA	400	1	Nueva Línea	35	1990	1820	2017	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	JIJONA	400	2	Nueva Línea	35	1990	1820	2017	A	X					X	Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	JIJONA	400	1	Nueva Línea	88	1990	1820	2017	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	JIJONA	400	2	Nueva Línea	88	1990	1820	2017	A	X					X	Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MORELLA	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	185	1990	1820	2017	A	X				X		Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	125	1990	1820	2017	A	X				X		Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	MORELLA	400	3	Baja E/S Línea	78	1990	1820	2017	A	X				X		Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	ARNEVA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (7)	500	500	2017	A	X					X	Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	ROJALES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	28 (7)	500	500	2017	A	X					X	Estructural			
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROJALES	ARNEVA	220	2	Baja E/S Línea	22	740	600	2017	A	X					X	Estructural			

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Murcia	Comunidad Valenciana	CAMPILLO	ROCAMORA	220	1	Nueva Línea	7	740	600	2018	A	X					X	Estructural	29% en Comunidad Valenciana (longitud total 24 km)		
Murcia	Comunidad Valenciana	CAMPILLO	ROCAMORA	220	2	Nueva Línea	7	740	600	2018	A	X					X	Estructural	29% en Comunidad Valenciana (longitud total 24 km)		
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MONTEBELLO	VERGEL	220	1	Nueva Línea-Cable	45 (13)	500	500	2019	A	X						Estructural		2015	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MONTEBELLO	VERGEL	220	2	Nueva Línea-Cable	45 (13)	500	500	2019	A	X						Estructural		2015	A
Comunidad Valenciana	Baleares	MORVEDRE	SANTA PONSÀ		1	Nuevo Cable c.c.	250	400 MW	400 MW	2012	A	X						Estructural	Enlace submarino bipolar (2x200 MW).	2010	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA
Castilla y León	Extremadura	ALDEADAVILA	ARAÑUELO	400	1	Repotenciación Línea	106	1650	1280	2011	A	X					Estructural	52% en Extremadura (longitud total 204 km)	2009	A
Castilla y León	Extremadura	HINOJOSA	ALMARAZ C.N.	400	1	Repotenciación Línea	107	1600	1280	2011	A	X					Estructural	60% en Extremadura (longitud total 179 km)	2010	A
Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	VALDECABALLEROS	400	1	Repotenciación Línea	102	1650	1280	2011	A	X					Estructural		2009	A
Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	VALDECABALLEROS	400	2	Repotenciación Línea	102	1650	1280	2011	A	X					Estructural		2009	A
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	1	Repotenciación Línea	41	1650	1280	2011	A	X			X		Estructural	24% en Extremadura (longitud total 169 km)	2011	B2
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	2	Repotenciación Línea	41	1650	1280	2011	A	X			X		Estructural	24% en Extremadura (longitud total 169 km)	2011	B2
Extremadura	Extremadura	ALVARADO	VAGUADAS	220	1	Alta cambio tensión Línea	19	310	260	2011	A	X				X	Estructural		2009	A
Extremadura	Extremadura	MERIDA	VAGUADAS	220	1	Alta cambio tensión Línea	59	310	250	2011	A	X				X	Estructural		2009	A
Extremadura	Extremadura	CACERES	JOSE MARIA DE ORIOL	220	1	Repotenciación Línea	66	400	320	2011	A	X	X				Estructural		2010	A
Extremadura	Extremadura	BROVALES	SAN SERVAN	400	1	Nueva Línea	75	1990	1820	2012	A	X			X		Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	SAN SERVAN	400	1	Nueva Línea	120	1990	1820	2012	A	X			X		Estructural		2011	A
Extremadura	Andalucía	BROVALES	GUILLENA	400	1	Nueva Línea	81	1900	1700	2012	A	X			X		Estructural	66% en Extremadura (longitud total 123 km)	2011	A
Extremadura	Extremadura	BROVALES	SAN SERVAN	400	2	Nueva Línea	75	1990	1820	2012	A	X			X		Estructural		2011	A
Extremadura	Andalucía	BROVALES	GUILLENA	400	2	Nueva Línea	81	1900	1700	2012	A	X			X		Estructural	66% en Extremadura (longitud total 123 km)	2011	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	SAN SERVAN	400	2	Nueva Línea	120	1990	1820	2012	A	X			X		Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	MERIDA	220	1	Nueva Línea	10	750	600	2012	A	X				X	Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	VAGUADAS	220	1	Alta E/S Línea	59	310	250	2012	A	X				X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Mérida 220 kV	2011	A
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	MERIDA	220	2	Alta E/S Línea	20	310	250	2012	A	X				X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Mérida 220 kV	2011	A
Extremadura	Extremadura	MERIDA	VAGUADAS	220	1	Baja E/S Línea	59	310	250	2012	A	X				X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Mérida 220 kV	2011	A
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	MERIDA	220	2	Repotenciación Línea	20	400	400	2012	A	X				X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de Mérida 220 kV	2011	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	TRUJILLO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	47 (0,2)	320	259	2012	A					X	Conexión		2010	A
Extremadura	Extremadura	TRUJILLO	MERIDA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	72 (0,2)	320	259	2012	A					X	Conexión		2010	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	MERIDA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	117	320	259	2012	A					X	Conexión		2010	A
Extremadura	Extremadura	BALBOA	BROVALES	220	1	Nueva Línea	1	750	600	2012	A	X					Estructural		2009	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	BELVIS DE MONROY	220	1	Alta E/S Línea	4	320	259	2012	A	X					Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	TRUJILLO	BELVIS DE MONROY	220	1	Alta E/S Línea	52 (0,2)	320	259	2012	A	X					Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	TRUJILLO	220	1	Baja E/S Línea	47 (0,2)	320	259	2012	A	X					Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ E.T.	BELVIS DE MONROY	220	1	Alta E/S Línea	4	400	320	2012	A	X					Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	BELVIS DE MONROY	220	2	Alta E/S Línea	4	400	320	2012	A	X					Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	ALMARAZ E.T.	220	1	Baja E/S Línea	4	400	320	2012	A	X					Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Extremadura	TALAVERA	BELVIS DE MONROY	220	1	Alta E/S Línea	84	662	402	2012	A	X					Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ E.T.	BELVIS DE MONROY	220	2	Alta E/S Línea	6	662	402	2012	A	X					Estructural		2011	A
Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ E.T.	TALAVERA	220	1	Baja E/S Línea	82	662	402	2012	A	X					Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Extremadura	EBORA	BELVIS DE MONROY	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	32 (1)	350	320	2012	A	X					Estructural	35% en Extremadura (longitud total 90 km)	2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ E.T.	EBORA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	28 (1)	350	320	2012	A	X						Estructural	33% en Extremadura (longitud total 86 km)	2011	A
Extremadura	Extremadura	BELVIS DE MONROY	ALMARAZ ARROCAMPO	220	1	Nueva Línea	4	800	710	2012	A	X						Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	PLASENCIA	T. GUIJO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	39 (1.8)	370	234	2013	A						X	Conexión		2009	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ E.T.	PLASENCIA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	51 (1.8)	370	234	2013	A						X	Conexión		2009	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ E.T.	T. GUIJO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	58	370	234	2013	A						X	Conexión		2009	A
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ E.T.	PLASENCIA	220	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	51 (1.8)	450	450	2013	A						X	Conexión		2010	A
Andalucía	Extremadura	GUILLENA B	MAIMONA	220	1	Alta E/S Línea	108	320	259	2013	B						X	Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	MERIDA	MAIMONA	220	1	Alta E/S Línea	46	320	259	2013	B						X	Conexión		2016-2020	R
Andalucía	Extremadura	GUILLENA B	MERIDA	220	1	Baja E/S Línea	154	320	259	2013	B						X	Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	CACERES	LOS ARENALES	220	1	Nueva Línea-Cable	16 (4)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	TRUJILLO	LOS ARENALES	220	1	Nueva Línea-Cable	58 (6.5)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2012	A
Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	LOS ARENALES	220	1	Nueva Línea	55	750	600	2014	A	X	X				X	Estructural		2011	A
Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	CACERES	220	1	Alta cambio topología Línea	68	400	320	2014	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV		
Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL	CACERES	220	1	Baja cambio topología Línea	68	400	320	2014	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV		
Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	220	1	Nueva Línea	0,1	750	600	2014	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV		
Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	220	2	Nueva Línea	0,1	750	600	2014	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV		
Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	PINOFRANQUEADO	400	1	Alta E/S Línea	102	1650	1280	2016	B					X	Conexión		2016-2020	R	
Castilla y León	Extremadura	ALDEADAVILA	PINOFRANQUEADO	400	1	Alta E/S Línea	119	1650	1280	2016	B					X	Conexión		2016-2020	R	
Castilla y León	Extremadura	ALDEADAVILA	ARAÑUELO	400	1	Baja E/S Línea	204	1650	1280	2016	B					X	Conexión		2016-2020	R	
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	CARMONITA	400	1	Alta E/S Línea	65	1990	1820	2016	B			X			Conexión	Anteriormente Alcuescal	2011	A	
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	CARMONITA	400	1	Alta E/S Línea	55	1990	1820	2016	B			X			Conexión	Anteriormente Alcuescal	2011	A	
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	SAN SERVAN	400	1	Baja E/S Línea	120	1990	1820	2016	B			X			Conexión	Anteriormente Alcuescal	2011	A	
Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	CAÑAVERAL	400	1	Alta E/S Línea	78	1650	1280	2016	B			X			Conexión		2011	A	
Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA DE ORIOL	CAÑAVERAL	400	1	Alta E/S Línea	43	1650	1280	2016	B			X			Conexión		2011	A	
Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	JOSE MARIA DE ORIOL	400	1	Baja E/S Línea	121	1650	1280	2016	B			X			Conexión		2011	A	
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	SAGRAJAS	400	1	Nueva Línea	42	1990	1820	2016	B	X		X			Estructural		2014	A	
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	SAGRAJAS	400	2	Nueva Línea	42	1990	1820	2016	B	X		X			Estructural		2014	A	
Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ C.N.	VILLAMEL	400	1	Repotenciación Línea	50	1650	1280	2018	A	X			X		Estructural	38% en Extremadura (longitud total 131 km)	2016-2020	R	
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	26	1650	1280	2018	A	X			X		Estructural	12% en Extremadura (longitud total 217 km)	2016-2020	R	
Extremadura	Extremadura	CAMPOMAYOR	VAGUADAS	220	1	Nueva Línea-Cable	20 (0.3)	500	500	2018	B						X	Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	CAMPOMAYOR	VAGUADAS	220	2	Nueva Línea-Cable	20 (0.3)	500	500	2018	B						X	Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	ALBURQUERQUE	CAMPOMAYOR	220	1	Nueva Línea	26	750	600	2018	B						X	Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	ALBURQUERQUE	CAMPOMAYOR	220	2	Nueva Línea	26	750	600	2018	B						X	Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	CAMPOMAYOR	SAGRAJAS	220	1	Nueva Línea	10	750	600	2018	A	X					X	Estructural		2014	A
Extremadura	Extremadura	CAMPOMAYOR	SAGRAJAS	220	2	Nueva Línea	10	750	600	2018	A	X					X	Estructural		2014	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	ALANGE	400	1	Alta E/S Línea	123	1630	1280	2019	B				X			Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	ALANGE	BIENVENIDA	400	1	Alta E/S Línea	62	1630	1280	2019	B				X			Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	BIENVENIDA	400	1	Baja E/S Línea	181	1630	1280	2019	B				X			Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Galicia	Galicia	CARTELLE	SILLEDA	400	1	Alta E/S Línea	53	1580	1390	2011	A			X		X		Conexión		2011	A
Galicia	Galicia	SILLEDA	PUNTES GARCIA RODRIGUEZ	400	1	Alta E/S Línea	122	1580	1390	2011	A			X		X		Conexión		2011	A
Galicia	Galicia	CARTELLE	PUNTES GARCIA RODRIGUEZ	400	1	Baja E/S Línea	175	1580	1390	2011	A			X		X		Conexión		2011	A
Galicia	Galicia	PORTO DE MOUROS	SAN CAYETANO	220	1	Nueva Línea-Cable	30 (3)	305	305	2011	A	X						Estructural		2008	A
Galicia	Galicia	PORTO DE MOUROS	TIBO	220	1	Repotenciación Línea	48	400	350	2011	A	X						Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	EIRIS	PUERTO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (4)	305	270	2011	A						X	Conexión		2009	A
Galicia	Galicia	EIRIS	MESON DO VENTO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	21 (4)	305	270	2011	A						X	Conexión		2009	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	PUERTO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	26	305	270	2011	A						X	Conexión		2009	A
Galicia	Galicia	CASTRELO	AMOEIRO	220	1	Alta E/S Línea	26	320	230	2011	A			X				Conexión		2011	A
Galicia	Galicia	CHANTADA	AMOEIRO	220	1	Alta E/S Línea	29	320	230	2011	A			X				Conexión		2011	A
Galicia	Galicia	CHANTADA	CASTRELO	220	1	Baja E/S Línea	55	320	230	2011	A			X				Conexión		2011	A
Castilla y León	Galicia	APARECIDA	TRIVES	400	1	Nueva Línea	34	1990	1820	2012	A	X				X		Estructural	56% en Galicia (longitud total 60 km)	2011	A
Galicia	Galicia	ALCOA (fábrica)	XOVE	400	1	Alta E/S Línea	1	1310	1100	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	BOIMENTE	XOVE	400	1	Alta E/S Línea	18	1310	1100	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	PUNTES GARCIA RODRIGUEZ	XOVE	400	2	Alta E/S Línea	50	1310	1100	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	ALCOA (fábrica)	XOVE	400	2	Alta E/S Línea	1	1310	1100	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	ALCOA (fábrica)	PUNTES GARCIA RODRIGUEZ	400	2	Baja E/S Línea	50	1310	1100	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	ALCOA (fábrica)	BOIMENTE	400	1	Baja E/S Línea	18	1310	1100	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	PUENTE BIBEY	TRIVES	220	2	Nueva Línea	8	750	600	2012	A	X				X		Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	CONSO	PUENTE BIBEY	220	2	Nueva Línea	28	750	600	2012	A	X				X		Estructural		2011	A
Galicia	Castilla y León	CONSO	VALPARAISO	220	2	Nueva Línea	35	750	600	2012	A	X				X		Estructural	38% en Galicia (longitud total 92 km)	2011	A
Galicia	Galicia	CONSO	PUENTE BIBEY	220	1	Baja Línea	28	470	410	2012	A	X				X		Estructural		2011	A
Castilla y León	Galicia	APARECIDA	CONSO	220	1	Baja Línea	35	580	410	2012	A	X				X		Estructural	47% en Galicia (longitud total 75 km)	2011	A
Galicia	Galicia	PUENTE BIBEY	TRIVES	220	1	Baja Línea	8	580	410	2012	A	X				X		Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	ATIOS	MONTOUTO	220	1	Nueva Línea	28	440	440	2012	A	X					X	Estructural		2010	A
Galicia	Galicia	VIMIANZO	REGOELLE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	14 (0,2)	350	330	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	MAZARICOS	REGOELLE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (0,2)	350	330	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	VIMIANZO	MAZARICOS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	24	350	330	2012	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	DUMBRIA	REGOELLE	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	1 (0,2)	320	270	2012	A	X				X		Estructural	No transporte	2011	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	REGOELLE	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	62 (0,2)	320	270	2012	A	X				X		Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	DUMBRIA	MESON DO VENTO	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	64	320	270	2012	A	X				X		Estructural		2011	A
Galicia	Galicia	TAMBRE II	LOUSAME	220	1	Alta E/S Línea	1	330	260	2012	A	X			X			Estructural		2010	A
Galicia	Galicia	SANTIAGO DE COMPOSTELA	LOUSAME	220	1	Alta E/S Línea	26	330	260	2012	A	X			X			Estructural		2010	A
Galicia	Galicia	SANTIAGO DE COMPOSTELA	TAMBRE II	220	1	Baja E/S Línea	27	330	260	2012	A	X			X			Estructural		2010	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	REGOELLE	220	1	Repotenciación Línea	62	730	610	2012	A					X		Conexión	Actuación singular con cambio de conductor.	2011	A
Galicia	Galicia	BELESAR	MESON DO VENTO	220	1	Repotenciación Línea	88	410	340	2012	A	X			X			Estructural	DDR.P/09/2439	2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Galicia	Galicia	CARTELLE	VELLE	220	1	Repotenciación Línea	19	410	340	2012	A	X			X			Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	VIMIANZO	REGOELLE	220	1	Repotenciación Línea	14 (0.2)	640	510	2012	A	X				X		Estructural			
Galicia	Galicia	MAZARICOS	REGOELLE	220	1	Repotenciación Línea	10 (0.2)	640	510	2012	A	X				X		Estructural			
Galicia	Castilla y León	LUDRIO	MONTEARENAS	400	1	Alta E/S Línea	113	1000	900	2013	A					X	X	Conexión		2012	B2
Galicia	Galicia	LUDRIO	CANDEDO	400	1	Alta E/S Línea	43	1000	900	2013	A					X	X	Conexión	E/S de Ludrio en la línea desde PGR o Candedo dependiendo de su PES	2012	B2
Castilla y León	Galicia	MONTEARENAS	CANDEDO	400	1	Baja E/S Línea	150	1307	899	2013	A					X	X	Conexión		2012	B2
Galicia	Galicia	CANDEDO	XOVE	400	1	Alta E/S Línea	50	1310	1100	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ	CANDEDO	400	1	Alta E/S Línea	1	1310	1100	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ	XOVE	400	2	Baja E/S Línea	50	1310	1100	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	CANDEDO	400	1	Alta E/S Línea	52	1260	1100	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ	CANDEDO	400	2	Alta E/S Línea	1	1307	1100	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ	400	1	Baja E/S Línea	52	1260	1100	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	SILLEDA	CANDEDO	400	1	Alta E/S Línea	122	1580	1390	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ	CANDEDO	400	3	Alta E/S Línea	1	1640	1390	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	SILLEDA	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ	400	1	Baja E/S Línea	122	1580	1390	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Castilla y León	Galicia	COMPOSTILLA	CANDEDO	400	1	Alta cambio topología Línea	150	1310	900	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Castilla y León	Galicia	COMPOSTILLA	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ	400	1	Baja cambio topología Línea	150	1310	900	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Castilla y León	Galicia	MONTEARENAS	CANDEDO	400	1	Alta cambio topología Línea	150	1307	899	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Castilla y León	Galicia	MONTEARENAS	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ	400	1	Baja cambio topología Línea	150	1000	900	2013	A	X			X		X	Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	PAZOS DE BORBEN	TOMEZA	220	1	Repotenciación Línea	16 (0.2)	450	350	2013	A	X						Estructural	Difícil viabilidad	2012	A
Galicia	Galicia	TIBO	TOMEZA	220	1	Repotenciación Línea	24 (0.2)	450	350	2013	A	X				X	X	Estructural	Difícil viabilidad	2012	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	PORTO DE MOUROS	220	1	Repotenciación Línea	43	410	360	2013	A	X						Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	SAN ESTEBAN	TRIVES	220	1	Repotenciación Línea	34	410	340	2013	A				X			Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	PARQUE EOLICO DO SIL	TRIVES	220	1	Repotenciación Línea	31	410	340	2013	A				X			Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	SAN ESTEBAN	SAN PEDRO	220	1	Repotenciación Línea	9	460	320	2013	A	X						Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	SABON	220	1	Repotenciación Línea	25	410	370	2013	A	X			X			Estructural		2012	A
Galicia	Galicia	LOURIZAN	TOMEZA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (0.2)	320	240	2013	A				X		X	Conexión		2008	A
Galicia	Galicia	TIBO	TOMEZA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	24 (0.2)	320	240	2013	A				X		X	Conexión		2008	A
Galicia	Galicia	LOURIZAN	TIBO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	32	320	240	2013	A				X		X	Conexión		2008	A
Galicia	Galicia	PAZOS DE BORBEN	TOMEZA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	16 (0.2)	320	240	2013	A				X		X	Conexión	DDR.P/08/1547	2009	A
Galicia	Galicia	LOURIZAN	TOMEZA	220	2	Alta E/S Línea-Cable	9 (0.2)	320	240	2013	A				X		X	Conexión	DDR.P/08/1547	2009	A
Galicia	Galicia	LOURIZAN	PAZOS DE BORBEN	220	1	Baja E/S Línea-Cable	25	320	240	2013	A				X		X	Conexión	DDR.P/08/1547	2009	A
Galicia	Galicia	TIBO	LOUSAME	220	1	Nueva Línea	43	710	600	2013	A	X				X		Estructural		2010	A
Galicia	Galicia	TIBO	LOUSAME	220	2	Nueva Línea	43	710	600	2013	A	X				X		Estructural			A
Galicia	Galicia	MAZARICOS	LOUSAME	220	1	Nueva Línea	19	710	600	2013	A	X				X		Estructural		2010	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Galicia	Galicia	MAZARICOS	LOUSAME	220	2	Nueva Línea	19	710	600	2013	A	X				X		Estructural			A
Galicia	Galicia	CAMBADOS	TIBO	220	1	Nueva Línea-Cable	16 (4.4)	305	305	2013	A						X	Conexión		2013	B1
Galicia	Galicia	CAMBADOS	TIBO	220	2	Nueva Línea-Cable	16 (4.4)	305	305	2013	A						X	Conexión		2013	B1
Galicia	Galicia	SANTIAGO DE COMPOSTELA	LOUSAME	220	1	Repotenciación Línea	26 (0.2)	420	360	2013	A	X				X		Estructural	Difícil viabilidad		
Galicia	Asturias	BOIMENTE	PESOS	400	1	Nueva Línea	62	1990	1820	2014	A	X				X	X	Estructural	82% en Galicia (longitud total 76 km)	2011	A
Galicia	Asturias	BOIMENTE	PESOS	400	2	Nueva Línea	62	1990	1820	2014	A	X				X	X	Estructural	82% en Galicia (longitud total 76 km)	2011	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	BOBORAS	400	1	Alta E/S Línea	87	1580	1390	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	CARTELLE	BOBORAS	400	1	Alta E/S Línea	23	1580	1390	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	CARTELLE	MESON DO VENTO	400	2	Baja E/S Línea	110	1580	1390	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	O COVELO	BOBORAS	400	1	Nueva Línea	32	1990	1820	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	O COVELO	BOBORAS	400	2	Nueva Línea	32	1990	1820	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	Portugal	O COVELO	FRONTERA PORTUGUESA	400	1	Nueva Línea	18	1990	1820	2014	A	X	X					Estructural	27% en Galicia (longitud total 68 km)	2014	A
Galicia	Galicia	LARACHA	MESON DO VENTO	220	1	Alta E/S Línea	20	689	458	2014	A						X	Conexión		2011	A
Galicia	Galicia	LARACHA	VIMIANZO	220	1	Alta E/S Línea	50	689	458	2014	A						X	Conexión		2011	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	VIMIANZO	220	1	Baja E/S Línea	63	689	458	2014	A						X	Conexión		2011	A
Galicia	Galicia	CASTRELO	PAZOS DE BORBEN	220	1	Repotenciación Línea	70	410	340	2014	A	X						Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	SAN PEDRO	VELLE	220	1	Repotenciación Línea	16	330	330	2014	A	X						Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	BELESAR	CHANTADA	220	1	Repotenciación Línea	6	320	320	2014	A	X						Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	PAZOS DE BORBEN	O COVELO	220	1	Alta E/S Línea	23	690	490	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	SUIDO	O COVELO	220	1	Alta E/S Línea	6	690	490	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	PAZOS DE BORBEN	SUIDO	220	1	Baja E/S Línea	27	690	490	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	CANDEDO	NARAÍO	400	1	Nueva Línea	21	1990	1820	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Galicia	Galicia	CANDEDO	NARAÍO	400	2	Nueva Línea	21	1990	1820	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Galicia	Castilla y León	LUDRIO	MONTEARENAS	400	1	Repotenciación Línea	60	1307	900	2015	A	X						Estructural	53% en Galicia (longitud total 113 km)	2014	A
Galicia	Galicia	LUDRIO	CANDEDO	400	1	Repotenciación Línea	43	1307	900	2015	A	X						Estructural		2014	A
Galicia	Galicia	PAZOS DE BORBEN	O COVELO	220	1	Nueva Línea	23	690	490	2015	A	X	X					Estructural	Utiliza parte un circuito existente	2014	A
Galicia	Galicia	PUERTO	VENTORRILLO	220	1	Alta E/S Cable	4	266	266	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Galicia	Galicia	LA GRELA 2	VENTORRILLO	220	1	Alta E/S Cable	4	266	266	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Galicia	Galicia	LA GRELA 2	PUERTO	220	1	Baja E/S Cable	4	266	266	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Galicia	Galicia	SABON	VENTORRILLO	220	1	Nueva Línea-Cable	10 (2)	500	500	2015	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Galicia	Galicia	SENDERIZ	CARTELLE	400	1	Alta E/S Línea	34	1330	1040	2016	B				X			Conexión			
Galicia	Portugal	SENDERIZ	LINDOSO	400	1	Alta E/S Línea	15	1330	1040	2016	B					X		Conexión			
Galicia	Portugal	CARTELLE	LINDOSO	400	1	Baja E/S Línea	48	1330	1040	2016	B					X		Conexión			
Galicia	Galicia	ATIOS	PAZOS DE BORBEN	220	2	Nueva Línea-Cable	32 (5)	609	600	2016	A	X					X	Estructural		2013	A
Galicia	Galicia	PAZOS DE BORBEN	BALÁIDOS	220	1	Alta E/S Cable	19 (3)	609	600	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Galicia	Galicia	ATIOS	BALÁIDOS	220	1	Alta E/S Cable	15 (3)	609	600	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Galicia	Galicia	ATIOS	PAZOS DE BORBEN	220	2	Baja E/S Cable	32 (5)	609	600	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	SAN MARCOS	400	1	Alta E/S Línea	21	1260	1100	2017	A	X					X	Estructural			
Galicia	Galicia	SAN MARCOS	CANDEDO	400	2	Alta E/S Línea	52	1260	1100	2017	A	X					X	Estructural			
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	CANDEDO	400	1	Baja E/S Línea	52	1260	1100	2017	A	X					X	Estructural			
Galicia	Galicia	EIRIS	SAN MARCOS	220	1	Nuevo Cable	5	500	500	2017	A	X					X	Estructural	2016_2020	R	
Galicia	Galicia	EIRIS	SAN MARCOS	220	2	Nuevo Cable	5	500	500	2017	A	X					X	Estructural			
Galicia	Galicia	CARTELLE	MONTEDEERRAMO	400	1	Alta E/S Línea	45	1660	1390	2018	B				X			Conexión	2015	B2	
Galicia	Galicia	TRIVES	MONTEDEERRAMO	400	1	Alta E/S Línea	23	1660	1390	2018	B				X			Conexión	2015	B2	
Galicia	Galicia	CARTELLE	TRIVES	400	2	Baja E/S Línea	66	1660	1390	2018	B				X			Conexión	2015	B2	

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
País Vasco	La Rioja	LAGUARDIA	HARO	220	1	Repotenciación Línea	19 (2)	410	340	2011	A	X				X	X	Estructural	56% en La Rioja (longitud total 33 km)	2013	A
Castilla y León	La Rioja	MIRANDA	HARO	220	1	Repotenciación Línea	9 (2)	410	340	2011	A	X				X	X	Estructural	39% en La Rioja (longitud total 23 km)	2013	A
Castilla y León	La Rioja	MIRANDA	HARO	220	1	Alta E/S Línea	23 (2)	390	270	2011	A						X	Conexión		2009	A
País Vasco	La Rioja	LAGUARDIA	HARO	220	1	Alta E/S Línea	33 (2)	390	270	2011	A						X	Conexión		2009	A
País Vasco	Castilla y León	LAGUARDIA	MIRANDA	220	1	Baja E/S Línea	36	390	270	2011	A						X	Conexión		2009	A
La Rioja	La Rioja	SANTA ENGRACIA	EL SEQUERO	220	1	Nueva Línea	8	750	600	2012	A	X				X	X	Estructural		2009	A
La Rioja	La Rioja	SANTA ENGRACIA	EL SEQUERO	220	2	Nueva Línea	8	750	600	2012	A	X				X	X	Estructural		2009	A
La Rioja	La Rioja	LOGROÑO	EL SEQUERO	220	1	Repotenciación Línea	28	410	340	2013	A	X				X	X	Estructural		2009	A
La Rioja	La Rioja	QUEL	EL SEQUERO	220	1	Repotenciación Línea	29	430	360	2013	A	X				X	X	Estructural		2009	A
Navarra	La Rioja	LA SERNA	QUEL	220	1	Repotenciación Línea	26	430	360	2013	A	X				X	X	Estructural	70% en La Rioja (longitud total 37 km)	2009	A
La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	1	Nueva Línea	57	750	600	2013	A	X			X	X	X	Estructural	85% en La Rioja (longitud total 67 km)	2011	A
La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	2	Nueva Línea	57	750	600	2013	A	X			X	X	X	Estructural	85% en La Rioja (longitud total 67 km)	2011	A
La Rioja	Castilla y León	HARO	ALCOCERO DE MOLA	220	1	Nueva Línea	23	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural	50% en La Rioja (longitud total 46 km)	2013	A
La Rioja	Castilla y León	HARO	ALCOCERO DE MOLA	220	2	Nueva Línea	23	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural	50% en La Rioja (longitud total 46 km)	2013	A
La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	220	1	Alta cambio topología Línea	57	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural	55% en La Rioja (longitud total 104 km)	2016	A
La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	2	Baja cambio topología Línea	57	750	600	2014	A	X				X	X	Estructural	85% en La Rioja (longitud total 67 km)	2016	A
La Rioja	La Rioja	LOGROÑO	PALETONES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	4 (0.5)	410	340	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
La Rioja	La Rioja	PALETONES	EL SEQUERO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	25 (0.5)	410	340	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
La Rioja	La Rioja	LOGROÑO	EL SEQUERO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	28	410	340	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Navarra	La Rioja	DICASTILLO	EL SEQUERO	220	1	Nueva Línea	15	750	600	2017	A	X						Estructural	38% en La Rioja (longitud total 40 km)		
Navarra	La Rioja	DICASTILLO	EL SEQUERO	220	2	Nueva Línea	15	750	600	2017	A	X						Estructural	38% en La Rioja (longitud total 40 km)		

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	1	Repotenciación Línea	28	1650	1280	2011	A	X				X		Estructural	17% en Madrid (longitud total 169 km)	2011	B2
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	2	Repotenciación Línea	28	1650	1280	2011	A	X				X		Estructural	17% en Madrid (longitud total 169 km)	2011	B2
Madrid	Madrid	EL PILAR	FUENCARRAL	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	470	470	2011	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	EL PILAR	FUENCARRAL	220	2	Nuevo Cable	7 (7)	470	470	2011	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	PASO CABLE EN HORTALEZA-SS.REYES 220	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Repotenciación Línea	14 (5.2)	600	470	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	AENA	PASO CABLE EN HORTALEZA-AENA 220	220	1	Repotenciación Línea	7 (5.2)	380	380	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	C.FREGACEDOS	MORALEJA	220	1	Repotenciación Línea	6 (0.8)	470	400	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	C.FREGACEDOS	T. LA FORTUNA 1	220	1	Repotenciación Línea	5 (3)	360	360	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	MORALEJA	T. LA FORTUNA 2	220	2	Repotenciación Línea	11 (3)	360	360	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	CIUDAD DEPORTIVA	EL PILAR	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	470	470	2011	A						X	Conexión		2008	B1
Madrid	Madrid	CIUDAD DEPORTIVA	FUENCARRAL	220	1	Alta E/S Cable	5 (5)	470	470	2011	A						X	Conexión		2008	B1
Madrid	Madrid	EL PILAR	FUENCARRAL	220	1	Baja E/S Cable	7 (7)	470	470	2011	A						X	Conexión		2008	B1
Madrid	Madrid	LA CEREAL	TRES CANTOS	220	1	Nueva Línea-Cable	5 (4)	450	450	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	LA CEREAL	TRES CANTOS	220	2	Nueva Línea-Cable	5 (4.9)	450	450	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	LEGANES	T. LEGANES	220	1	Repotenciación Línea	0.10	410	320	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	T. LEGANES	VILLAVERDE	220	1	Repotenciación Línea	12 (4)	410	320	2011	A	X					X	Estructural		2008	A
Madrid	Madrid	ESTACION TERMINAL CERRO DE LA PLATA 2	VILLAVERDE	220	1	Repotenciación Línea	4	600	470	2011	A	X						Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	AENA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	7	350	280	2011	A	X						Estructural	Intercambia la posición con transformador 400/220 kV		
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	AENA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (0.5)	350	280	2011	A	X						Estructural	Intercambia la posición con transformador 400/220 kV		
Castilla y León	Madrid	TORDESILLAS	LA CEREAL	400	1	Nueva Línea	54	1990	1820	2012	A	X		X		X		Estructural	30% en Madrid (longitud total 180 km)	2012	A
Madrid	Castilla y León	GALAPAGAR	SEGOVIA	400	1	Nueva Línea	19	1990	1820	2012	A	X		X		X		Estructural	40% en Madrid (longitud total 47 km)	2012	A
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO	VILLAVICIOSA DE ODON	400	1	Alta E/S Línea	27	1270	780	2012	A	X		X				Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	MORATA	TORREJON DE VELASCO	400	1	Alta E/S Línea	33	1270	780	2012	A	X		X				Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	MORATA	VILLAVICIOSA DE ODON	400	1	Baja E/S Línea	59	1270	780	2012	A	X		X				Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	ALCOBENDAS	T. TRES CANTOS 1	220	1	Alta E/S Cable	2 (1)	450	450	2012	A	X					X	Estructural		2009	A
Madrid	Madrid	ALCOBENDAS	FUENCARRAL	220	1	Alta E/S Cable	9 (1.5)	450	450	2012	A	X					X	Estructural		2009	A
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	T. TRES CANTOS 1	220	1	Baja E/S Cable	9 (0.5)	556	446	2012	A	X					X	Estructural		2009	A
Madrid	Madrid	BOADILLA	VILLAVICIOSA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (1)	380	280	2012	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LUCERO	VILLAVICIOSA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	5 (0.5)	380	280	2012	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LUCERO	BOADILLA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	12 (1.5)	380	280	2012	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	MAJADAHONDA	MIRASIERRA	220	1	Alta cambio topología Cable	24 (1)	440	360	2012	A	X						Estructural		2008	A
Madrid	Madrid	GALAPAGAR	V. BATÁN	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	37 (0.5)	480	280	2012	A	X					X	Estructural		2008	A
Madrid	Madrid	MIRASIERRA	V. BATÁN	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	34 (0.5)	480	280	2012	A	X					X	Estructural		2008	A
Madrid	Madrid	MAJADAHONDA	GALAPAGAR	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	24 (0.5)	440	300	2012	A	X					X	Estructural			

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	PARLA	TORREJON DE VELASCO B	220	1	Alta E/S Línea-Cable	11 (0.5)	350	320	2012	A						X	Conexión	Parla está puesta en servicio con una conexión provisional. Esta es la definitiva	2007	A
Madrid	Madrid	PARLA	VILLVERDE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	18 (1)	350	320	2012	A						X	Conexión	Parla está puesta en servicio con una conexión provisional. Esta es la definitiva	2007	A
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO B	VILLVERDE	220	2	Baja E/S Línea-Cable	22 (0.5)	350	320	2012	A						X	Conexión	Parla está puesta en servicio con una conexión provisional. Esta es la definitiva	2007	A
Madrid	Madrid	ESTACION TERMINAL CERRO DE LA PLATA 1	VILLVERDE	220	1	Repotenciación Línea	4 (0.5)	500	500	2012	A	X			X			Estructural		2012	A
Madrid	Madrid	CANILLEJAS	COSLADA	220	1	Repotenciación Línea	5 (2)	580	580	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Madrid	Madrid	CANILLEJAS	COSLADA	220	2	Repotenciación Línea	5 (2)	580	580	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	VILLAVICIOSA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (3)	380	280	2012	A						X	Conexión		2010	B2
Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	T. RETAMAR	220	1	Alta E/S Línea-Cable	13 (1.7)	380	280	2012	A						X	Conexión		2010	B2
Madrid	Madrid	T. RETAMAR	VILLAVICIOSA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	19 (4)	380	280	2012	A						X	Conexión		2010	B2
Madrid	Madrid	CUEVAS DE ALMANZORA	HORTALEZA	220	1	Nuevo Cable	1 (1)	450	450	2012	A	X						Estructural	De C. Almanzora parte un nuevo doble circuito siendo C. Almanzora-Hortaleza uno de los dos circuitos	2011	A
Madrid	Madrid	CUEVAS DE ALMANZORA	AZCA	220	1	Alta cambio topología Cable	6 (6)	450	450	2012	A	X						Estructural	De C. Almanzora parte un nuevo doble circuito siendo el primer tramo de C. Almanzora-Azca uno de los dos circuitos	2011	A
Madrid	Madrid	HORTALEZA	AZCA	220	1	Baja cambio topología Cable	5.2 (5.2)	534	534	2012	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	AENA	CUEVAS DE ALMANZORA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (5.5)	380	380	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	AENA	PASO CABLE EN HORTALEZA-AENA 220	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	7 (5.1)	380	380	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	HORTALEZA	PASO CABLE EN HORTALEZA-AENA 220	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1.3 (1.3)	240	240	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	CUEVAS DE ALMANZORA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	14 (5.2)	450	450	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	HORTALEZA	PASO CABLE EN HORTALEZA-SS.REYES 220	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1.3 (1.3)	240	240	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	PASO CABLE EN HORTALEZA-SS.REYES 220	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (5.2)	600	470	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	PRADOLONGO	VILLVERDE	220	1	Alta E/S Cable	10 (10)	450	450	2012	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	ARGANZUELA	PRADOLONGO	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2012	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	ARGANZUELA	VILLVERDE	220	1	Baja E/S Cable	12 (12)	510	510	2012	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	PARQUE INGENIEROS	PRADOLONGO	220	1	Alta E/S Cable	3 (3)	450	450	2012	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	PARQUE INGENIEROS	VILLVERDE	220	2	Alta E/S Cable	7 (7)	450	450	2012	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	PRADOLONGO	VILLVERDE	220	1	Baja E/S Cable	10 (10)	450	450	2012	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	PARQUE INGENIEROS	VILLVERDE B	220	1	Alta cambio topología Cable	6 (6)	450	450	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	PARQUE INGENIEROS	VILLVERDE B	220	2	Alta cambio topología Cable	7 (7)	450	450	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	PARQUE INGENIEROS	VILLVERDE	220	1	Baja cambio topología Cable	6 (6)	450	450	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	PARQUE INGENIEROS	VILLVERDE	220	2	Baja cambio topología Cable	7 (7)	450	450	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	T. LEGANES	VILLVERDE B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (4)	410	320	2012	A	X						Estructural		2011	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	T. LEGANES	VILLAVERDE	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	12 (4)	410	320	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	MORATA	VILLAVERDE B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	24 (1)	450	369	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	MORATA	VILLAVERDE	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	24 (0.5)	543	369	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	LA TORRECILLA	VILLAVERDE B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	8 (0.5)	305	305	2012	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LA TORRECILLA	VILLAVERDE	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	8	305	305	2012	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	T. VICALVARO	VILLAVERDE B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	16 (0.5)	450	450	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	T. VICALVARO	VILLAVERDE	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	16	662	446	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO A	PINTO AYUDEN	220	1	Alta E/S Línea	9 (0.5)	470	320	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	AÑOVER	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Alta E/S Línea	29	470	320	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	AÑOVER	PINTO AYUDEN	220	1	Baja E/S Línea	37 (0.5)	470	320	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	TALAVERA	TORREJON DE VELASCO B	220	1	Alta E/S Línea	109	662	421	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO B	VILLAVERDE	220	1	Alta E/S Línea	20	662	421	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	TALAVERA	VILLAVERDE	220	1	Baja E/S Línea	129 (0.5)	662	421	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	TORRIJOS	TORREJON DE VELASCO B	220	1	Alta E/S Línea	57	350	320	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO B	VILLAVERDE	220	2	Alta E/S Línea	22 (0.5)	350	320	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	TORRIJOS	VILLAVERDE	220	1	Baja E/S Línea	76 (0.5)	350	421	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	LOS PRADILLOS	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Alta E/S Línea	10 (0.5)	545	446	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	PINTO	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Alta E/S Línea	8	662	446	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Castilla-La Mancha	Madrid	LOS PRADILLOS	PINTO	220	1	Baja E/S Línea	17 (0.5)	545	446	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO A	TORREJON DE VELASCO B	220	1	Nueva Línea	0			2012	A	X					X	Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2011	A
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO A	TORREJON DE VELASCO B	220	2	Nueva Línea	0			2012	A	X					X	Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2011	A
Madrid	Madrid	AGUACATE	PARQUE INGENIEROS	220	1	Alta E/S Cable	5.2 (5)	450	450	2012	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	PARQUE INGENIEROS	VILLAVERDE	220	1	Alta E/S Cable	6.2 (6)	450	450	2012	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	AGUACATE	VILLAVERDE	220	1	Baja E/S Cable	10.4 (10.4)	470	470	2012	A						X	Conexión		2008	A
Castilla-La Mancha	Madrid	LOS PRADILLOS	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Repotenciación Línea	10 (0.5)	750	560	2012	A	X				X		Estructural	80% en Madrid (longitud total 10 km)	2011	A
Madrid	Madrid	VILLAVERDE	VILLAVERDE B	220	1	Nueva Línea	0			2012	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2011	A
Madrid	Madrid	VILLAVERDE	VILLAVERDE B	220	2	Nueva Línea	0			2012	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2011	A
Madrid	Madrid	AENA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Repotenciación Línea	7 (0.1)	540	540	2012	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	AENA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	2	Repotenciación Línea	8 (1)	575	575	2012	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	ALCOBENDAS	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	3 (1.5)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	TRES CANTOS	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	6 (1)	662	446	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	T. TRES CANTOS 1	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1 (0.5)	662	446	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	T. TRES CANTOS 1	TRES CANTOS	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	5 (0.5)	662	446	2013	A	X					X	Estructural		2010	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	ALCOBENDAS	T. TRES CANTOS 1	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	2 (1)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	11 (1)	556	446	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	TRES CANTOS	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	6 (1)	662	446	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	T. TRES CANTOS 2	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	9 (0.5)	556	446	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	T. TRES CANTOS 2	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1 (0.5)	662	446	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	T. TRES CANTOS 2	TRES CANTOS	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	5 (0.5)	662	446	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Madrid	Madrid	CANILLEJAS	SIMANCAS	220	2	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2013	A	X					X	Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES B	TRES CANTOS	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	6 (1)	662	446	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES B	TRES CANTOS	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	6 (1)	662	446	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	TRES CANTOS	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	6 (1)	662	446	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	TRES CANTOS	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	6 (1)	662	446	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	DAGANZO	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (3)	520	520	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	DAGANZO	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	12 (3)	520	520	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	ALCOBENDAS	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	3.4 (1.5)	450	450	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	ALCOBENDAS	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	3.4 (1.5)	450	450	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	ARDOZ	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	32 (4.5)	556	446	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	ARDOZ	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	26 (10.2)	585	490	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	11 (1)	556	446	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	ARROYO DE LA VEGA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES B	220	1	Alta cambio topología Línea	4	730	570	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	ARROYO DE LA VEGA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio topología Línea	4	730	570	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	COSLADA	LOECHES	220	1	Repotenciación Línea-Cable	15 (4)	580	580	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	COSLADA	LOECHES	220	2	Repotenciación Línea-Cable	15 (4)	580	580	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	CIUDAD DE LA IMAGEN	V. BATÁN	220	1	Alta E/S Cable	3 (2)	450	367	2013	B						X	Conexión	Será Ventas en lugar de V.Batán según haya finalizado o no el blindaje de la SE	2016-2020	R
Madrid	Madrid	ARAVACA	CIUDAD DE LA IMAGEN	220	1	Alta E/S Cable	9 (6)	450	367	2013	B						X	Conexión	Será Ventas en lugar de V.Batán según haya finalizado o no el blindaje de la SE	2016-2020	R
Madrid	Madrid	ARAVACA	V. BATÁN	220	1	Baja E/S Cable	10 (4)	450	367	2013	B						X	Conexión	Será Ventas en lugar de V.Batán según haya finalizado o no el blindaje de la SE	2016-2020	R
Madrid	Madrid	ARROYO DE LAS MONJAS	ANCHUELO	220	1	Nueva Línea-Cable	12 (6)	600	600	2013	A	X					X	Estructural	El cable es de Cu 2500	2013	A
Madrid	Madrid	ARROYO DE LAS MONJAS	ANCHUELO	220	2	Nueva Línea-Cable	12 (6)	600	600	2013	A	X					X	Estructural	El cable es de Cu 2500	2013	A
Madrid	Madrid	MAJADAHONDA	VALLE DEL ARCIPRESTE	220	1	Alta E/S Cable	4 (0.3)	340	220	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	MIRASIERRA	VALLE DEL ARCIPRESTE	220	1	Alta E/S Cable	24 (5)	340	220	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	MAJADAHONDA	MIRASIERRA	220	1	Baja E/S Cable	29 (5.2)	340	220	2013	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	ALCALA II	ARROYO DE LAS MONJAS	220	1	Alta E/S Cable	5 (5)	600	600	2013	A						X	Conexión	El cable es de Cu 2500	2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.	
Madrid	Madrid	ALCALA II	ANCHUELO	220	1	Alta E/S Cable	7 (1)	600	600	2013	A						X	Conexión	El cable es de Cu 2500	2016-2020	R	
Madrid	Madrid	ARROYO DE LAS MONJAS	ANCHUELO	220	1	Baja E/S Cable	12 (6)	600	600	2013	A						X	Conexión	El cable es de Cu 2500	2016-2020	R	
Madrid	Madrid	ARGANDA	LOECHES B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	11 (3)	440	350	2013	A	X						Estructural		2013	A	
Madrid	Madrid	COSLADA	LOECHES B	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	15 (4)	580	580	2013	A	X						Estructural		2013	A	
Madrid	Madrid	ARGANDA	LOECHES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	11 (3)	440	350	2013	A	X						Estructural		2013	A	
Madrid	Madrid	COSLADA	LOECHES	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	15 (4)	580	580	2013	A	X						Estructural		2013	A	
Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	1	Alta cambio topología Línea	20	570	350	2013	A	X						Estructural	43% en Madrid (longitud total 46 km)	2013	A	
Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	2	Alta cambio topología Línea	20	570	350	2013	A	X						Estructural	43% en Madrid (longitud total 46 km)	2013	A	
Castilla-La Mancha	Madrid	JOSE CABRERA	LOECHES	220	1	Baja cambio topología Línea	20	570	350	2013	A	X						Estructural	43% en Madrid (longitud total 46 km)	2013	A	
Castilla-La Mancha	Madrid	JOSE CABRERA	LOECHES	220	2	Baja cambio topología Línea	20	570	350	2013	A	X						Estructural	43% en Madrid (longitud total 46 km)	2013	A	
Madrid	Madrid	LOECHES	LOECHES B	220	1	Nueva Línea	0			2013	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2013	A	
Madrid	Madrid	LOECHES	LOECHES B	220	2	Nueva Línea	0			2013	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2013	A	
Castilla-La Mancha	Madrid	AÑOVER	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Repotenciación Línea	7	730	560	2013	A	X			X	X		Estructural	25% en Madrid (longitud total 29 km)	2011	A	
Madrid	Madrid	COSLADA	PUENTE SAN FERNANDO	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	450	450	2013	A	X					X	Estructural	De forma transitoria se empleará una posición móvil para la conexión con P.S. Fernando	2010	A	
Madrid	Madrid	LAS MERCEDES	PUENTE SAN FERNANDO	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	450	450	2013	B						X	Conexión		2016-2020	R	
Madrid	Madrid	COSLADA	LAS MERCEDES	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	450	450	2013	B						X	Conexión		2016-2020	R	
Madrid	Madrid	COSLADA	PUENTE SAN FERNANDO	220	1	Baja E/S Cable	7 (7)	450	450	2013	B						X	Conexión		2016-2020	R	
Madrid	Madrid	MECO	ARROYO DE LAS MONJAS	220	1	Nueva Línea	0.30	750	600	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	MECO	ARROYO DE LAS MONJAS	220	2	Nueva Línea	0.30	750	600	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	DAGANZO	ARROYO DE LAS MONJAS	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	14 (0.5)	480	410	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	DAGANZO	MECO	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (0.5)	480	410	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	ARROYO DE LA VEGA	ARROYO DE LAS MONJAS	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	28 (1)	480	410	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	ARROYO DE LA VEGA	MECO	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	28 (1)	480	410	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	LEGANES	VILLVERDE B	220	1	Alta cambio topología Línea	12 (1.5)	410	320	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	LEGANES	LUCERO	220	1	Alta cambio topología Línea	11 (1)	380	280	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	LEGANES	T. LEGANES	220	1	Baja cambio topología Línea	0.10	410	320	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	T. LEGANES	VILLVERDE B	220	1	Baja cambio topología Línea	12 (4)	410	320	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	T. LEGANES	LUCERO	220	1	Baja cambio topología Línea	11 (1)	380	280	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	FORTUNA	LEGANES	220	1	Alta cambio topología Línea	4	280	240	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	FORTUNA	MORALEJA	220	1	Alta cambio topología Línea	14 (3)	280	240	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	LEGANES	C.FREGACEDOS	220	1	Alta cambio topología Línea	6 (3)	360	310	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	C.FREGACEDOS	T. LA FORTUNA 1	220	1	Baja cambio topología Línea	5 (3)	360	360	2013	A	X						Estructural				
Madrid	Madrid	FORTUNA	T. LA FORTUNA 1	220	1	Baja cambio topología Línea	3	280	240	2013	A	X						Estructural				

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	LEGANES	T. LA FORTUNA 1	220	1	Baja cambio topología Línea	1	430	310	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	FORTUNA	T. LA FORTUNA 2	220	2	Baja cambio topología Línea	3	280	240	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LEGANES	T. LA FORTUNA 2	220	2	Baja cambio topología Línea	1	430	310	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	MORALEJA	T. LA FORTUNA 2	220	2	Baja cambio topología Línea	11 (3)	360	360	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	FORTUNA	MORALEJA	220	1	Repotenciación Línea	14 (3)	360	360	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	FORTUNA	LEGANES	220	1	Repotenciación Línea	4	490	400	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LEGANES	C.FREGACEDOS	220	1	Repotenciación Línea	6 (3)	360	360	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	GETAFE	RETAMAR	220	1	Alta cambio topología Línea	4	380	280	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	RETAMAR	PRADO SANTO DOMINGO	220	1	Alta cambio topología Línea	11 (1.7)	380	280	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	T. RETAMAR	220	1	Baja cambio topología Línea	13 (1.7)	380	280	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	GETAFE	T. RETAMAR	220	1	Baja cambio topología Línea	4	380	280	2013	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	RETAMAR	T. RETAMAR	220	1	Baja cambio topología Línea	0.40	380	280	2013	A	X						Estructural			
Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	37	1630	1310	2014	A	X				X		Estructural	91% en Madrid (longitud total 41 km)	2014	A
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	GALAPAGAR	400	1	Repotenciación Línea	41	2000	1560	2014	A	X						Estructural		2014	A
Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	1	Repotenciación Línea	50	2000	1580	2014	A	X				X		Estructural	91% en Madrid (longitud total 55 km)	2014	A
Madrid	Madrid	POLIGONO C	V. BATÁN	220	1	Alta E/S Cable	3.2 (3.2)	450	450	2014	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	AGUACATE	POLIGONO C	220	1	Alta E/S Cable	3.2 (3.2)	450	450	2014	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	AGUACATE	V. BATÁN	220	1	Baja E/S Cable	5.4 (5.4)	550	550	2014	A						X	Conexión		2008	A
Madrid	Madrid	AENA	CAMPO DE LAS NACIONES	220	1	Nuevo Cable	8 (8)	450	450	2014	A	X						Estructural		2010	B1
Madrid	Madrid	COSLADA	VILLAVERDE	220	1	Repotenciación Línea	15 (4.7)	315	315	2014	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	TOREROS	PALAFOX	220	1	Alta E/S Cable	3 (3)	450	450	2014	A						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Madrid	LA ESTRELLA	TOREROS	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	450	450	2014	A						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Madrid	LA ESTRELLA	PALAFOX	220	1	Baja E/S Cable	3 (3)	585	585	2014	A						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Madrid	CARPETANIA	VILLAVERDE	220	1	Alta E/S Línea	8 (1)	450	410	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	CARPETANIA	PINTO	220	1	Alta E/S Línea	5 (0.5)	450	410	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	PINTO	VILLAVERDE	220	1	Baja E/S Línea	13 (0.5)	450	410	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	SANCHINARRO	SAN ROQUE	220	1	Alta E/S Cable	2 (2)	380	380	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	SAN ROQUE	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	380	380	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	SANCHINARRO	220	1	Baja E/S Cable	5 (5)	380	380	2014	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	VALDEMORO	TORREJON DE VELASCO B	220	1	Nueva Línea	17 (1)	729	546	2014	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	Madrid	ERAS DE VALDEMORO	TORREJON DE VELASCO B	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (1)	450	450	2014	B						X	Conexión		2011	A
Madrid	Madrid	ERAS DE VALDEMORO	VALDEMORO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (2)	450	450	2014	B						X	Conexión		2011	A
Madrid	Madrid	VALDEMORO	TORREJON DE VELASCO B	220	1	Baja E/S Línea-Cable	17 (1)	729	546	2014	B						X	Conexión		2011	A
Madrid	Madrid	ALCOBENDAS	FUENTE HITO	220	1	Nuevo Cable	6 (6)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2013	B1
Madrid	Madrid	ARROYO DE LA VEGA	FUENTE HITO	220	1	Nueva Línea-Cable	2 (0.5)	450	450	2014	A	X					X	Estructural		2013	B1

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	LAS FUENTECILLAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	25 (5)	450	450	2014	A						X	Conexión		2011	A
Madrid	Madrid	LAS FUENTECILLAS	ARDOZ	220	1	Alta E/S Línea-Cable	11 (3.5)	450	450	2014	A						X	Conexión		2011	A
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	ARDOZ	220	1	Baja E/S Línea-Cable	32 (4.5)	556	446	2014	A						X	Conexión		2011	A
Madrid	Madrid	MORATA	PERALES	220	1	Nueva Línea-Cable	12 (6)	450	450	2014	A					X	X	Conexión			
Madrid	Madrid	MORATA	PERALES	220	2	Nueva Línea-Cable	12 (6)	450	450	2014	A					X	X	Conexión			
Madrid	Castilla y León	MORALEJA	SEGOVIA	400	1	Alta E/S Línea	89	1990	1820	2015	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	MORALEJA	GALAPAGAR	400	2	Alta E/S Línea	46	1990	1820	2015	A	X						Estructural			
Madrid	Castilla y León	GALAPAGAR	SEGOVIA	400	1	Baja E/S Línea	47	1990	1820	2015	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	ESTACION TERMINAL MORATA 1	SAN FERNANDO	400	1	Alta E/S Línea	5	1720	1380	2015	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Madrid	Madrid	MORATA	SAN FERNANDO	400	1	Alta E/S Línea	7	1720	1380	2015	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Madrid	Madrid	ESTACION TERMINAL MORATA 1	MORATA	400	1	Baja E/S Línea	12	1720	1380	2015	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Madrid	Madrid	LOECHES	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	400	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	21 (5)	1490	1490	2015	A	X						Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	LOECHES	PUENTE SAN FERNANDO	220	1	Baja cambio tensión Línea-Cable	11	540	540	2015	A	X						Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	PUENTE SAN FERNANDO	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio tensión Línea-Cable	16 (5)	540	540	2015	A	X						Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	GALAPAGAR	MAJADAHONDA	220	1	Alta cambio tensión Línea	32 (1.3)	450	450	2015	A	X					X	Estructural		2008	A
Madrid	Madrid	SAN FERNANDO	PUENTE SAN FERNANDO	220	1	Nueva Línea-Cable	2 (1.5)	500	500	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	RIVAS	VALLECAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (3.5)	230	190	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	LOECHES	RIVAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (1.5)	230	190	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	LOECHES	VALLECAS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	18 (2)	230	190	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	PRAHONAL	VILLAVICIOSA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (0.5)	440	290	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	CASA DE CAMPO	PRAHONAL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (4.5)	440	290	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	CASA DE CAMPO	VILLAVICIOSA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	25 (4)	440	290	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	BRUNETE	MAJADAHONDA	220	1	Alta E/S Línea	14 (1.5)	500	402	2015	A						X	Conexión		2011	B1
Castilla-La Mancha	Madrid	CASARRUBIOS	BRUNETE	220	1	Alta E/S Línea	11	662	402	2015	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Castilla-La Mancha	MAJADAHONDA	CASARRUBIOS	220	1	Baja E/S Línea	25 (0.5)	500	402	2015	A						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	LAS MATAS	V. BATÁN	220	1	Alta E/S Línea-Cable	22 (1.5)	480	280	2015	B						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	GALAPAGAR	LAS MATAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	17 (1)	480	280	2015	B						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	GALAPAGAR	V. BATÁN	220	1	Baja E/S Línea-Cable	37 (0.5)	480	280	2015	B						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	LOECHES	LOS BERROCALES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (3)	230	190	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	LOS BERROCALES	VALLECAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (1)	230	190	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	LOECHES	VALLECAS	220	2	Baja E/S Línea-Cable	18 (2)	230	190	2015	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	FUENLABRADA	MORALEJA	220	1	Repotenciación Línea	9	460	320	2015	A	X						Estructural		2015	A
Madrid	Madrid	MORALEJA	BUENAVISTA	220	1	Repotenciación Línea	15 (2)	460	360	2015	A	X						Estructural		2015	A
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO A	PINTO AYUDEN	220	1	Repotenciación Línea	9 (0.5)	730	560	2015	A	X						Estructural		2015	A
Madrid	Madrid	EL HORNILLO	PINTO AYUDEN	220	1	Repotenciación Línea	2	730	560	2015	A	X						Estructural		2015	A
Madrid	Madrid	EL HORNILLO	VILLAVERDE	220	1	Repotenciación Línea	9 (0.5)	730	560	2015	A	X						Estructural		2015	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	LAS FUENTECILLAS	SAN FERNANDO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (2)	450	450	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	ARDOZ	SAN FERNANDO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	4 (1.5)	450	446	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	LAS FUENTECILLAS	ARDOZ	220	1	Baja E/S Línea-Cable	11 (3.5)	556	446	2015	A	X					X	Estructural		2013	A
Madrid	Madrid	ALGETE	FUENCARRAL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	21 (5)	450	450	2015	B						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Madrid	ALGETE	LAS FUENTECILLAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (2)	450	450	2015	B						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Madrid	FUENCARRAL	LAS FUENTECILLAS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	25 (5)	450	450	2015	B						X	Conexión		2010	B1
Madrid	Madrid	CISNEROS	ARROYO DE LAS MONJAS	220	1	Alta E/S Cable	6 (4)	600	600	2015	B						X	Conexión	El cable es Cu 2500		
Madrid	Madrid	ANCHUELO	CISNEROS	220	1	Alta E/S Cable	9 (6)	600	600	2015	B						X	Conexión	El cable es Cu 2500		
Madrid	Madrid	ARROYO DE LAS MONJAS	ANCHUELO	220	2	Baja E/S Cable	12 (6)	600	600	2015	B						X	Conexión	El cable es Cu 2500		
Madrid	Madrid	MORATA	VALDEMINGOMEZ	400	1	Nueva Línea	25	1990	1820	2016	A	X					X	Estructural			
Madrid	Madrid	MORATA	VALDEMINGOMEZ	400	2	Nueva Línea	25	1990	1820	2016	A	X					X	Estructural			
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA B	VALDEMORO	220	2	Nueva Línea-Cable	23	500	330	2016	A	X			X			Estructural	55% en Madrid (longitud total 41 km)	2011	A
Madrid	Madrid	ARGANZUELA	RETIRO	220	1	Nuevo Cable	4 (4)	450	450	2016	B						X	Conexión		2013	A
Madrid	Madrid	RETIRO	LA ESTRELLA	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	450	450	2016	B						X	Conexión		2013	A
Madrid	Madrid	ARROYO DE LAS MONJAS	CAMARMA	220	1	Alta E/S Línea	9	470	400	2016	B						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	DAGANZO	CAMARMA	220	1	Alta E/S Línea	9 (0.5)	470	400	2016	B						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	DAGANZO	ARROYO DE LAS MONJAS	220	1	Baja E/S Línea	14 (0.5)	480	410	2016	B						X	Conexión		2011	B1
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO B	PARLA OESTE	220	1	Nueva Línea-Cable	9 (2)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO B	PARLA OESTE	220	2	Nueva Línea-Cable	9 (2)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	TRIGALES	VILLAVICIOSA	220	1	Nueva Línea-Cable	6 (2)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	TRIGALES	VILLAVICIOSA	220	2	Nueva Línea-Cable	6 (2)	450	450	2016	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	1	Repotenciación Línea	20	830	750	2016	A	X			X			Estructural	GOR_118_06. Modificación punto evacuación CCGN en Almonacid de Zorita. 43.5% en Madrid (longitud total 46 km)	2015	A
Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	2	Repotenciación Línea	20	830	750	2016	A	X			X			Estructural	GOR_118_06. Modificación punto evacuación CCGN en Almonacid de Zorita. 43.5% en Madrid (longitud total 46 km)	2015	A
Madrid	Madrid	VILLAVERDE B	VALDEMINGOMEZ	220	1	Nueva Línea-Cable	3 (3)	600	600	2016	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ubicar Villaverde 400 junto a Villaverde. El cable es de Cu 2500	2011	A
Madrid	Madrid	VILLAVERDE B	VALDEMINGOMEZ	220	2	Nueva Línea-Cable	3 (3)	600	600	2016	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ubicar Villaverde 400 junto a Villaverde. El cable es de Cu 2500	2011	A
Madrid	Madrid	VILLAVERDE B	VALDEMINGOMEZ	220	3	Nueva Línea-Cable	3 (3)	600	600	2016	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ubicar Villaverde 400 junto a Villaverde. El cable es de Cu 2500	2011	A
Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	VILLARES DEL SAZ	400	1	Nueva Línea	41	1990	1700	2017	A	X				X		Estructural	46% en Madrid (longitud total 90 km)		
Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	VILLARES DEL SAZ	400	2	Nueva Línea	41	1990	1700	2017	A	X				X		Estructural	46% en Madrid (longitud total 90 km)		
Madrid	Madrid	LOS CERROS	LOECHES	220	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (0.5)	580	580	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	COSLADA	LOS CERROS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (4.5)	580	580	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R
Madrid	Madrid	COSLADA	LOECHES	220	1	Baja E/S Línea-Cable	15 (4)	580	580	2017	B						X	Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	LA ESTRELLA	ARDOZ	220	1	Alta cambio topología Cable	18 (13.5)	450	450	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LA ESTRELLA	VILLAVERDE B	220	1	Alta cambio topología Cable	28 (4.5)	450	450	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LA ESTRELLA	T. VICALVARO	220	1	Baja cambio topología Cable	13 (4)	470	470	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	ARDOZ	T. VICALVARO	220	1	Baja cambio topología Cable	5 (0.5)	585	510	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	T. VICALVARO	VILLAVERDE B	220	1	Baja cambio topología Cable	15 (0.5)	450	450	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	MAJADAHONDA	VILLAVICIOSA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	14 (2)	380	280	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	VILLAVICIOSA B	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (3)	380	280	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	MAJADAHONDA	VILLAVICIOSA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (2)	380	280	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	VILLAVICIOSA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	7 (3)	380	280	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	BOADILLA	VILLAVICIOSA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	7 (1)	380	280	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	BOADILLA	VILLAVICIOSA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (1)	380	280	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	VILLAVICIOSA	VILLAVICIOSA B	220	1	Nueva Línea	0			2017	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras		
Madrid	Madrid	VILLAVICIOSA	VILLAVICIOSA B	220	2	Nueva Línea	0			2017	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras		
Madrid	Madrid	GETAFE	COSLADA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	19 (5)	315	315	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LOECHES B	COSLADA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	15 (4)	580	580	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	GETAFE	COSLADA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	19 (5)	315	315	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	LOECHES B	COSLADA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	15 (4)	580	580	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Madrid	COSLADA	COSLADA B	220	1	Nueva Línea	0			2017	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras.		
Madrid	Madrid	COSLADA	COSLADA B	220	2	Nueva Línea	0			2017	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras.		
Madrid	Madrid	VALLECAS	COSLADA B	220	1	Nuevo Cable	9 (9)	450	450	2017	A	X						Estructural		2016-2020	R
Madrid	Madrid	VALLECAS	LAS MERCEDES	220	1	Alta cambio topología Cable	13 (13)	450	450	2017	A	X						Estructural	By-pass operable		
Madrid	Madrid	COSLADA	LAS MERCEDES	220	1	Baja cambio topología Cable	4 (4)	450	450	2017	A	X						Estructural	By-pass operable		
Madrid	Madrid	VALLECAS	COSLADA B	220	1	Baja cambio topología Cable	9 (9)	450	450	2017	A	X						Estructural	By-pass operable		
Madrid	Madrid	MIRASIERRA	CIUDAD DEPORTIVA	220	1	Nuevo Cable	5 (5)	450	450	2017	A	X						Estructural			
Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	VILLAMIEL	400	1	Repotenciación Línea	26	1650	1280	2018	A	X				X		Estructural	30% en Madrid (longitud total 86 km)	2016-2020	R
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	50	1650	1280	2018	A	X				X		Estructural	23% en Madrid (longitud total 217 km)	2016-2020	R
Madrid	Madrid	BRUNETE	ALAMILLOS	220	1	Alta E/S Línea	22	662	402	2018	B						X	Conexión			
Madrid	Castilla-La Mancha	ALAMILLOS	CASARRUBIOS	220	1	Alta E/S Línea	18	662	402	2018	B						X	Conexión			
Castilla-La Mancha	Madrid	CASARRUBIOS	BRUNETE	220	1	Baja E/S Línea	30	662	402	2018	B						X	Conexión			
Madrid	Madrid	COLMENAR DE OREJA	MORATA	400	1	Alta E/S Línea	30	1650	1280	2019	B				X	X		Conexión		2016-2020	R
Madrid	Castilla-La Mancha	COLMENAR DE OREJA	VILLAMIEL	400	1	Alta E/S Línea	56	1650	1280	2019	B				X	X		Conexión		2016-2020	R
Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	VILLAMIEL	400	1	Baja E/S Línea	86	1650	1280	2019	B				X	X		Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	COLMENAR DE OREJA	400	2	Alta E/S Línea	187	1650	1280	2019	B				X	X		Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.	
Madrid	Madrid	COLMENAR DE OREJA	MORATA	400	2	Alta E/S Línea	30	1650	1280	2019	B					X	X		Conexión		2016-2020	R
Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	2	Baja E/S Línea	217	1650	1280	2019	B					X	X		Conexión		2016-2020	R

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Murcia	Murcia	ASOMADA	CARRIL	400	1	Alta E/S Línea	72	1000	860	2011	A	X					X	Estructural		2009	A
Andalucía	Murcia	LITORAL DE ALMERIA	CARRIL	400	1	Alta E/S Línea	61	1000	860	2011	A	X					X	Estructural		2009	A
Murcia	Andalucía	ASOMADA	LITORAL DE ALMERIA	400	1	Baja E/S Línea	132	1000	860	2011	A	X					X	Estructural		2009	A
Murcia	Castilla-La Mancha	PEÑARRUBIA	PINILLA	400	1	Alta E/S Línea	47	1610	1290	2012	A						X	Conexión		2009	B1
Murcia	Comunidad Valenciana	PEÑARRUBIA	ROCAMORA	400	1	Alta E/S Línea	45	1610	1290	2012	A						X	Conexión		2009	B1
Castilla-La Mancha	Comunidad Valenciana	PINILLA	ROCAMORA	400	2	Baja E/S Línea	92	1610	1290	2012	A						X	Conexión		2009	B1
Murcia	Murcia	CARRIL	TOTANA	400	1	Alta E/S Línea	37	1570	1280	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Andalucía	Murcia	LITORAL DE ALMERIA	CARRIL	400	2	Alta E/S Línea	64	1570	1280	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Murcia	Andalucía	TOTANA	LITORAL DE ALMERIA	400	1	Baja E/S Línea	101	1570	1280	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Murcia	Murcia	CARRIL	EL PALMAR	400	1	Alta E/S Línea	94	1560	1280	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Andalucía	Murcia	LITORAL DE ALMERIA	CARRIL	400	3	Alta E/S Línea	61	1560	1280	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Murcia	Andalucía	EL PALMAR	LITORAL DE ALMERIA	400	2	Baja E/S Línea	154	1560	1280	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Murcia	Murcia	EL PALMAR	NUEVA ESCOMBRERAS B	400	1	Alta cambio topología Línea	60	1990	1820	2013	A	X				X		Estructural		2009	A
Murcia	Murcia	NUEVA ESCOMBRERAS	EL PALMAR	400	2	Baja cambio topología Línea	60	1990	1820	2013	A	X				X		Estructural		2009	A
Murcia	Murcia	ESCOMBRERAS	NUEVA ESCOMBRERAS B	400	1	Alta cambio topología Línea	2	1000	910	2013	A	X				X		Estructural		2009	A
Murcia	Murcia	ESCOMBRERAS	NUEVA ESCOMBRERAS	400	1	Baja cambio topología Línea	2	1000	910	2013	A	X				X		Estructural		2009	A
Murcia	Murcia	NUEVA ESCOMBRERAS	NUEVA ESCOMBRERAS B	400	1	Nueva Línea				2013	A	X				X		Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2009	A
Murcia	Murcia	NUEVA ESCOMBRERAS	NUEVA ESCOMBRERAS B	400	2	Nueva Línea				2013	A	X				X		Estructural	Acoplamiento longitudinal de barras	2009	A
Murcia	Murcia	FAUSITA	BALSICAS	220	1	Alta E/S Línea	35 (0.1)	550	490	2013	A						X	Conexión		2011	A
Murcia	Murcia	BALSICAS	EL PALMAR	220	1	Alta E/S Línea	29	662	490	2013	A						X	Conexión		2011	A
Murcia	Murcia	FAUSITA	EL PALMAR	220	1	Baja E/S Línea	50 (0.1)	550	490	2013	A						X	Conexión		2011	A
Murcia	Murcia	MURCIA	EL PALMAR	220	1	Nuevo Cable	9 (9)	500	500	2013	A	X					X	Conexión		2011	B1
Murcia	Murcia	MURCIA	EL PALMAR	220	2	Nuevo Cable	9 (9)	500	500	2013	A	X					X	Conexión		2011	B1
Murcia	Murcia	FAUSITA	LOS CAMACHOS	220	1	Alta E/S Línea	17 (0.1)	550	490	2014	A						X	Conexión		2014	A
Murcia	Comunidad Valenciana	LOS CAMACHOS	CAMPOAMOR	220	1	Alta E/S Línea	39	662	490	2014	A						X	Conexión		2014	A
Comunidad Valenciana	Murcia	CAMPOAMOR	FAUSITA	220	1	Baja E/S Línea	53 (0.1)	550	490	2014	A						X	Conexión		2014	A
Murcia	Murcia	MURCIA	ESPINARDO	220	1	Alta E/S Cable	7 (7)	500	500	2015	A	X					X	Estructural			
Murcia	Murcia	ESPINARDO	EL PALMAR	220	1	Alta E/S Cable	16 (16)	500	500	2015	A	X					X	Estructural			
Murcia	Murcia	MURCIA	EL PALMAR	220	2	Baja E/S Cable	9 (9)	500	500	2015	A	X					X	Estructural			
Murcia	Murcia	ESPINARDO	CAMPILLO	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	500	500	2016	A	X					X	Estructural			
Murcia	Murcia	ESPINARDO	CAMPILLO	220	2	Nuevo Cable	7 (7)	500	500	2016	A	X					X	Estructural			
Murcia	Comunidad Valenciana	CAMPILLO	ROCAMORA	220	1	Nueva Línea	17	740	600	2018	A	X					X	Estructural	71% en Murcia (longitud total 24 km)		
Murcia	Comunidad Valenciana	CAMPILLO	ROCAMORA	220	2	Nueva Línea	17	740	600	2018	A	X					X	Estructural	71% en Murcia (longitud total 24 km)		

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Navarra	Navarra	CORDOVILLA	SANGÜESA	220	1	Repotenciación Línea	39	420	350	2011	A	X				X	X	Estructural		2011	A
Pais Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	2	Repotenciación Línea	48	470	390	2012	A	X				X		Estructural	76% en Navarra (longitud total 63 km)	2010	A
Pais Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	1	Repotenciación Línea	37	470	390	2012	A	X				X		Estructural	64% en Navarra (longitud total 58 km)	2010	A
Navarra	Navarra	ORCOYEN	MURUARTE	220	1	Repotenciación Línea	21	420	350	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Navarra	Navarra	CORDOVILLA	ORCOYEN	220	2	Repotenciación Línea	11 (2.5)	420	350	2012	A	X					X	Estructural		2011	A
Navarra	Navarra	CORDOVILLA	MURUARTE	220	1	Repotenciación Línea	20 (2.5)	420	350	2012	A	X					X	Estructural		2012	A
Navarra	Aragón	LA SERNA	MAGALLON	400	2	Nueva Línea	19	1990	1820	2013	A	X		X	X			Estructural	59% en Navarra (longitud total 32 km)	2011	A
Navarra	Aragón	LA SERNA	MAGALLON	400	3	Nueva Línea	19	1990	1820	2013	A	X		X	X			Estructural	59% en Navarra (longitud total 32 km)	2011	A
Navarra	La Rioja	LA SERNA	QUEL	220	1	Repotenciación Línea	11	430	360	2013	A	X				X	X	Estructural	30% en Navarra (longitud total 37 km)	2009	A
Navarra	Navarra	LA SERNA	OLITE	220	1	Repotenciación Línea	37	490	410	2013	A	X				X		Estructural		2007	A
Navarra	Navarra	OLITE	TAFALLA	220	1	Repotenciación Línea	9	490	410	2013	A	X				X		Estructural		2007	A
Navarra	Navarra	ORCOYEN	TAFALLA	220	1	Repotenciación Línea	37	490	410	2013	A	X				X		Estructural		2007	A
Navarra	Pais Vasco	ORCOYEN	ELGEA (NUEVO PARQUE BLINDADO)	220	1	Alta cambio topología Línea	37	470	390	2014	A	X						Estructural	39% en Navarra (longitud total 95 km)		
Pais Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	1	Baja cambio topología Línea	37	470	390	2014	A	X						Estructural	64% en Navarra (longitud total 58 km)		
Navarra	Navarra	ORCOYEN	EZCABARTE	220	1	Nueva Línea	15	750	600	2014	A						X	Conexión		2010	A
Navarra	Navarra	ORCOYEN	EZCABARTE	220	2	Nueva Línea	15	750	600	2014	A						X	Conexión		2010	A
Navarra	Aragón	TUDELA	MAGALLON (BARRA 2)	220	1	Repotenciación Línea	20	410	330	2014	A	X					X	Estructural	65% en Navarra (longitud total 31 km)	2014	A
Navarra	Navarra	CASTEJON	DICASTILLO	400	1	Alta E/S Línea	72	1990	1830	2015	A	X					X	Estructural		2012	A
Navarra	Navarra	MURUARTE	DICASTILLO	400	1	Alta E/S Línea	48	1990	1830	2015	A	X					X	Estructural		2012	A
Navarra	Navarra	CASTEJON	MURUARTE	400	1	Baja E/S Línea	60	1990	1820	2015	A	X					X	Estructural		2012	A
Navarra	Pais Vasco	DICASTILLO	ICHASO	400	1	Nueva Línea	81	1990	1820	2017	A	X		X	X			Estructural	81% en Navarra (longitud total 100 km)	2012	A
Navarra	Pais Vasco	DICASTILLO	ICHASO	400	2	Nueva Línea	81	1990	1820	2017	A	X		X	X			Estructural	81% en Navarra (longitud total 100 km)	2012	A
Navarra	Pais Vasco	DICASTILLO	VITORIA	400	1	Alta cambio topología Línea	81	1280	1030	2017	A	X						Estructural	60% en Navarra (longitud total 135 km)		
Navarra	Pais Vasco	DICASTILLO	ICHASO	400	2	Baja cambio topología Línea	81	1990	1820	2017	A	X						Estructural	81% en Navarra (longitud total 100 km)		
Navarra	La Rioja	DICASTILLO	EL SEQUERO	220	1	Nueva Línea	25	750	600	2017	A	X						Estructural	62% en Navarra (longitud total 40 km)		
Navarra	La Rioja	DICASTILLO	EL SEQUERO	220	2	Nueva Línea	25	750	600	2017	A	X						Estructural	62% en Navarra (longitud total 40 km)		

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
País Vasco	La Rioja	LAGUARDIA	HARO	220	1	Repotenciación Línea	15	410	340	2011	A	X				X	X	Estructural	44% en País Vasco (longitud total 33 km)	2013	A
Castilla y León	La Rioja	MIRANDA	HARO	220	1	Repotenciación Línea	12	410	340	2011	A	X				X	X	Estructural	52% en País Vasco (longitud total 23 km)	2013	A
País Vasco	País Vasco	ARKALE	IRUN	220	1	Nueva Línea-Cable	7 (2)	540	530	2011	A						X	Conexión		2009	A
Cantabria	País Vasco	AGUAYO	ABANTO	400	1	Nueva Línea	10	1310	1110	2012	A	X			X	X		Estructural	10% en País Vasco (longitud total 97 km)	2008	A
País Vasco	Cantabria	ABANTO	T UDALLA	400	1	Nueva Línea	10	1990	1820	2012	A	X			X	X		estructural	Hasta 1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV 26% en País Vasco (longitud total 38 km)	2008	A
País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	2	Repotenciación Línea	15	470	390	2012	A	X				X		Estructural	24% en País Vasco (longitud total 63 km)	2010	A
País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	1	Repotenciación Línea	21	470	390	2012	A	X				X		Estructural	36% en País Vasco (longitud total 58 km)	2010	A
País Vasco	País Vasco	T. AYALA 1	T. LA JARA 1	220	1	Baja cambio topología Línea	20	427	330	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	GÚEÑES	T. LA JARA 1	220	1	Baja cambio topología Línea	5	427	330	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	LA JARA	T. LA JARA 1	220	1	Baja cambio topología Línea	3	427	330	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	T. AYALA 2	T. LA JARA 2	220	1	Baja cambio topología Línea	20	676	530	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	GÚEÑES	T. LA JARA 2	220	1	Baja cambio topología Línea	5	676	530	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	LA JARA	T. LA JARA 2	220	1	Baja cambio topología Línea	3	427	330	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	LA JARA	T. AYALA 1	220	1	Alta cambio topología Línea	23	427	330	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	GÚEÑES	LA JARA	220	2	Alta cambio topología Línea	8	427	330	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	GÚEÑES	T. AYALA 2	220	1	Alta cambio topología Línea	25	676	530	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	País Vasco	ARKALE	IRUN	220	2	Nueva Línea-Cable	11 (2)	500	500	2013	A						X	Conexión		2011	A
País Vasco	País Vasco	ABANTO	T. BABCOK 2	220	1	Alta E/S Línea-Cable	11 (9)	430	430	2013	A	X					X	Estructural		2011	B1
País Vasco	País Vasco	ABANTO	T. SANTURCE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	11 (9)	430	430	2013	A	X					X	Estructural		2011	B1
País Vasco	País Vasco	T. BABCOK 2	T. SANTURCE	220	1	Baja E/S Línea-Cable	3	676	530	2013	A	X					X	Estructural		2011	B1
País Vasco	País Vasco	ABANTO	ERREBILLA	220	1	Nuevo Cable	1 (0.6)	500	500	2013	A						X	Conexión	Posición de salida del nuevo AT con salida a Abanto 220 kV		
País Vasco	País Vasco	ABADIANO	LUMINABASO	220	1	Alta E/S Línea	21	427	330	2013	A			X				Conexión		2013	A
País Vasco	País Vasco	SIDENOR BASAURI	LUMINABASO	220	1	Alta E/S Línea	12	427	330	2013	A			X				Conexión		2013	A
País Vasco	País Vasco	ABADIANO	SIDENOR BASAURI	220	1	Baja E/S Línea	31	427	330	2013	A			X				Conexión		2013	A
País Vasco	País Vasco	BASAURI	SIDENOR BASAURI	220	1	Alta cambio topología Línea	2	427	330	2013	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	SIDENOR BASAURI	T. GÚEÑES	220	1	Baja cambio topología Línea	2	427	330	2013	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	BASAURI	T. GÚEÑES	220	1	Baja cambio topología Línea	2	427	330	2013	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÚEÑES	T. GÚEÑES	220	1	Baja cambio topología Línea	11	427	330	2013	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÚEÑES	LUMINABASO	220	1	Nueva Línea-Cable	24 (2)	427	330	2013	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	ICHASO	TOLARIETA	400	1	Alta E/S Línea	35	1680	1460	2014	A			X				Conexión		2013	A
País Vasco	País Vasco	HERNANI	TOLARIETA	400	1	Alta E/S Línea	2	1680	1460	2014	A			X				Conexión		2013	A
País Vasco	País Vasco	HERNANI	ICHASO	400	1	Baja E/S Línea	36	1680	1460	2014	A			X				Conexión		2013	A

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
País Vasco	Cantabria	ABANTO	SOLORZANO	400	1	Alta cambio topología Línea	10	1990	1820	2014	A	X				X	X	Estructural	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV 20% en País Vasco (longitud total 49 km)	2011	B1
País Vasco	Cantabria	ABANTO	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología Línea	10	1990	1820	2014	A	X				X	X	Estructural	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV 26% en País Vasco (longitud total 38 km)	2011	B1
País Vasco	Cantabria	ABANTO	VALLEGON	220	1	Nueva Línea-Cable	8 (3)	500	500	2014	A						X	Conexión	44% en País Vasco (longitud total 18 km)		
País Vasco	Cantabria	ABANTO	VALLEGON	220	2	Nueva Línea-Cable	8 (3)	500	500	2014	A						X	Conexión	44% en País Vasco (longitud total 18 km)		
País Vasco	País Vasco	ELGEA (NUEVO PARQUE)	VITORIA	220	1	Alta cambio topología Línea	13	570	510	2014	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	ELGEA	VITORIA	220	1	Baja cambio topología Línea	13	570	510	2014	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	ELGEA (NUEVO PARQUE)	ICHASO	220	1	Alta cambio topología Línea	28	390	320	2014	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	ELGEA	ICHASO	220	1	Baja cambio topología Línea	28	390	320	2014	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	ELGEA	ELGEA (NUEVO PARQUE)	220	1	Nueva Línea	0	680	560	2014	A	X						Estructural	Inviabilidad de ampliación de Elgea 220 kV		
País Vasco	País Vasco	ELGEA	ELGEA (NUEVO PARQUE)	220	2	Nueva Línea	0	680	560	2014	A	X						Estructural	Inviabilidad de ampliación de Elgea 220 kV		
Navarra	País Vasco	ORCOYEN	ELGEA (NUEVO PARQUE)	220	1	Alta cambio topología Línea	58	470	390	2014	A	X						Estructural	61% en País Vasco (longitud total 95km)		
País Vasco	País Vasco	ELGEA (NUEVO PARQUE)	ICHASO	220	1	Baja cambio topología Línea	28	390	320	2014	A	X						Estructural			
País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	1	Baja cambio topología Línea	21	470	390	2014	A	X						Estructural	36% en País Vasco (longitud total 58 km)		
País Vasco	País Vasco	HERNANI	ARKALE	220	2	Repotenciación Línea	12	640	520	2014	A	X						Estructural		2011	A
Castilla y León	País Vasco	GAROÑA	PUENTELARRA	220	1	Repotenciación Línea	1	610	520	2014	A	X						Estructural	7% en País Vasco (longitud total 14 km)	2013	A
Castilla y León	País Vasco	GAROÑA	PUENTELARRA	220	2	Repotenciación Línea	1	610	520	2014	A	X						Estructural	7% en País Vasco (longitud total 14 km)	2013	A
País Vasco	País Vasco	ABANTO	GÜEÑES	400	1	Nueva Línea	25	1990	1820	2015	A	X			X	X		Estructural		2008	A
País Vasco	País Vasco	ABANTO	GÜEÑES	400	2	Nueva Línea	25	1990	1820	2015	A	X			X	X		Estructural		2008	A
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES	ICHASO	400	1	Nueva Línea	120	1990	1820	2016	A	X			X			Estructural		2012	A
País Vasco	País Vasco	ABANTO	ICHASO	400	1	Nueva Línea	141	1990	1820	2016	A	X			X			Estructural		2012	A
País Vasco	País Vasco	ABANTO	GÜEÑES	400	1	Baja Línea	25	1990	1820	2016	A	X			X			Estructural		2012	A
País Vasco	Francia	GATICA	FRONTERA FRANCESA			Nuevo Cable c.c.		2000 MW	2000 MW	2016	A	X	X					Estructural	Enlace submarino en corriente continua. Características a confirmar en el proyecto.		
País Vasco	País Vasco	AMOREBIETA	GATICA	400	1	Repotenciación Línea	19	1710	1460	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GATICA	GÜEÑES	400	1	Repotenciación Línea	39	1820	1590	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES B	GATICA	220	2	Alta cambio topología Línea	33	430	360	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GATICA	GÜEÑES	220	2	Baja cambio topología Línea	33	430	360	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES B	ZAMUDIO	220	1	Alta cambio topología Línea	29 (1)	430	360	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES	ZAMUDIO	220	1	Baja cambio topología Línea	29 (1)	430	360	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES B	BASAURI	220	1	Alta cambio topología Línea	13	427	330	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES B	BASAURI	220	2	Alta cambio topología Línea	12	427	330	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	BASAURI	GÜEÑES	220	1	Baja cambio topología Línea	13	427	330	2016	A	X						Estructural			

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
País Vasco	País Vasco	BASAURI	GÜEÑES	220	2	Baja cambio topología Línea	12	427	330	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES B	LUMINABASO	220	1	Alta cambio topología Línea	24 (2)	427	330	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES	LUMINABASO	220	1	Baja cambio topología Línea	24 (2)	427	330	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES	GÜEÑES B	220	1	Nueva Línea	0	750	600	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES	GÜEÑES B	220	2	Nueva Línea	0	750	600	2016	A	X						Estructural			
Castilla y León	País Vasco	GAROÑA-BARCINA	VITORIA	400	1	Alta E/S Línea	57	1280	1030	2017	A	X						Estructural		2016	A
País Vasco	País Vasco	ICHASO	VITORIA	400	2	Alta E/S Línea	51	1280	1030	2017	A	X						Estructural		2016	A
Castilla y León	País Vasco	GAROÑA-BARCINA	ICHASO	400	1	Baja E/S Línea	88	1280	1030	2017	A	X						Estructural		2016	A
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	VITORIA	400	1	Alta cambio topología Línea	55	1380	1030	2017	A	X						Estructural	40% en Navarra (longitud total 136 km)		
País Vasco	País Vasco	ICHASO	VITORIA	400	1	Baja cambio topología Línea	36	1380	1030	2017	A	X						Estructural			
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	400	2	Baja cambio topología Línea	19	1990	1820	2017	A	X						Estructural	19% en Navarra (longitud total 100 km)		
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	400	1	Nueva Línea	19	1990	1820	2017	A	X			X	X		Estructural	19% en País Vasco (longitud total 100 km)		
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	400	2	Nueva Línea	19	1990	1820	2017	A	X			X	X		Estructural	19% en País Vasco (longitud total 100 km)		
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	VITORIA	400	1	Alta cambio topología Línea	54	1280	1030	2017	A	X						Estructural	40% en Navarra (longitud total 135 km)		
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	400	2	Baja cambio topología Línea	19	1990	1820	2017	A	X						Estructural	19% en Navarra (longitud total 100 km)		
País Vasco	País Vasco	ICHASO	ORMAIZTEGUI	220	1	Repotenciación Línea	9	470	400	2017	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
País Vasco	País Vasco	VITORIA	OLARIZU	220	1	Nueva Línea-Cable	9 (1)	500	500	2017	B						X	Conexión			
País Vasco	País Vasco	VITORIA	OLARIZU	220	2	Nueva Línea-Cable	9 (1)	500	500	2017	B						X	Conexión			

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	CARTAMA	Nueva subestación	220	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	T. CASARES	Eliminación T	220	2011	A	X					X	Estructural		2011	A
Andalucía	ALGECIRAS	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_216_05	2008	A
Andalucía	PUERTO REAL	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_329_08	2007	A
Andalucía	PUERTO DE SANTA MARIA	Ampliación subestación	220	2011	A					X		Conexión	GEN_084_09	2011	B2
Andalucía	TORREARENILLAS	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_490_09. Utiliza la posición existente de alimentación provisional de SE Rocio 220 kV	2010	A
Andalucía	QUINTOS	Ampliación subestación	220	2011	B						X	Conexión	DEA_112_08 condicionado. Acería	2011	B2
Andalucía	HUENEJA	Ampliación subestación	400	2011	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2009	B1
Andalucía	ARCOS DE LA FRONTERA	Ampliación subestación	400	2011	A					X		Conexión	GEN_232_09	2011	B1
Andalucía	CRISTOBAL COLON	Renovación subestación	220	2012	A	X			X		X	Estructural	DEA_063_05 condicionado	2008	A
Andalucía	CAÑUELO	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	Anteriormente denominado Marismas y Guadacorte. DED_483_08	2009	A
Andalucía	COSTA DE LA LUZ	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_169_05	2011	B1
Andalucía	EL FARGUE	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural	DED_288_06	2010	A
Andalucía	ILLORA	Nueva subestación	220	2012	A	X		X				Estructural	DEA_099_07	2010	A
Andalucía	TABERNAS	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural		2010	A
Andalucía	GUILLENA B	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural		2012	A
Andalucía	GUILLENA B	Ampliación subestación	220	2012	A	X						Estructural	Acoplamiento transversal de barras		
Andalucía	GUILLENA	Ampliación subestación	220	2012	A	X						Estructural	Acoplamiento transversal de barras		
Andalucía	DON RODRIGO B	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural		2012	A
Andalucía	SAN JUAN DEL PUERTO	Nueva subestación	220	2012	A	X				X		Estructural	GEN_263_10	2012	A
Andalucía	PUEBLA DE GUZMAN	Nueva subestación	220	2012	A	X				X		Estructural	PES como no transporte	2011	A
Andalucía	PARRALEJO	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_276_08 condicionado	2012	A
Andalucía	GAZULES	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_536_11		
Andalucía	CAÑUELO	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_512_09	2010	B1
Andalucía	MOLLINA	Nueva subestación	400	2012	A			X				Conexión	DEA_157_10		
Andalucía	ARCHIDONA	Nueva subestación	400	2012	A			X				Conexión	DEA_049_04	2011	A
Andalucía	TABERNAS	Nueva subestación	400	2012	A	X					X	Estructural		2010	A
Andalucía	PUEBLA DE GUZMAN	Nueva subestación	400	2012	A	X	X			X		Estructural		2011	A
Andalucía	PUEBLA DE GUZMAN	Ampliación subestación	400	2012	A					X		Conexión	Evacuación definitiva para GEE_584_06 y GEN_245_09	2011	B1
Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Renovación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_365_08. No transporte hasta mallado Facinas-Parralejo 220 kV	2013	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	UBEDA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_179_06	2011	B1
Andalucía	SANTA ELVIRA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_300_08 condicionado	2009	B1
Andalucía	VENTILLA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	Anteriormente Mijas Norte. DED_273_05	2011	B1
Andalucía	FACINAS	Ampliación subestación	220	2013	A	X						Estructural	Interruptor de acoplamiento por paso a Doble Barra		
Andalucía	ILLORA	Ampliación subestación	220	2013	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Andalucía	LA RIBINA	Nueva subestación	400	2013	A	X					X	Estructural	DED_271_09	2016-2020	R
Andalucía	RONDA	Nueva subestación	400	2013	A			X				Conexión	DEA_155_10		
Andalucía	MARCHENILLA	Nueva subestación	400	2013	A			X				Conexión	DEA_156_10		
Andalucía	BERJA	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_317_09	2011	B1
Andalucía	BENAHAVIS	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	Anteriormente Guadaiza. DED_272_05	2011	B1
Andalucía	CORDOBA	Nueva subestación	220	2014	A	X						Estructural	Anteriormente Arenal	2016-2020	R
Andalucía	SANTA BARBARA	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_413_08	2012	B2
Andalucía	PALOMARES	Nueva subestación	220	2014	B					X		Conexión	Alternativa GEN_235_09	2012	B2
Andalucía	CORDOBA	Nueva subestación	400	2014	A	X						Estructural	Anteriormente Arenal	2016-2020	R
Andalucía	CARTUJA	Nueva subestación	400	2014	A	X						Estructural		2012	A
Andalucía	PALOS	Ampliación subestación	400	2014	A			X				Conexión	GOR_027_02	2011	A
Andalucía	CENTENARIO (NUEVO PARQUE BLINDADO)	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural	Alternativa por inviabilidad de renovación de Centenario 220 kV	2009	A
Andalucía	VIRGEN DEL ROCIO	Nueva subestación	220	2015	A						X	Conexión	DED_412_08	2009	A
Andalucía	NERJA	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_524_10. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Andalucía	GIBALBIN	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_322_09. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Andalucía	CORNISA	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	ALCOLEA	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_409_09. Condicionado a CTA	2011	B1
Andalucía	NUEVA CASILLAS	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural	Alternativa. DED_407_09. Por inviabilidad física de ampliación de Casillas 220 kV	2010	A
Andalucía	ALBUÑUELAS	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural	Alternativa por inviabilidad física de Orgiva 220 Kv	2011	A
Andalucía	CHUCENA	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Andalucía	PUERTO SEVILLA	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Andalucía	QUINTOS	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_361_08. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Andalucía	URSO	Nueva subestación	220	2016	B			X				Conexión	TAV Sevilla-Antequera. DEA_130_09. Condicionado a CTA	2015	A
Andalucía	VISO DEL ALCOR	Nueva subestación	220	2016	B			X				Conexión	DEA_129_09. TAV Sevilla-Antequera. Condicionado a CTA	2012	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2012	B1
Andalucía	LA PALMA DEL CONDADO	Nueva subestación	220	2016	B			X				Conexión	DEA_161_11. Condicionado a CTA		
Andalucía	NUDO LOGISTICO	Nueva subestación	220	2016	A	X					X	Estructural	DED_411_09. Nudo Logístico antes denominado Supernorte	2011	A
Andalucía	COSARIO	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	ENTRENUCLEOS	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_339_08. Condicionada a terceros. PGOU Dos Hermanas	2012	B2
Andalucía	AZAHARA	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_406_09. Condicionado a CTA	2012	B1
Andalucía	MAZUELOS	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Anteriormente Alcalá la Real. DED_405_09. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Andalucía	PITAMO	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	PALACIOS	Nueva subestación	220	2016	A						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2011	A
Andalucía	PALACIOS	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	GEN_236_09. Condicionado a CTA	2012	B2
Andalucía	CASAQUEMADA	Ampliación subestación	220	2016	B			X				Conexión	DEA_160_11. Condicionado a CTA		
Andalucía	COSTA DE LA LUZ	Ampliación subestación	220	2016	A						X	Conexión	DED_304_08 condicionado	2016-2020	R
Andalucía	EL FARGUE	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_400_09. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Andalucía	CENTENARIO (NUEVO PARQUE BLINDADO)	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Anteriormente ampliación de Centenario 220 kV. Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	NUEVA CASILLAS	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	CASAQUEMADA	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	PARRALEJO	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Andalucía	VENTILLA	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Andalucía	BENAHAVIS	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Andalucía	BAZA	Nueva subestación	400	2016	A	X						Estructural		2012	A
Andalucía	LA RIBINA	Ampliación subestación	400	2016	B			X				Conexión	DEA_124_09. Condicionado a CTA	2013	A
Andalucía	TABERNAS	Ampliación subestación	400	2016	B			X				Conexión	Alternativa. Sustituye a la ampliación de Benahadux 220 kV. DEA_125_09. Condicionado a CTA	2012	A
Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	GEE_861_10. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	HUENEJA	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	DON RODRIGO	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	GEN_218_09. Condicionado a CTA	2011	B2
Andalucía	LA RIBINA	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	BAZA	Ampliación subestación	400	2016	B				X			Conexión	GOR_142_08. Condonado a CTA	2012	B2
Andalucía	BAZA	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condonado a Acceso y CTA	2012	B2
Andalucía	BUENAIRE	Nueva subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condonado a Acceso y CTA		
Andalucía	GUADAIRA	Nueva subestación	220	2017	A	X					X	Estructural	DED_328_09	2009	A
Andalucía	COIN	Nueva subestación	220	2017	B						X	Conexión	Anteriormente Monda. DED_324_09. Condonado a CTA	2016-2020	R
Andalucía	MIRABAL	Nueva subestación	220	2017	B						X	Conexión	Anteriormente Montealegre. DED_323_09. Condonado a CTA	2016-2020	R
Andalucía	GUADAIRA	Nueva subestación	400	2017	A	X					X	Estructural		2015	A
Andalucía	AZNALCOLLAR	Nueva subestación	400	2017	A	X					X	Estructural			
Andalucía	EUROPA	Nueva subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condonado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	RANILLAS	Nueva subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condonado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	ATALAYA SEVILLA	Nueva subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condonado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Andalucía	BENAHADUX	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condonado a Acceso y CTA	2009	B1
Aragón	AVE ZARAGOZA	Ampliación subestación	220	2011	A	X						Estructural	Acoplamiento de barras		
Aragón	MEZQUITA	Nueva subestación	400	2011	A	X				X		Estructural	GEE_567_05	2011	A
Aragón	VALDECONEJOS	Renovación subestación	220	2012	A	X				X		Estructural	Adecuación de SE existente para evacuación de régimen especial (no transporte). Adecuación a los PO's	2012	A
Aragón	HIJAR	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_255_06.Trafo 220/132 kV pasa de 85,5 MVA a 160 MVA condonado a revisar acceso	2010	A
Aragón	ESQUEDAS	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_275_06	2011	A
Aragón	CALAMOCHA	Nueva subestación	220	2012	A			X			X	Conexión	DEA_133_09; DED_533_10	2011	A
Aragón	MEZQUITA	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural		2011	A
Aragón	MEZQUITA	Ampliación subestación	220	2012	B					X		Conexión	Condonado a Acceso y CTA		
Aragón	MUNIESA	Nueva subestación	400	2012	A					X		Conexión	GEE_622_07	2012	B1
Aragón	CARIÑENA	Nueva subestación	400	2012	A			X				Conexión	DEA_134_09	2013	A
Aragón	MEZQUITA	Ampliación subestación	220	2013	B						X	Conexión	Para alimentar zona de Escucha		
Aragón	CINCA	Renovación subestación	220	2014	A	X					X	Estructural	Subestación con un único interruptor. Adecuación a los PO's		
Aragón	LOS LEONES	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_274_06	2011	B1
Aragón	CARDIEL	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_299_07	2011	A
Aragón	ARNERO	Nueva subestación	220	2014	A	X						Estructural		2012	A
Aragón	MONZON	Ampliación subestación	220	2014	A	X						Estructural	Acoplamiento de barras		

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Aragón	PLATEA	Nueva subestación	400	2014	A						X	Conexión	DED_256_06	2013	A
Aragón	ARNERO	Nueva subestación	400	2014	A	X						Estructural		2012	A
Aragón	MUDEJAR	Nueva subestación	400	2014	A	X						Estructural		2013	A
Aragón	MONZON	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Aragón	CINCA	Ampliación subestación	220	2015	B					X	X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Aragón	MAGALLON	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Aragón	LANZAS AGUDAS	Ampliación subestación	220	2015	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Aragón	LOS VIENTOS	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA. Transformación 220/132 kV		
Aragón	VALDECONAJOS	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Aragón	ARNERO	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Aragón	CALAMOCHA	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Aragón	ARNERO	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Aragón	MEQUINENZA	Renovación subestación	400	2017	A	X						Estructural	Tres posiciones nuevas para adecuación a PO's. Condicionado a Acceso y CTA.		
Aragón	ESCATRON A	Ampliación subestación	220	2018	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Aragón	PEÑAFLORES	Ampliación subestación	220	2018	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Aragón	MAGALLON	Ampliación subestación	220	2018	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Aragón	FUENDETODOS	Ampliación subestación	220	2018	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Aragón	OSERA	Nueva subestación	400	2019	B				X			Conexión	GOR_160_10. Condicionado a CTA.	2016-2020	R
Aragón	MEQUINENZA	Ampliación subestación	400	2019	B				X			Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Aragón	ESCATRON	Ampliación subestación	400	2019	B				X			Conexión	GOR_104_07, GOR_141_08. Condicionado a CTA	2011	B2
Asturias	VILLALLANA	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_451_08	2011	A
Asturias	SILVOTA	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_439_08	2011	B2
Asturias	EL PALO	Nueva subestación	400	2011	A	X				X	X	Estructural	DED_319_07	2010	A
Asturias	PESOS	Nueva subestación	400	2011	A	X				X	X	Estructural	DED_489_08	2010	A
Asturias	SAN CLAUDIO	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_364_08	2016-2020	R
Asturias	GRADO	Nueva subestación	400	2012	A	X				X	X	Estructural		2010	A
Asturias	REBORIA	Nueva subestación	220	2014	A	X			X			Estructural			
Asturias	REBORIA	Nueva subestación	400	2014	A	X			X			Estructural		2013	A
Asturias	GOZÓN	Nueva subestación	220	2015	A	X						Estructural		2010	A
Asturias	CAUDAL	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural	Anteriormente Pereda II	2011	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Asturias	COSTA VERDE	Nueva subestación	400	2015	B						X	Conexión	Condicionada a Acceso y CTA. Alternativa en Serín 220/132 kV (E/S en Carrió-San Claudio 220 kV)	2016-2020	R
Asturias	SAMA	Nueva subestación	400	2015	A	X			X		X	Estructural	Condicionada a Sama-Velilla. Sustituye las posiciones de las líneas de transporte ubicadas en SE Lada 400 kV existente	2016-2020	R
Asturias	GOZÓN	Nueva subestación	400	2015	A	X						Estructural		2010	A
Asturias	ORTIGUERO	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Asturias	EL PALO	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2010	A
Asturias	REBORIA	Ampliación subestación	400	2016	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_097_07 y GOR_117_07	2013	B2
Asturias	PESOS	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Asturias	ABRES	Nueva subestación	400	2018	B					X	X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Asturias	TAMÓN	Nueva subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2011	B1
Asturias	CARRIO	Ampliación subestación	220	2019	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_037_07 (con alternativa en Reboira 400 kV)	2016-2020	R
Asturias	SOTO DE RIBERA	Ampliación subestación	220	2019	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_108_07	2016-2020	R
Asturias	CAUDAL	Ampliación subestación	220	2019	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_116_07	2011	A
Asturias	TAMÓN	Nueva subestación	400	2019	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_121_07	2011	B1
Cantabria	T UDALLA	Nueva T	400	2011	A						X	Conexión	Instalación provisional hasta la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2009	A
Cantabria	UDALLA	Nueva subestación	400	2011	A						X	Conexión	Hasta la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV. DED_532_10	2009	A
Cantabria	PIELAGOS	Nueva subestación	220	2012	B						X	Conexión	DED_482_09 condicionado	2016-2020	R
Cantabria	AGUAYO	Ampliación subestación	220	2012	B					X	X	Conexión	DED_374_09 condicionado	2009	B1
Cantabria	VALDEOLEA	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural	Lleva asociado un interruptor longitudinal en Mataporquera 220 kV	2012	A
Cantabria	CICERO	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	Anteriormente Treto. DED_414_08	2010	B1
Cantabria	SOLORZANO	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_414_08	2010	B1
Cantabria	VALLEGON	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	Anteriormente Castro Urdiales. DED_260_08	2011	B1
Cantabria	VALDEOLEA	Ampliación subestación	220	2013	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Cantabria	VALDEOLEA	Nueva subestación	400	2013	A	X					X	Estructural	Anteriormente Mataporquera	2012	A
Cantabria	SOLORZANO	Nueva subestación	400	2013	A						X	Conexión	DED_414_08	2010	B1
Cantabria	TORRELAVEGA	Nueva subestación	220	2014	A					X	X	Conexión	DED_516_09	2010	B2
Cantabria	CACICEDO	Ampliación subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2009	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cantabria	T UDALLA	Eliminación T	400	2014	A						X	Conexión	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2011	B1
Cantabria	UDALLA	Baja subestación	400	2014	A						X	Conexión	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2011	B1
Cantabria	LABARCES	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Cantabria	SOLORZANO	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cantabria	VALDEOLEA	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cantabria	CICERO	Ampliación subestación	220	2017	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cantabria	TORRELAVEGA	Ampliación subestación	220	2017	B				X			Conexión	GOR_099_06 condicionado a CTA	2016-2020	R
Cantabria	AGUAYO	Ampliación subestación	400	2017	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cantabria	AGUAYO	Ampliación subestación	400	2017	B				X			Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla y León	SANTIZ	Nueva subestación	220	2011	A					X		Conexión	GEE_628_07	2010	A
Castilla y León	T. PALENCIA 1	Eliminación T	220	2011	A	X						Estructural		2011	A
Castilla y León	APARECIDA	Baja subestación	220	2011	A						X	Conexión		2011	B2
Castilla y León	APARECIDA	Nueva subestación	400	2011	A					X		Conexión	GEE_104_03, GEE_449_04. Ya construida y pes a 220 kV	2011	B2
Castilla y León	LASTRAS	Ampliación subestación	400	2011	A					X		Conexión	GEE_587_07	2008	A
Castilla y León	LA MUDARRA	Renovación subestación	220	2012	A	X						Estructural	Nuevo interruptor para aumentar Pcc admisible		
Castilla y León	T. PALENCIA 2	Eliminación T	220	2012	A	X						Estructural		2012	A
Castilla y León	TORDESILLAS	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_424_09	2016-2020	R
Castilla y León	VALDECARRETAS	Nueva subestación	400	2012	A			X				Conexión	Anteriormente Toro. DEA_139_10	2012	A
Castilla y León	CERRATO	Nueva subestación	400	2012	A			X		X		Conexión	DEA_108_08	2012	A
Castilla y León	LUENGOS	Nueva subestación	400	2012	A			X				Conexión	DEA_111_08	2012	A
Castilla y León	GRIJOTA	Ampliación subestación	400	2012	A			X				Conexión	DEA_110_08. Acceso condicionado	2012	A
Castilla y León	HERREROS	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural		2012	A
Castilla y León	VILLATORO	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_234_07	2011	A
Castilla y León	MAGAÑA	Nueva subestación	220	2013	A	X				X		Estructural	GEE_856_09	2011	A
Castilla y León	ARBILLERA	Nueva subestación	220	2013	A	X		X				Estructural	Condicionado a Acceso AVE en Arbillera 400 kV		
Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	Nueva subestación	220	2013	A	X				X	X	Estructural	DED_501_09. Conexión simple barra con nueva doble barra	2013	A
Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	Ampliación subestación	220	2013	A					X		Conexión	GEE_604_06	2009	B1
Castilla y León	LA MUDARRA	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_554_11		
Castilla y León	HERREROS	Nueva subestación	400	2013	A	X				X	X	Estructural		2012	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Castilla y León	POLA DE GORDON	Nueva subestación	400	2013	A			X				Conexión	DEA_118_08. Villamanín 400 kV sustituida por Pola de Gordón 400 kV en eje La Robla-Sama-Lada 1 400 kV	2012	A
Castilla y León	ARBILLERA	Nueva subestación	400	2013	A			X				Conexión	DEA_153_11		
Castilla y León	TÁBARA	Nueva subestación	400	2013	A			X				Conexión	DEA_154_11		
Castilla y León	LAGUNA	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_422_09	2011	A
Castilla y León	CORCOS	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_433_10	2011	B1
Castilla y León	VALDECABALLOS	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_551_11		
Castilla y León	BRIVIESCA	Nueva subestación	400	2014	A			X		X		Conexión	DEA_128_09	2013	A
Castilla y León	BUNIEL	Nueva subestación	400	2014	A			X				Conexión	DEA_109_08	2012	A
Castilla y León	T. RENEDO	Eliminación T	220	2015	A	X						Estructural		2011	A
Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	Nueva subestación	400	2015	B					X	X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2011	A
Castilla y León	ANLLARES	Ampliación subestación	400	2015	B				X			Conexión	No transporte. Condicionado a CTA. GOR_137_08	2015	B2
Castilla y León	COMPOSTILLA	Ampliación subestación	400	2015	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_159_10 (OXY300)		
Castilla y León	VILLAMAYOR	Ampliación subestación	220	2016	B			X				Conexión	Condicionado a CTA. DEA_035_04, DEA_036_04	2011	A
Castilla y León	VILLATORO	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Castilla y León	MIRANDA	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla y León	OSORNO	Nueva subestación	400	2016	B			X				Conexión	Condicionado a CTA. DEA_159_10		
Castilla y León	MONTEARENAS	Ampliación subestación	400	2016	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_102_06 (2º 400 MW)	2009	B2
Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	Ampliación subestación	400	2016	B			X				Conexión	Condicionado a CTA. DEA_037_04, DEA_038_04		
Castilla y León	LAS ARROYADAS	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a CTA. DED_194_06	2013	B1
Castilla y León	LAGUNA	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla y León	LA ROBLA	Ampliación subestación	400	2017	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla y León	ALMAZÁN	Ampliación subestación	400	2017	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla y León	BECILLA DE VALDERADUEY	Nueva subestación	220	2018	B					X	X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla y León	MUDARRA	Renovación subestación	400	2018	A	X						Estructural	Renovar elementos que limitan el poder de corte por debajo de 50 kA. Elevada lcc		
Castilla y León	TORDESILLAS	Renovación subestación	400	2018	A	X						Estructural	Renovar elementos que limitan el poder de corte por debajo de 50 kA. Elevada lcc		
Castilla y León	PIÑUEL	Nueva subestación	400	2019	B				X	X		Conexión	Condicionada a CTA. GOR_134_07	2016-2020	R

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Castilla-La Mancha	TALAVERA	Renovación subestación	220	2011	A	X					X	Estructural		2010	A
Castilla-La Mancha	EBORA	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_196_06	2009	A
Castilla-La Mancha	LA SOLANA	Nueva subestación	220	2011	A	X					X	Estructural	DED_230_07 condicionado	2010	A
Castilla-La Mancha	ALARCOS	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_468_10	2009	A
Castilla-La Mancha	BRAZATORTAS	Nueva subestación	400	2012	A	X						Estructural		2012	A
Castilla-La Mancha	CAMPANARIO	Nueva subestación	400	2012	A			X			X	Conexión	DEA_080_06	2011	A
Castilla-La Mancha	CASARRUBIOS	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	Anteriormente Valmojado. DED_228_06	2010	A
Castilla-La Mancha	BRAZATORTAS	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	MANZANARES	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	ARENAS DE SAN JUAN	Nueva subestación	220	2013	A					X		Conexión	GEN_047_08	2013	B2
Castilla-La Mancha	MANZANARES	Ampliación subestación	220	2013	A					X		Conexión	GEN_176_08, GEN_267_10	2013	B2
Castilla-La Mancha	MANZANARES	Nueva subestación	400	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	TALAVERA	Ampliación subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_331_06	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	CASARRUBIOS	Ampliación subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	CAMPANARIO	Ampliación subestación	400	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Castilla-La Mancha	HUELVES	Ampliación subestación	220	2015	A	X						Estructural	Dos interruptores para dos líneas existentes	2009	A
Castilla-La Mancha	ACECA	Ampliación subestación	220	2015	B				X			Conexión	GOR_110_06. Condicionado a CTA	2010	B2
Castilla-La Mancha	ACECA	Ampliación subestación	220	2015	B				X			Conexión	GOR_111_06. Condicionado a CTA	2010	B2
Castilla-La Mancha	BELINCHON	Ampliación subestación	400	2015	B				X			Conexión	GOR_091_05, GOR_120_07. Condicionado a CTA		
Castilla-La Mancha	ACECA B	Nueva subestación	220	2016	A	X						Estructural	Desmallado de Aceca 220 kV sin unión de barras. Posible adelanto de fecha condicionada a la instalación de un nuevo grupo de Ciclo combinado	2011	A
Castilla-La Mancha	CALERA	Nueva subestación	220	2016	B			X				Conexión	TAV Madrid-Navalmoral. DEA_146_09. Condicionado a CTA	2013	A
Castilla-La Mancha	LAS CARROYUELAS	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA. Inviabilidad ampliación Madrdejos	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	LA PALOMA	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	GEN_036_06. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	TORRIJOS	Ampliación subestación	220	2016	A						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	VILLARES DEL SAZ	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	EBORA	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Castilla-La Mancha	JOSE CABRERA	Ampliación subestación	220	2016	B				X			Conexión	GOR_118_06. Modificación punto evacuación CCGN en Almonacid de Zorita. Condicionado a CTA	2015	B2
Castilla-La Mancha	VILLAMIEL	Nueva subestación	400	2016	B			X				Conexión	Alternativa TAV Madrid-Navalmoral DEA_126_09. Condicionado a CTA	2013	A
Castilla-La Mancha	CAMPANARIO	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla-La Mancha	VILLANUEVA DE LOS ESCUDEROS	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla-La Mancha	MINGLANILLA	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla-La Mancha	BELINCHON	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla-La Mancha	ILLESCAS	Nueva subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	LA SOLANA	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	LAS CARROYUELAS	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	VILLARES DEL SAZ	Nueva subestación	400	2017	A	X					X	Estructural			
Castilla-La Mancha	FUENTES DE LA ALCARRIA	Ampliación subestación	400	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	TALAVERA	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Castilla-La Mancha	ALMADEN	Nueva subestación	400	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Cataluña	MAS FIGUERES	Renovación subestación	220	2011	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	PALAU	Renovación subestación	220	2011	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	NUDO VIARIO	Nueva subestación	220	2011	A	X		X				Estructural	DEA_044_04. Por elevada lcc: SE GIS de 63 kA	2008	A
Cataluña	BESCANO	Nueva subestación	220	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	BARO DE VIVER	Nueva subestación	220	2011	A			X				Conexión	DEA_010_06. Anteriormente TAV Barcelona. Por elevada lcc: SE GIS de 63 kA	2009	A
Cataluña	ANOIA	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_270_06	2009	A
Cataluña	FACULTATS	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_192_09	2011	B1
Cataluña	CAN JARDI B	Nueva subestación	220	2011	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	VALDONCELLES	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_297_09	2013	B2
Cataluña	SENTMENAT	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_200_04. La conexión en Sentmenat 220 kV incluye líneas en cable de 220 kV con interruptor en el extremo de las mismas	2010	A
Cataluña	LA SAGRERA	Ampliación subestación	220	2011	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2011	B1
Cataluña	NUDO VIARIO	Ampliación subestación	220	2011	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2008	A
Cataluña	SANT CELONI	Ampliación subestación	220	2011	A	X						Estructural	Acoplamiento longitudinal, que sustituye a la renovación		
Cataluña	CAN JARDI	Ampliación subestación	220	2011	A	X						Estructural	Acoplamiento transversal		
Cataluña	ELS AUBALS	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_119_06	2009	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	ELS AUBALS	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_529_11	2013	B1
Cataluña	ELS AUBALS	Ampliación subestación	220	2011	A					X		Conexión	GEE_614_07	2009	A
Cataluña	ZONA FRANCA	Ampliación subestación	220	2011	B						X	Conexión	DED_006_03	2008	A
Cataluña	BESCANO	Nueva subestación	400	2011	A	X	X				X	Estructural	DED_267_08	2009	A
Cataluña	CALDEERS	Ampliación subestación	400	2011	B						X	Conexión	DED_387_09	2009	B1
Cataluña	BELLICENS	Renovación subestación	220	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	LA ESPLUGA	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	GAVARROT	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural	Por elevada lcc: SE GIS de 63 kA	2011	A
Cataluña	GUIXERES	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_182_06	2008	A
Cataluña	GRAMANET	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc. GIS 63 kA	2009	A
Cataluña	NUEVO SANTA COLOMA	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc. GIS 63 kA	2009	A
Cataluña	BEGUES B	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Begues 220 kV		
Cataluña	VILADECANS B	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Viladecans 220 kV		
Cataluña	SANTA COLOMA	Baja subestación	220	2012	A	X						Estructural	Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc. GIS 63 kA	2009	A
Cataluña	JUNEDA	Ampliación subestación	220	2012	B						X	Conexión	DED_398_09 condicionado	2016-2020	R
Cataluña	VIC	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_438_10	2016-2020	R
Cataluña	TORRES DEL SEGRE	Ampliación subestación	220	2012	A	X						Estructural	Posición para redireccionador de flujo.		
Cataluña	BEGUES	Ampliación subestación	220	2012	A	X						Estructural	Dos posiciones por movimiento de líneas		
Cataluña	BEGUES B	Ampliación subestación	220	2012	A	X						Estructural	Acoplamiento transversal		
Cataluña	VILADECANS	Ampliación subestación	220	2012	A	X						Estructural	Acoplamiento transversal		
Cataluña	PERAFORT	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_547_11		
Cataluña	RIUDARENES	Nueva subestación	400	2012	A			X			X	Conexión	DEA_016_07. DED_218_08	2009	A
Cataluña	DELTEBRE	Nueva subestación	400	2012	A						X	Conexión	DED_478_08	2012	B2
Cataluña	VILADECANS	Nueva subestación	400	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	ASCO	Ampliación subestación	400	2012	A						X	Conexión	DED_502_09	2010	A
Cataluña	RAMIS	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	DED_383_09	2010	A
Cataluña	LESSEPS	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_190_09	2011	B1
Cataluña	CERDÁ	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	DED_378_09	2016-2020	R
Cataluña	SANTS	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	DED_379_09	2013	B1
Cataluña	CORNELLA	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	DED_526_10	2016-2020	R
Cataluña	TRANSBADALONA	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural	Alternativa por falta de espacio en Badalona 220 kV	2013	A
Cataluña	VILANOVA	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_388_09	2016-2020	R

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	CERVELLO	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_486_09	2011	B1
Cataluña	LA ESPLUGA	Ampliación subestación	220	2013	B					X		Conexión	Condicionado a acceso.		
Cataluña	RAMIS	Nueva subestación	400	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	SANTA LLOGAIA	Nueva subestación	400	2013	A			X			X	Conexión	DEA_017_07. DED_217_08. Incluye convertora de corriente alterna-continua para la interconexión con Francia.	2009	A
Cataluña	VANDELLOS	Ampliación subestación	400	2013	A			X				Conexión	DEA_122_08	2011	A
Cataluña	SANT FOST	Renovación subestación	220	2014	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	GAVA	Nueva subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2009	A
Cataluña	VENDRELL	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_066_04	2010	A
Cataluña	SABADELL SUR	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_181_06	2016-2020	R
Cataluña	NOU BARRIS	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_525_10	2016-2020	R
Cataluña	VERNEDA	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_381_09	2011	B1
Cataluña	OLVAN	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_477_09	2015	B2
Cataluña	BESOS NUEVO	Ampliación subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_384_09 (3ª unidad 220/25 kV)	2007	A
Cataluña	MORALETES	Ampliación subestación	220	2014	A			X				Conexión	GOR_094_05	2011	B1
Cataluña	ISONA	Nueva subestación	400	2014	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	SANTA LLOGAIA	Ampliación subestación	400	2014	B					X		Conexión	Condicionado a acceso.		
Cataluña	ISONA	Nueva subestación	220	2014	A	X						Estructural		2015	A
Cataluña	LA SECUITA	Nueva subestación	220	2015	A	X				X		Estructural		2016-2020	R
Cataluña	MAS FIGUERES	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_263_05. Condicionado a CTA	2008	B1
Cataluña	OLVAN	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2015	B2
Cataluña	RIERA DE CALDES	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_391_09. Condicionado a CTA	2009	A
Cataluña	VIC	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_399_09. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Cataluña	GRAMANET	Nueva subestación	400	2015	A	X		X				Estructural		2009	A
Cataluña	LA SECUITA	Nueva subestación	400	2015	A	X						Estructural		2014	A
Cataluña	ELS AUBALS	Nueva subestación	400	2015	A	X						Estructural		2014	A
Cataluña	ELS AUBALS	Ampliación subestación	400	2015	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	CAN RIGALT	Nueva subestación	220	2016	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	ALFORJA	Nueva subestación	220	2016	B					X		Conexión	GEE_644_08. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Cataluña	DESVERN	Nueva subestación	220	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	SANT FELIU	Nueva subestación	220	2016	A	X					X	Estructural		2013	A
Cataluña	SARRIA	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_380_09. Condicionado a CTA	2016-2020	R

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	BARCELONA ZONA FRANCA	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	LLIÇA de VALL	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	REUS II	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_509_10 Condicionado al desarrollo del 110 de la zona		
Cataluña	PENITENTS	Nueva subestación	220	2016	A	X					X	Estructural			
Cataluña	RUBI	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_396_09. Condicionado a CTA	2009	B1
Cataluña	NOU BARRIS	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	SANT CUGAT	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	DESVERN	Nueva subestación	400	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	GARRAF	Ampliación subestación	400	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Cataluña	RIUDARENES	Ampliación subestación	400	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Cataluña	LES CORTS	Renovación subestación	220	2017	A	X					X	Estructural			
Cataluña	TERRASSA	Nueva subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	IVORRA	Nueva subestación	220	2017	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	GUIXERES	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Cataluña	LA ROCA	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2009	B1
Cataluña	FACULTATS	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	SABADELL SUR	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	SUBIRATS	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	MAIALS	Ampliación subestación	400	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2010	B1
Cataluña	MATA	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2010	B1
Cataluña	RIERA DE CALDES	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	CERDÁ	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	LA ESPLUGA	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA. Apoyo en la zona de Juneda.		
Cataluña	DELTEBRE	Ampliación subestación	400	2018	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	COLLBLANCH	Baja subestación	220	2019	A	X						Estructural	El desmantelamiento de esta subestación debe ser financiado por terceros	2010	A
Cataluña	SANT BOI (FECSA)	Baja subestación	220	2019	A	X					X	Estructural	El desmantelamiento de esta subestación debe ser financiado por terceros	2011	A
Cataluña	ALBATARREC	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Cataluña	ANOIA	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Cataluña	SABADELL SUR	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Cataluña	BESCANO	Ampliación subestación	220	2019	B				X			Conexión	GOR_125_07. Condicionado a CTA	2011	B2
Cataluña	CORNELLA	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	SARRIA	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Cataluña	VENDRELL	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Comunidad Valenciana	BENIFERRI	Nueva subestación	220	2011	A	X					X	Estructural	DED_199_05	2008	A
Comunidad Valenciana	PARQUE CENTRAL	Nueva subestación	220	2011	A	X					X	Estructural	DED_542_11	2010	A
Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_186_05	2008	A
Comunidad Valenciana	TORRENTE (VALENCIA)	Ampliación subestación	400	2011	A						X	Conexión	DED_198_05	2009	A
Comunidad Valenciana	MONTEBELLO	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	Anteriormente La Nucia II. DED_020_06	2008	A
Comunidad Valenciana	NOVELDA	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural	Anteriormente Monovar. DED_159_06	2007	A
Comunidad Valenciana	BERNAT	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	TORRELLANO	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Anteriormente Nueva Saladas	2010	A
Comunidad Valenciana	T. ALCIRA	Eliminación T	220	2012	A	X						Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BENADRESA	Ampliación subestación	220	2012	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2010	B1
Comunidad Valenciana	BECHI	Ampliación subestación	220	2012	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2009	B1
Comunidad Valenciana	MONTEBELLO	Ampliación subestación	220	2012	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2011	B1
Comunidad Valenciana	SAX	Nueva subestación	400	2012	A			X				Conexión	Anteriormente Villena. DEA_083_07	2011	A
Comunidad Valenciana	LA MUELA (CORTES)	Ampliación subestación	400	2012	A				X			Conexión	GOR_076_06, GOR_135_07	2012	B1
Comunidad Valenciana	ROJALES	Renovación subestación	220	2013	A	X						Estructural		2009	A
Comunidad Valenciana	SANTA POLA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_208_06	2010	A
Comunidad Valenciana	TORREMENDO NORTE	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	TORREMENDO SUR	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	ALDAYA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_251_06, DED_284_06	2007	A
Comunidad Valenciana	VILANOVA (VALENCIA)	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	DED_463_09	2011	A
Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	DED_462_09	2011	A
Comunidad Valenciana	GANDIA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_461_09	2011	B1
Comunidad Valenciana	TORREVIEJA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_370_08, DEA_136_09. Desaladora	2009	B1
Comunidad Valenciana	GODELLETA	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural	Anteriormente Turís	2012	A
Comunidad Valenciana	EL SERRALLO	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	Anteriormente Castellón Grao. DED_417_09 Lleva asociado un interruptor longitudinal en El Ingenio 220 kV	2010	B1
Comunidad Valenciana	ASSEGADOR	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	Anteriormente Villarreal Sur. DED_426_10	2011	A
Comunidad Valenciana	EL ALTET	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_429_08	2011	B1
Comunidad Valenciana	ALICANTE	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	DED_421_08	2011	A
Comunidad Valenciana	CASTALLA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_518_10	2011	B1

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural	Binudo La Eliana 220 kV		
Comunidad Valenciana	ROJALES	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_026_04	2009	A
Comunidad Valenciana	MORVEDRE	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DEA_121_08	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Ampliación subestación	220	2013	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	TORREMENDO	Nueva subestación	400	2013	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	GODELLETA	Nueva subestación	400	2013	A	X						Estructural	Anteriormente Turís	2012	A
Comunidad Valenciana	AQUA	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	Anteriormente Isabel la Católica y Alameda. DED_183_05	2011	A
Comunidad Valenciana	BENICULL	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_459_09	2012	B1
Comunidad Valenciana	EL BROSQUIL	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	Anteriormente Cullera. DED_460_09	2012	B1
Comunidad Valenciana	ELDA	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	Anteriormente Petrel Este. DED_519_10	2011	B1
Comunidad Valenciana	SANCHO LLOP	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	Anteriormente Gandia Sur. DED_464_09	2011	B1
Comunidad Valenciana	VILLAJOYOSA	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_162_09	2011	B1
Comunidad Valenciana	CABO HUERTAS	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_428_08	2013	B1
Comunidad Valenciana	NUEVO CAUCE	Nueva subestación	220	2014	A	X					X	Estructural	DED_492_08	2011	A
Comunidad Valenciana	TORRELLANO	Ampliación subestación	220	2014	A			X				Conexión	DEA_137_09	2012	A
Comunidad Valenciana	SAGUNTO	Ampliación subestación	220	2014	A			X				Conexión	TAV Valencia-Castellón. DEA_142_10	2015	A
Comunidad Valenciana	BENADRESA	Ampliación subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BECHI	Ampliación subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	ELCHE (HC)	Ampliación subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	MONTESA	Nueva subestación	400	2014	A			X				Conexión	DEA_082_06	2011	A
Comunidad Valenciana	VERGEL	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural	DED_465_09	2013	A
Comunidad Valenciana	OROPESA	Nueva subestación	220	2015	A						X	Conexión	Anteriormente Amplaries. DED_419_10	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	VALLBONA	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Anteriormente Carrases. Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	MONCOFAR	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_425_10 Condicionado a CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	PARQUE CABECERA	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA.	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	EL GRAO	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_184_05 Condicionado a CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	RAMBLETA	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural	DED_427_10	2011	A
Comunidad Valenciana	BAJO SEGURA	Nueva subestación	220	2015	A						X	Conexión	Anteriormente San Fulgencio	2010	B1
Comunidad Valenciana	ARNEVA	Nueva subestación	220	2015	A						X	Conexión	DED_371_08	2013	B2
Comunidad Valenciana	BAJO SEGURA	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_372_09 Condicionado a CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BAJO SEGURA	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	DEA_150_10 condicionado Desaladora de Guardamar	2010	B1

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	SEGORBE	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA. Para alimentar la zona sur de		
Comunidad Valenciana	SAGUNTO	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Comunidad Valenciana	SALSADELLA	Nueva subestación	400	2015	A	X				X		Estructural	Anteriormente Maestrazgo y Albocasser. GEE_009_03, GEE_016_03	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	SANTA ANNA	Nueva subestación	400	2015	A	X					X	Estructural	Anteriormente Nueva Saladas	2013	A
Comunidad Valenciana	RABASA (ALICANTE)	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_431_08 Condicionado a CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	SANTA PAU	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_430_10 Condicionado a CTA Anteriormente Burriana	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	SALSADELLA	Nueva subestación	220	2016	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BENICARLO	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_435_10 Condicionado a CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BOVERAL	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Anteriormente Vinaroz. DED_420_10 Condicionada a CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	ALFAFAR	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA Anteriormente La Torre	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	PUZOL	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	UNIVERSIDAD	Nueva subestación	220	2016	A	X					X	Estructural	DED_434_08	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	PLAYA DE TABERNES	Nueva subestación	220	2016	A	X					X	Estructural	DED_466_09	2012	A
Comunidad Valenciana	VIVEROS	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	NOUMOLES	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	EL PLANET	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Comunidad Valenciana	ARNEVA	Ampliación subestación	220	2016	B			X				Conexión	DEA_152_10. Condicionado a CTA.		
Comunidad Valenciana	PARQUE CABECERA	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	VERGEL	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	AQUA	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2013	B2
Comunidad Valenciana	ROJALES	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Comunidad Valenciana	VALLBONA	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Anteriormente Carrases. Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Nueva subestación	220	2017	A	X					X	Estructural			
Comunidad Valenciana	EL CANTALAR	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2012	B2
Comunidad Valenciana	ALICANTE	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	DED_421_08 Condicionado a CTA		
Comunidad Valenciana	JIJONA	Nueva subestación	400	2017	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Comunidad Valenciana	CABO HUERTAS	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	NOVELDA	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	DED_159_06 Condicionado a CTA	2012	B2
Comunidad Valenciana	CASTALLA	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	DED_518_10 Condicionado a CTA	2011	B2

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	NUEVO CAUCE	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2011	B1
Comunidad Valenciana	ELDA	Ampliación subestación	220	2018	B						X	Conexión	DED_519_10 Condicionado a CTA		
Extremadura	VAGUADAS	Nueva subestación	220	2011	A	X					X	Estructural	DED_325_08	2009	A
Extremadura	VAGUADAS	Ampliación subestación	220	2011	A					X		Conexión	GEN_168_08	2011	B1
Extremadura	SAN SERVAN	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural	Anteriormente La Garrovilla	2011	A
Extremadura	TRUJILLO	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural	DED_314_08	2010	A
Extremadura	BROVALES	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural		2009	A
Extremadura	BELVIS DE MONROY	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Alternativa por inviabilidad de ampliación con renovación de Almaraz C.N.	2011	A
Extremadura	ALMARAZ ARROCAMPO	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Posición de salida del nuevo AT2 Almaraz C.N. con salida a Belvis de Monroy		
Extremadura	CACERES	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_353_07	2007	A
Extremadura	SAN SERVAN	Nueva subestación	400	2012	A	X					X	Estructural	Anteriormente La Garrovilla	2011	A
Extremadura	ARAÑUELO	Ampliación subestación	400	2012	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso		
Extremadura	PLASENCIA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_310_07	2009	A
Extremadura	MAIMONA	Nueva subestación	220	2013	A				X		X	Conexión	DEA_066_06, GOR_130_07	2016-2020	R
Extremadura	MAIMONA	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_402_08	2016-2020	R
Extremadura	LOS ARENALES	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	Anteriormente Cáceres II. DED_313_08	2011	A
Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	Nueva subestación	220	2014	A	X						Estructural	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV		
Extremadura	MERIDA	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_403_09 condicionado	2016-2020	R
Extremadura	VAGUADAS	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Extremadura	PINOFRANQUEADO	Nueva subestación	400	2016	B					X		Conexión	GEE_833_09, GEN_244_09. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Extremadura	SAGRAJAS	Nueva subestación	400	2016	B	X		X				Estructural	DEA_105_08 condicionado	2014	A
Extremadura	CARMONITA	Nueva subestación	400	2016	B			X				Conexión	Anteriormente Alcuéscar. DEA_104_07. Condicionado a CTA	2011	A
Extremadura	CAÑAVERAL	Nueva subestación	400	2016	B			X				Conexión	DEA_103_07. Condicionado a CTA	2011	A
Extremadura	ARAÑUELO	Ampliación subestación	400	2016	B			X				Conexión	DEA_102_07. Condicionado a CTA	2011	A
Extremadura	VALDECABALLEROS	Ampliación subestación	400	2016	A					X		Conexión	GEN_221_09	2011	B1
Extremadura	CARMONITA	Ampliación subestación	400	2016	B					X		Conexión	GEN_255_09. Condicionado a CTA		
Extremadura	BROVALES	Ampliación subestación	220	2017	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA. Posible conexión en Brovales 400 kV en función del contingente de generación	2009	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Extremadura	CAMPOMAYOR	Nueva subestación	220	2018	A	X					X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Extremadura	ALBURQUERQUE	Nueva subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Extremadura	SAGRAJAS	Nueva subestación	220	2018	A	X					X	Estructural	Condicionado a Acceso	2014	A
Extremadura	TRUJILLO	Ampliación subestación	220	2018	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Extremadura	ALANGE	Nueva subestación	400	2019	B				X			Conexión	GOR_087_06, GOR_092_06, GOR_136_07. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Extremadura	ALANGE	Ampliación subestación	400	2019	B					X		Conexión	GEN_240_09, GEN_280_10. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Galicia	EIRÍS	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_229_09	2009	A
Galicia	AMOEIRO	Nueva subestación	220	2011	A			X				Conexión	DEA_071_09	2011	A
Galicia	MEIRAMA	Ampliación subestación	220	2011	A			X				Conexión	DEA_021_04	2011	A
Galicia	ATIOS	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_115_09 condicionado	2009	A
Galicia	LOURIZÁN	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_082_08.	2009	B1
Galicia	SANTIAGO DE COMPOSTELA	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_445_09	2009	A
Galicia	LA GRELA 2	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_480_09	2016-2020	R
Galicia	CHANTADA	Ampliación subestación	220	2011	A					X		Conexión	GEE_118_04, GEE_530_05	2007	B1
Galicia	SAN PEDRO	Ampliación subestación	220	2011	A				X			Conexión	GOR_155_09		
Galicia	SILLEDA	Nueva subestación	400	2011	A			X		X		Conexión	DEA_072_09	2011	A
Galicia	LOUSAME	Nueva subestación	220	2012	A	X				X		Estructural		2010	A
Galicia	REGOELLE	Nueva subestación	220	2012	A	X				X	X	Conexión	DEA_141_09, GEN_021_04, GEN_023_04	2011	A
Galicia	SAN ESTEBAN	Ampliación subestación	220	2012	A				X			Conexión	GOR_123_07	2012	B2
Galicia	XOVE	Nueva subestación	400	2012	A	X						Estructural		2011	A
Galicia	LUDRIO	Nueva subestación	400	2012	A					X	X	Conexión	DED_537_11	2012	B2
Galicia	TOMEZA	Nueva subestación	220	2013	A			X			X	Conexión	DEA_019_04	2008	A
Galicia	CAMBADOS	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_444_09	2013	B1
Galicia	TIBO	Ampliación subestación	220	2013	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Galicia	CANEDO	Nueva subestación	400	2013	A	X			X		X	Estructural	Máxima concentración de generación	2012	A
Galicia	BOIMENTE	Ampliación subestación	400	2013	B					X	X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Galicia	LARACHA	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_232_07	2011	A
Galicia	O COVELO	Nueva subestación	220	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	TOMEZA	Ampliación subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_448_10	2016-2020	R
Galicia	SABON	Ampliación subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso, CTA y al desmantelamiento del parque de 132 kV		
Galicia	CONSO	Ampliación subestación	220	2014	A			X				Conexión	DEA_163_11		

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Galicia	BOBORAS	Nueva subestación	400	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	O COVELO	Nueva subestación	400	2014	A	X	X					Estructural		2014	A
Galicia	VENTORRILLO	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Galicia	BELESAR	Ampliación subestación	220	2015	B				X			Conexión	GOR_144_09		
Galicia	NARAÍO	Nueva subestación	400	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA. Anteriormente Narón	2016-2020	R
Galicia	BALAÍDOS	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Galicia	MESON DO VENTO	Ampliación subestación	220	2016	A					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Galicia	SENDERIZ	Nueva subestación	400	2016	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_153_09		
Galicia	SAN MARCOS	Nueva subestación	220	2017	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Galicia	SAN MARCOS	Nueva subestación	400	2017	A	X					X	Estructural			
Galicia	MONTEDEERRAMO	Nueva subestación	400	2018	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_131_08	2015	B2
Galicia	LOUSAME	Ampliación subestación	220	2019	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_152_09		
Galicia	MONTEDEERRAMO	Ampliación subestación	400	2019	B				X			Conexión	Condicionado a CTA. GOR_154_09		
Galicia	CHANTADA	Ampliación subestación	220	2019	B					X	X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2015	B2
Galicia	LUDRIO	Ampliación subestación	400	2019	B					X	X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
La Rioja	HARO	Nueva subestación	220	2011	A	X					X	Estructural	DED_342_08	2009	A
La Rioja	SANTA ENGRACIA	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural		2009	A
La Rioja	HARO	Ampliación subestación	220	2013	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
La Rioja	EL SEQUERO	Ampliación subestación	220	2015	B				X			Conexión	GOR_139_07 Condicionado a CTA	2009	A
La Rioja	PALETONES	Nueva subestación	220	2017	B						X	Conexión	Anteriormente Lardero. Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
La Rioja	QUEL	Ampliación subestación	220	2019	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
La Rioja	PALETONES	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Madrid	FUENCARRAL	Renovación subestación	220	2011	A	X						Estructural		2010	A
Madrid	FUENCARRAL	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_049_06	2009	A
Madrid	EL PILAR	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_051_05	2008	A
Madrid	CIUDAD DEPORTIVA	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_052_05	2008	B1
Madrid	TRES CANTOS	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_154_06	2008	B1
Madrid	CANILLEJAS	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_474_08	2008	A
Madrid	ARAVACA	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_423_08	2009	A
Madrid	GALAPAGAR	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_293_06	2008	A
Madrid	PINTO	Ampliación subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_043_04	2008	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	VALDEMORO	Renovación subestación	220	2012	A	X						Estructural		2012	A
Madrid	ALCOBENDAS	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural	DED_206_05	2009	A
Madrid	VILLAVERDE	Baja subestación	220	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Villaverde 220 kV por elevada lcc		
Madrid	VILLAVERDE	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Villaverde 220 kV por elevada lcc. GIS de 63 kA		
Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_418_08	2010	B2
Madrid	CUEVAS DE ALMANZORA	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	PRADOLONGO	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_247_06	2008	A
Madrid	VILLAVERDE B	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Villaverde 220 kV por elevada lcc. GIS de 63 kA	2011	A
Madrid	TORREJON DE VELASCO A	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural	DED_487_08	2011	A
Madrid	TORREJON DE VELASCO B	Nueva subestación	220	2012	A	X					X	Estructural	DED_442_09	2011	A
Madrid	PARQUE INGENIEROS	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_134_05	2008	A
Madrid	GALAPAGAR	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_479_09	2009	A
Madrid	RETAMAR	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_345_08	2009	A
Madrid	VALDEMORO	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_481_09 condicionado	2016-2020	R
Madrid	TORREJON DE VELASCO	Nueva subestación	400	2012	A	X		X				Estructural	DEA_087_07	2011	A
Madrid	GALAPAGAR	Ampliación subestación	400	2012	A						X	Conexión	DED_294_06	2016-2020	R
Madrid	ANCHUELO	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural			
Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES B	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	T. TRES CANTOS 1	Eliminación T	220	2013	A	X						Estructural		2010	A
Madrid	T. TRES CANTOS 2	Eliminación T	220	2013	A	X						Estructural		2010	A
Madrid	CIUDAD DE LA IMAGEN	Nueva subestación	220	2013	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Madrid	VALLE DEL ARCIPRESTE	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_523_10	2011	A
Madrid	ALCALA II	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_496_09	2016-2020	R
Madrid	LOECHES B	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	DED_447_09	2016-2020	R
Madrid	LAS MERCEDES	Nueva subestación	220	2013	B						X	Conexión	DED_084_06 condicionado	2016-2020	R
Madrid	ARROYO DE LAS MONJAS	Nueva subestación	220	2013	A	X					X	Estructural	Esta actuación lleva asociado un interruptor longitudinal en Meco 220 kV		
Madrid	T. LEGANES	Eliminación T	220	2013	A	X						Estructural			
Madrid	T. LA FORTUNA 1	Eliminación T	220	2013	A	X						Estructural			
Madrid	T. LA FORTUNA 2	Eliminación T	220	2013	A	X						Estructural			
Madrid	T. RETAMAR	Eliminación T	220	2013	A	X						Estructural			

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	PARLA	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_476_09	2016-2020	R
Madrid	CIUDAD DEPORTIVA	Ampliación subestación	220	2013	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Madrid	CAMPO DE LAS NACIONES	Ampliación subestación	220	2013	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Madrid	POLIGONO C	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_133_05	2008	A
Madrid	TOREROS	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_359_08	2010	B1
Madrid	CARPETANIA	Nueva subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2011	B1
Madrid	SAN ROQUE	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_346_07	2011	B1
Madrid	ERAS DE VALDEMORO	Nueva subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2011	B1
Madrid	FUENTE HITO	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_544_11	2013	B1
Madrid	LAS FUENTECILLAS	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_028_07	2011	A
Madrid	PERALES	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_475_09 anula el DED_019_04	2016-2020	R
Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	Ampliación subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_320_06	2009	A
Madrid	MAJADAHONDA	Ampliación subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_522_10	2009	A
Madrid	PERALES	Ampliación subestación	220	2014	A						X	Conexión	GEE_613_08	2012	B2
Madrid	RIVAS	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	PRAHONAL	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	BRUNETE	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2011	B1
Madrid	LAS MATAS	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_521_10. Condicionado a CTA	2011	B1
Madrid	LOS BERROCALES	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	SAN FERNANDO	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural		2013	B1
Madrid	ALGETE	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_207_09. Condicionado a CTA	2010	B1
Madrid	CISNEROS	Nueva subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Madrid	VILLVERDE	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	DED_250_05. Condicionado a CTA	2007	A
Madrid	CANILLEJAS	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Madrid	SAN FERNANDO	Nueva subestación	400	2015	A	X					X	Estructural		2016-2020	R
Madrid	RETIRO	Nueva subestación	220	2016	B	X					X	Conexión	DED_358_08. Condicionado a CTA	2013	A
Madrid	CAMARMA	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2011	B1
Madrid	PARLA OESTE	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_498_09. Condicionado a CTA	2016-2020	R
Madrid	TRIGALES	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	VALDEMINGOMEZ	Nueva subestación	220	2016	A	X					X	Estructural	Inviabilidad de ubicar Villaverde 400 junto a Villaverde. Desmallado de Villaverde 220 kV por elevada lcc. GIS de 63 kA	2011	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Madrid	TOREROS	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	PINTO AYUDEN	Ampliación subestación	220	2016	A						X	Conexión	DED_514_10	2016-2020	R
Madrid	ARROYO DE LAS MONJAS	Ampliación subestación	220	2016	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	BUENAVISTA	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	VALLE DEL ARCIPRESTE	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	VALDEMINGOMEZ	Nueva subestación	400	2016	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	LOS CERROS	Nueva subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	T. VICALVARO	Eliminación T	220	2017	A	X						Estructural			
Madrid	COSLADA	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2009	B1
Madrid	TRES CANTOS	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	ARROYO DE LAS MONJAS	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	FUENLABRADA	Ampliación subestación	220	2017	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Madrid	VALDEMORO	Ampliación subestación	220	2017	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Madrid	COSLADA B	Nueva subestación	220	2017	A	X						Estructural	La transformación actual 220/MT kV de Coslada de traslada a este nudo		
Madrid	COSLADA B	Ampliación subestación	220	2017	A	X						Estructural	Acoplamiento transversal		
Madrid	VILLAVICIOSA B	Nueva subestación	220	2017	A	X						Estructural	La transformación actual 220/132 kV se Villaviciosa de traslada a este nudo		
Madrid	VILLAVICIOSA B	Ampliación subestación	220	2017	A	X						Estructural	Acoplamiento transversal		
Madrid	ALAMILLOS	Nueva subestación	220	2018	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Madrid	COLMENAR DE OREJA	Nueva subestación	400	2019	B				X	X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Madrid	MORATA	Ampliación subestación	400	2019	B				X			Conexión	GOR_059_01 condicionado. Condicionado a CTA	2011	B1
Murcia	CARRIL	Nueva subestación	400	2011	A	X						Estructural	Anteriormente Águilas	2009	A
Murcia	PEÑARRUBIA	Nueva subestación	400	2012	A					X		Conexión	Anteriormente Jumilla. GEE_661_08	2009	B1
Murcia	CARRIL	Ampliación subestación	400	2012	A						X	Conexión	DED_347_07	2011	A
Murcia	BALSICAS	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_348_07	2011	A
Murcia	MURCIA	Nueva subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_548_11	2011	B1
Murcia	SAN PEDRO DEL PINATAR	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_508_10	2013	B2
Murcia	NUEVA ESCOMBRERAS B	Nueva subestación	400	2013	A	X			X			Estructural	Por partición de SE Nueva Escombreras en dos SSEE	2009	A
Murcia	LOS CAMACHOS	Nueva subestación	220	2014	A						X	Conexión	DED_505_09	2014	A
Murcia	ESPINARDO	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural	DED_549_11		
Murcia	PEÑARRUBIA	Ampliación subestación	400	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2009	B1
Murcia	CAMPILLO	Nueva subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_550_11 Condicionado a CTA		

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Murcia	LOS CAMACHOS	Ampliación subestación	220	2016	B			X				Conexión	Condicionado a Acceso y CTA (alternativa a Asomada 400 kV)		
Murcia	BALSICAS	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_507_10 Condicionado a CTA	2013	B2
Murcia	MURCIA	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	DED_548_11 Condicionado a CTA	2013	B2
Murcia	ESPINARDO	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Murcia	TOTANA	Ampliación subestación	400	2016	B			X				Conexión	DEA_123_09. Condicionado a CTA.	2012	A
Murcia	TOTANA	Ampliación subestación	400	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
Navarra	EZKABARTE	Nueva subestación	220	2012	A						X	Conexión	DED_341_08	2010	A
Navarra	ORCOYEN	Ampliación subestación	220	2012	B						X	Conexión	DEA_144_09 condicionado	2012	A
Navarra	LA SERNA	Ampliación subestación	220	2014	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso		
Navarra	LA SERNA	Ampliación subestación	400	2014	B					X		Conexión	GEE_082_03, GEE_596_06, GEE_912_10 y GEN_286_10 Condicionado a CTA	2007	A
Navarra	DICASTILLO	Nueva subestación	220	2015	A	X					X	Estructural	Anteriormente Aberín. DED_343_09 Condicionado a CTA	2012	A
Navarra	DICASTILLO	Nueva subestación	400	2015	A	X					X	Estructural	Anteriormente Aberín	2012	A
Navarra	EZKABARTE	Ampliación subestación	220	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
Navarra	CASTEJON	Ampliación subestación	400	2017	B			X				Conexión	GOR_109_06 Condicionado a CTA	2011	B2
Navarra	DICASTILLO	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
País Vasco	IRUN	Nueva subestación	220	2011	A						X	Conexión	DED_362_08	2009	A
País Vasco	SANTURCE	Ampliación subestación	400	2011	A	X						Estructural	Nueva Posición a Gúeñes	2008	A
País Vasco	T. LA JARA 1	Eliminación T	220	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	T. LA JARA 2	Eliminación T	220	2012	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	VITORIA	Ampliación subestación	220	2012	A						X	Conexión	Alternativa a Ali por inviabilidad DED_040_05	2016-2020	R
País Vasco	ZAMUDIO	Ampliación subestación	220	2012	B						X	Conexión	DEA_143_11 condicionado		
País Vasco	ABANTO	Nueva subestación	220	2013	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso	2011	B1
País Vasco	LUMINABASO	Nueva subestación	220	2013	A			X				Conexión	DEA_147_09	2013	A
País Vasco	ERREBILLA	Nueva subestación	220	2013	B						X	Conexión	Posición de salida del nuevo AT con salida a Abanto 220 kV. Condicionado al acceso de Abanto		
País Vasco	T. GÜEÑES	Eliminación T	220	2013	A	X						Estructural		2010	A
País Vasco	ZAMUDIO	Ampliación subestación	220	2013	A						X	Conexión	DED_257_06	2011	B1
País Vasco	VITORIA	Ampliación subestación	400	2013	B			X				Conexión	DEA_095_08 condicionado a una nueva posición de acoplamiento de barras	2009	A

Subestaciones de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
País Vasco	ELGEA (NUEVO PARQUE)	Nueva subestación	220	2014	B						X	Conexión	DED_457_10 condicionado	2009	A
País Vasco	TOLARIETA	Nueva subestación	400	2014	A			X				Conexión	DEA_094_08	2013	A
País Vasco	AYALA	Ampliación subestación	220	2015	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
País Vasco	PUENTELARRA	Ampliación subestación	220	2015	B				X			Conexión	GOR_122_07 condicionado Condicionado a CTA	2010	B2
País Vasco	ELGEA (NUEVO PARQUE)	Ampliación subestación	220	2015	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
País Vasco	LAGUARDIA	Ampliación subestación	220	2015	B					X		Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
País Vasco	GÜEÑES B	Nueva subestación	220	2016	A	X						Estructural	Binudo Güeñes 220 kV		
País Vasco	OLARIZU	Nueva subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
País Vasco	GATICA	Ampliación subestación	220	2017	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
País Vasco	GATICA	Ampliación subestación	400	2017	B						X	Conexión	Alternativa a Azpeitia por inviabilidad. Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	R
País Vasco	ABANTO	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA. Alternativa al acceso en santurce DED_291_06 rechazado por inviabilidad física		
País Vasco	JUNDIZ	Ampliación subestación	220	2019	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso y CTA		
País Vasco	SANTURCE	Ampliación subestación	220	2019	B				X			Conexión	GOR_148_09 condicionado y condicionado CTA		
País Vasco	SANTURCE	Ampliación subestación	400	2019	B				X			Conexión	GOR_148_09 condicionado y condicionado CTA		

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Andalucía	CARTAMA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2011	A	X						Estructural		2009	A
Andalucía	PINAR DEL REY	Nuevo transformador	AT0	400/220	200	2012	A	X						Estructural	Reserva estratégica Unidad monofásica	2009	A
Andalucía	TABERNAS	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A	X					X	Estructural		2010	A
Andalucía	PALOS	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X			X			Estructural		2012	A
Andalucía	GUILLENA B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Guillena 220 kV	2012	A
Andalucía	GUILLENA B	Nuevo transformador	AT3	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Guillena 220 kV	2012	A
Andalucía	GUILLENA	Baja transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Guillena 220 kV	2012	A
Andalucía	GUILLENA	Baja transformador	AT3	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Guillena 220 kV	2012	A
Andalucía	DON RODRIGO B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Don Rodrigo 220 kV. Necesarios 50 m de cable nuevo.	2012	A
Andalucía	DON RODRIGO	Baja transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Don Rodrigo 220 kV	2012	A
Andalucía	PUEBLA DE GUZMAN	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A					X		Estructural		2011	A
Andalucía	CARTUJA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014	A	X						Estructural		2012	A
Andalucía	CORDOBA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014	A	X						Estructural		2016-2020	R
Andalucía	CARTUJA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2016	A	X						Estructural		2015	A
Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2016	B			X			X	Conexión		2012	B1
Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	Nuevo transformador	AT0	400/220	200	2016	B			X			X	Conexión	Reserva estratégica unidad monofásica	2012	B1
Andalucía	GUADAIRA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2017	A	X					X	Estructural		2015	A
Aragón	ESCATRON B (DEFASADOR)	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X			X	X		Estructural		2011	A
Aragón	MEZQUITA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2011	A
Aragón	MEQUINENZA	Baja transformador	AT2	400/220	300	2013	A	X						Estructural	Ampliación de capacidad Trafo Mequinenza 400/220 kV AT-2		
Aragón	MEQUINENZA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2013	A	X						Estructural	Ampliación de capacidad Trafo Mequinenza 400/220 kV AT-2		
Aragón	ARNERO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014	A	X						Estructural		2012	A
Asturias	GRADO	Nuevo transformador	AT0	400/220/132	500/350	2012	A	X					X	Estructural	Reserva estratégica	2010	A
Asturias	GRADO	Nuevo transformador	AT1	400/220/132	500/350	2012	A	X					X	Estructural	Inicialmente funcionando como 400/132 kV. Futuro 400/220 kV	2010	A
Asturias	REBORIA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014	A	X			X		X	Estructural		2013	A
Asturias	GOZÓN	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015	A	X						Estructural		2010	A
Asturias	GOZÓN	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2015	A	X						Estructural		2010	A
Asturias	REBORIA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2015	A	X			X		X	Estructural		2013	A

Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Asturias	TAMÓN	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2019	B	X			X		X	Estructural	Condicionado a acceso distribución en Tamón 220 kV	2011	A
Cantabria	VALDEOLEA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X					X	Estructural	Anteriormente Mataporquera		
Cantabria	SOLORZANO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	B						X	Conexión		2010	B1
Castilla y León	HERREROS	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X					X	Estructural		2012	A
Castilla y León	ARBILLERA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X		X				Estructural	Condicionado a Acceso AVE en Arbillera 400 kV. Con una unidad monofásica de 200 MVA de reserva		
Castilla-La Mancha	MANZANARES	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X						Estructural		2013	A
Castilla-La Mancha	BRAZATORTAS	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	VIC	Nuevo transformador	AT0	400/220	200	2011	A	X						Estructural	Reserva estratégica Unidad monofásica	2009	A
Cataluña	BESCANO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2011	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	VIC	Baja transformador	AT4	400/220	300	2011	A	X						Estructural	Ampliación de capacidad en el AT-4 Vic 400/220 kV		
Cataluña	VIC	Nuevo transformador	AT4	400/220	600	2011	A	X						Estructural	Ampliación de capacidad en el AT-4 Vic 400/220 kV		
Cataluña	LA ESPUGA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	VILADECANS B	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2012	A
Cataluña	BEGUES B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Begues 220 kV		
Cataluña	BEGUES	Baja transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Desmollado de Begues 220 kV		
Cataluña	RAMIS	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X						Estructural		2010	A
Cataluña	RAMIS	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2014	A	X						Estructural		2011	A
Cataluña	ISONA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014	A	X						Estructural		2015	A
Cataluña	GRAMANET	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015	A	X						Estructural		2009	A
Cataluña	GRAMANET	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2015	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	ELS AUBALS	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015	A	X						Estructural		2014	A
Cataluña	LA SECUITA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015	A	X						Estructural		2014	A
Cataluña	DESVERN	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2016	A	X						Estructural		2013	A
Cataluña	DESVERN	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2016	A	X						Estructural		2013	A
Comunidad Valenciana	TORRENTE	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2011	A	X					X	Estructural		2009	A
Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	Nuevo transformador desfasador	AT0	220/220	750	2011	A	X						Estructural	Línea San Miguel de Salinas Sur-Campoamor 220 kV	2009	A
Comunidad Valenciana	CATADAU	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	TORREMENDO NORTE	Nuevo transformador	AT1	400/220	500	2013	A	X						Estructural		2011	A
Comunidad Valenciana	TORREMENDO SUR	Nuevo transformador	AT2	400/220	500	2013	A	X						Estructural		2011	A

Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	GODELETA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X						Estructural		2012	A
Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Nuevo transformador	AT2	400/220	500	2013	A	X						Estructural	Modificación de la conexión del transformador por Binudo. Cambio de transformador. Conectado mediante cable al parque de 220 kV.		
Comunidad Valenciana	LA ELIANA	Baja transformador	AT2	400/220	375	2013	A	X						Estructural	Modificación de la conexión del transformador por Binudo. Cambio de transformador		
Comunidad Valenciana	TORRELLANO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015	A	X					X	Estructural	Conectado mediante enlace de 1 km a la SE Torrellano 220 kV	2013	A
Comunidad Valenciana	TORRELLANO	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2015	A	X					X	Estructural	Conectado mediante enlace de 1 km a la SE Torrellano 220 kV	2013	A
Comunidad Valenciana	EL SERRALLO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015	A	X						Estructural	Conectado mediante enlace de unos 500 m a la SE El Serrallo 220 kV		
Comunidad Valenciana	SALSADELLA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2016	A	X					X	Estructural		2016	B1
Comunidad Valenciana	MORVEDRE	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2016	A	X						Estructural	Conectado mediante cable al parque de 220 kV	2011	A
Comunidad Valenciana	JIJONA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2017	A	X					X	Estructural	Conectado mediante enlace de 1 km al parque de 220 kV	2016	A
Comunidad Valenciana	JIJONA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2017	A	X					X	Estructural	Conectado mediante enlace de 1 km al parque de 220 kV	2016	A
Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2017	A	X						Estructural			
Extremadura	ALMARAZ C.N.	Nuevo transformador	AT0	400/220/132	500/350	2011	A	X						Estructural	Reserva estratégica. Anteriormente planificado en Guadalquivir Medio.	2007	A
Extremadura	SAN SERVAN	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2011	A
Extremadura	ALMARAZ ARROCAMPO	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2008	A
Extremadura	BROVALES	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Sustituye al AT2 previsto en Balboa	2009	A
Extremadura	JOSE MARIA ORIOL	Baja transformador	AT1	400/220	450	2014	A	X						Estructural	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV		
Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	Nuevo transformador	AT1	400/220	450	2014	A	X						Estructural	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV		
Extremadura	SAGRAJAS	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2018	A	X		X			X	Estructural		2016	A
Extremadura	SAN SERVAN	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2019	B				X			Conexión	Condicionado a nuevos CC en la zona de Extremadura	2014	B2
Galicia	MESON DO VENTO	Nuevo transformador	AT3	400/220	600	2011	A	X						Estructural		2008	A
Galicia	CARTELLE	Baja transformador	AT1	400/220	600	2014	A	X	X				X	Estructural	Traslado a O Covelo. Condicionado a viabilidad de ejecución	2014	A
Galicia	O COVELO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014	A	X	X				X	Estructural		2014	A

Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Galicia	SENDERIZ	Nuevo transformador	AT1	400/220	450	2016	B				X			Conexión	No transporte		
Galicia	SAN MARCOS	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2017	A	X					X	Estructural			
La Rioja	SANTA ENGRACIA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2009	A
Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	Baja transformador	AT3	400/220	450	2011	A	X						Estructural	Traslado a San Sebastian de los Reyes 2	2011	A
Madrid	TORREJON DE VELASCO B	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	TORREJON DE VELASCO B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural		2011	A
Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES B	Nuevo transformador	AT1	400/220	450	2013	A	X						Estructural	Traslado desde San Sebastian de los Reyes. Se conecta a la red de 220 kV mediante cable (0.3 km)	2011	A
Madrid	GALAPAGAR	Nuevo transformador desfasador	AT0	400/400	920	2013	A	X					X	Estructural	Línea Galapagar-Moraleja 400 kV	2009	A
Madrid	ANCHUELO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X					X	Estructural		2013	A
Madrid	LOECHES B	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X						Estructural	Desmallado de Loeches 220 kV	2013	A
Madrid	LOECHES B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2013	A	X						Estructural	Desmallado de Loeches 220 kV	2013	A
Madrid	LOECHES	Baja transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X						Estructural	Desmallado de Loeches 220 kV	2013	A
Madrid	LOECHES	Baja transformador	AT2	400/220	600	2013	A	X						Estructural	Desmallado de Loeches 220 kV	2013	A
Madrid	SAN FERNANDO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015	A	X						Estructural		2016-2020	R
Madrid	SAN FERNANDO	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2015	A	X						Estructural		2016-2020	R
Madrid	VALDEMINGOMEZ	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2016	A	X					X	Estructural	Alternativa Inviabilidad ubicar Villaverde 400 kV junto Villaverde 220 kV	2011	A
Madrid	VALDEMINGOMEZ	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2016	A	X					X	Estructural	Alternativa Inviabilidad ubicar Villaverde 400 kV junto Villaverde 220 kV	2011	A
Madrid	VILLAVICIOSA	Baja transformador	AT3	400/220	600	2017	A	X						Estructural	Desmallado de Villaviciosa 2 220 kV		
Madrid	VILLAVICIOSA B	Nuevo transformador	AT3	400/220	600	2017	A	X						Estructural	Desmallado de Villaviciosa 2 220 kV		
Murcia	ESCOMBRERAS	Baja transformador	AT1	400/220	300	2011	A	X						Estructural		2011	A
Murcia	FAUSITA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2011	A	X			X				Sustituye al transformador 400/220 kV (300 MVA) de Escombreras	2011	A
Murcia	EL PALMAR	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X						Estructural	Conectado mediante cable al parque de 220 kV	2011	A
Navarra	LA SERNA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2012	A	X			X			Estructural		2012	A
Navarra	DICASTILLO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015	A	X					X	Estructural			
País Vasco	ICHASO	Nuevo transformador	AT3	400/220	600	2013	A	X						Estructural		2011	A
País Vasco	ABANTO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2013	A	X						Estructural		2011	B1

Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
País Vasco	VITORIA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2013	A	X						Estructural		2013	A
País Vasco	GATICA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2016	A	X						Estructural			
País Vasco	ARKALE	Nuevo transformador desfasador	AT0	220/220	500	2016	A	X						Estructural	Línea Arkale-Argia 220 kV		
Andalucía	LA RIBINA	Nuevo transformador	AT2	400/132	360	2013	B					X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte	2011		
Andalucía	LA RIBINA	Nuevo transformador	AT1	400/132	360	2013	B					X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte	2011		
Aragón	PLATEA	Nuevo transformador	AT1	400/132	315	2014	B					X	Conexión	No transporte	2013		
Asturias	SANZO	Nuevo transformador	AT1	400/132	375	2011	A				X	X	Conexión	No transporte	2010		
Asturias	SANZO	Nuevo transformador	AT2	400/132	375	2011	A				X	X	Conexión	No transporte	2010		
Asturias	EL PALO	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2011	A				X	X	Conexión	No transporte	2010		
Asturias	COSTA VERDE	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2015	B					X	Conexión	No transporte	2016-2020	R	
Asturias	COSTA VERDE	Nuevo transformador	AT2	400/132	450	2015	B					X	Conexión	No transporte	2016-2020	R	
Asturias	ABRES	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2018	B					X	Conexión	No transporte			
Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	2015	B					X	Conexión	No transporte			
Castilla y León	LA ROBLA	Nuevo transformador	AT2	400/132	300	2017	B					X	Conexión	No transporte	2016-2020	R	
Castilla-La Mancha	CAMPANARIO	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2014	B					X	Conexión	No transporte			
Castilla-La Mancha	FUENTES DE LA ALCARRIA	Nuevo transformador	AT3	400/132	300	2017	B					X	Conexión	No transporte	2016-2020	R	
Cataluña	BESCANO	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	2011	A					X	Conexión	DED_267_08. No transporte	2009		
Cataluña	SANTA LLOGAIA	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	2013	A					X	Conexión	DED_217_08. No transporte	2009		
Cataluña	RIUDARENES	Nuevo transformador	AT2	400/132	300	2016	B					X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte	2016-2020	R	
Comunidad Valenciana	TORRENTE	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2011	B					X	Conexión	No transporte	2009		
Galicia	LUDRIO	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2012	A				X	X	Conexión	No transporte	2012	B2	
Galicia	BOIMENTE	Nuevo transformador	AT3	400/132	450	2013	B					X	Conexión	No transporte	2009		
Galicia	NARAÍO	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	2015	B					X	Conexión	No transporte	2016-2020	R	
Galicia	NARAÍO	Nuevo transformador	AT2	400/132	300	2015	B					X	Conexión	No transporte	2016-2020	R	
Galicia	LUDRIO	Nuevo transformador	AT2	400/132	450	2019	B				X	X	Conexión	No transporte			
Madrid	GALAPAGAR	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	2012	B				X	X	Conexión	No transporte	2011		
Murcia	CARRIL	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2012	B					X	Conexión	No transporte	2009		
Murcia	PEÑARRUBIA	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2015	B					X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte	2009		
Murcia	TOTANA	Nuevo transformador	AT2	400/132	450	2017	B					X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte			
País Vasco	GATICA	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2017	B					X	Conexión	Alternativa a Azpeitia por inviabilidad. Condicionado a Acceso. No transporte	2012	A	
Cataluña	PIEROLA	Nuevo transformador	AT2	400/110	300	2011	B					X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte	2011		
Cataluña	CALDEERS	Nuevo transformador	AT2	400/110	300	2011	B					X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte	2009		

Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Cataluña	ASCO	Nuevo transformador	AT4	400/110	200	2011	B						X	Conexión	Unidad de reserva del TR-3. No transporte	2010	A
Cataluña	RIUDARENES	Nuevo transformador	AT1	400/110	300	2012	B						X	Conexión	No transporte. DED_218_08	2009	
Cataluña	DELTEBRE	Nuevo transformador	AT1	400/110	300	2012	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte	2012	
Cataluña	GARRAF	Nuevo transformador	AT2	400/110	300	2016	B						X	Conexión	Condicionado a Acceso. No transporte	2016-2020	R
---	-----	Nuevo transformador	AT	400/220/132	600	---	A	X						Estructural	3 unidades monofásicas de 200 MVA para situaciones de emergencia		
---	-----	Nuevo transformador	AT	400/220/132	300	---	A	X						Estructural	3 unidades monofásicas de 100 MVA para situaciones de emergencia		

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
										FECHA	T.A.
Andalucía	PALOS	Nueva reactancia	REA1	220	100	2011	A	Estructural	Anteriormente estaba a 33 kV	2008	A
Aragón	MAGALLON	Nueva reactancia	REA2	400	150	2012	A	Estructural		2008	A
Aragón	PEÑAFLORES	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	A	Estructural			
Asturias	SAMA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	A	Estructural			
Castilla y León	APARECIDA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2012	A	Estructural		2012	A
Castilla y León	MUDARRA	Nueva reactancia	REA3	400	150	2016	A	Estructural			
Castilla-La Mancha	BRAZATORTAS	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	A	Estructural			
Castilla-La Mancha	MINGLANILLA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	A	Estructural			
Cataluña	ASCO	Nueva reactancia serie	REA	400		2012	A	Estructural	Reactancia de 34 omhios conectada en serie con la línea Ascó-Vandellós 1 400 kV	2010	A
Cataluña	ISONA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2015	A	Estructural		2015	A
Cataluña	RUBI	Nueva reactancia	REA1	400	150	2015	A	Estructural			
Cataluña	SENTMENAT	Nueva reactancia	REA2	400	150	2017	A	Estructural			
Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Nueva reactancia	REA1	220	100	2013	A	Estructural			
Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	Nueva reactancia	REA1	220	100	2014	A	Estructural			
Comunidad Valenciana	UNIVERSIDAD	Nueva reactancia	REA1	220	100	2016	A	Estructural			
Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2017	A	Estructural			
Extremadura	JOSE MARIA DE ORIOL	Nueva reactancia	REA2	400	150	2012	A	Estructural		2009	A
Madrid	FUENCARRAL	Nueva reactancia	REA1	400	150	2011	A	Estructural		2008	A
Madrid	MORALEJA	Nueva reactancia	REA1	220	100	2011	A	Estructural		2011	A
Madrid	MORALEJA	Nueva reactancia	REA2	220	100	2011	A	Estructural		2011	A

Reactacias programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
										FECHA	T.A.
Madrid	LEGANES	Nueva reactancia	REA1	220	100	2011	A	Estructural		2011	A
Madrid	VILLAVICIOSA	Nueva reactancia	REA2	220	100	2011	A	Estructural		2011	A
Madrid	MORATA	Nueva reactancia	REA1	220	100	2011	A	Estructural		2011	A
Madrid	PINTO	Nueva reactancia	REA1	220	100	2011	A	Estructural			
Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	Nueva reactancia	REA1	220	100	2012	A	Estructural		2011	A
Madrid	VILLAVICIOSA	Nueva reactancia	REA1	220	100	2012	A	Estructural		2011	A
Madrid	GALAPAGAR	Nueva reactancia	REA1	220	100	2013	A	Estructural			
Madrid	LEGANES	Nueva reactancia	REA2	220	100	2013	A	Estructural			
Madrid	ARROYO DE LA VEGA	Nueva reactancia	REA1	220	100	2013	A	Estructural			
Madrid	LA CEREAL	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	A	Estructural			
Madrid	VILLAVICIOSA	Baja reactancia	REA2	220	100	2017	A	Estructural	Baja motivada por creación del Binudo	2011	A
Madrid	VILLAVICIOSA B	Nueva reactancia	REA2	220	100	2017	A	Estructural		2011	A
Murcia	EL PALMAR	Nueva reactancia	REA1	400	150	2012	A	Estructural		2009	A
Murcia	CAMPILLO	Nueva reactancia	REA1	220	100	2016	A	Estructural			
País Vasco	ICHASO	Nueva reactancia	REA1	220	100	2013	A	Estructural			
Andalucía	BENAHADUX	Nuevo SVC	SVC/STATCOM	220	100	2017	A	Estructural			
Aragón	MAGALLON	Nuevo FACTS CRSS	CRSS	220	---	2013	A	Estructural			
Cataluña	TORRE DEL SEGRE	Nuevo FACTS SSSC	SSSC	220	---	2013	A	Estructural			

Reactacias programadas en el horizonte 2020

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
										FECHA	T.A.
Andalucía	CARTUJA	Nuevo condensador	BC1	220	100	2015	A	Estructural		2015	A
Andalucía	BENAHADUX	Nuevo condensador	BC1	220	100	2015	A	Estructural		2015	A
Cantabria	CICERO	Nuevo condensador	BC1	220	100	2014	A	Estructural		2010	A
Cataluña	BESCANO	Nuevo condensador	BC1	220	100	2013	A	Estructural		2009	A
Extremadura	SAN SERVAN	Nuevo condensador	BC1	220	100	2012	A	Estructural		2011	A
Galicia	TOMEZA	Nuevo condensador	BC1	220	100	2013	A	Estructural		2010	A

Condensadores programados en el horizonte 2020

A2

**INSTALACIONES PROGRAMADAS EN EL
PERIODO 2011-2020**

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE BALEARES

El contenido de las tablas presentadas a continuación es el siguiente y contempla la actualización de las actuaciones puestas en servicio a 31 de diciembre de 2010:

Líneas de 66 kV, 132 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

Isla Origen y Final	Isla a la que corresponde cada extremo de la línea
Subestación Origen y Final	Nombre de las subestaciones de cada extremo de la línea
kV	Tensión de la línea
Ckt	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea (Alta E/S, baja, nueva...)
km Total **	Longitud total
(km cable) **	Longitud soterrada
Capacidad de transporte	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación
T.A.	Tipo de Actuación en función de la necesidad y la probabilidad A: Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante B: Actuaciones condicionadas con probabilidad alta-muy alta
Motivación	Justificación de las instalaciones: MRdT: Mallado de la Red de Transporte CInt: Conexión Internacional ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvRO: Evacuación Régimen Ordinario EvRE: Evacuación de Régimen Especial (eólica, solar, etc) ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Función	Las instalaciones se han identificado según la función que cumplen en el sistema como: - estructurales: solucionan los problemas que afectan al buen funcionamiento del sistema en su conjunto en el horizonte y escenarios estudiados. - de conexión: facilitan el enlace con la red de transporte de centrales de generación y consumidores.
Observaciones	Descripción de la actuación y aspectos adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

* La necesidad de tramos soterrados se ha realizado con la mejor información disponible a fecha de realización del presente documento, en cuyo caso aparecerá expresamente la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Pueden existir casos puntuales en los que resulten necesarios soterramientos no identificados en el presente documento y que surjan por posteriores desarrollos urbanísticos o porque en los análisis de detalle a realizar en el proyecto de ejecución se concluya en su necesidad. Por lo tanto, serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución siempre que sean a la entrada de una subestación, tengan una longitud menor o igual a 0,5 km y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 0,5 km de soterramiento de cada uno de los circuitos.

** La longitud de las líneas incluidas en el documento es la mejor previsión a la fecha de realización del presente documento, siendo en los respectivos proyectos de ejecución de cada actuación donde debe quedar definida tanto la longitud total de cada línea como la longitud soterrada.

Subestaciones de 66 kV, 132 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020*

Isla	Isla a la que pertenece la subestación
Subestación	Nombre de la subestación
Actuación	Identificación de la actuación que se realiza en la subestación (nueva subestación o baja)
Tensión (kV)	Tensión del parque
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

- * Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación hasta un máximo de dos posiciones de reserva no equipadas por cada nivel de tensión de transporte, además de las necesarias para las actuaciones identificadas como tipo B.

Unidades de transformación 66/132 kV, 132/220 kV programadas en el horizonte 2020

Isla	Isla a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza el transformador
Actuación/Equipo	Identifica la actuación que se realiza (nuevo, alta o baja)
Unidad	Identificador del transformador
Relación Transformación	Relación de transformación (Vmax/Vmin)
MVA	Potencia asignada del transformador (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

Reactancias/Condensadores programados en el horizonte 2020

CCAA	CCAA a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza la compensación
Actuación/Equipo	Identifica la actuación que se realiza (nueva, baja) y el tipo de compensación (Reactancia/Condensador)
Unidad	Identificador de la unidad de compensación
Tensión (kV)	Tensión del parque donde se localiza la compensación
Potencia (Mvar)	Potencia nominal del elemento de compensación (Mvar)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total (km cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Formentera	Ibiza	FORMENTERA	TORRENT	132	1	Nuevo Enlace	32.3	53	53	2013	A	X						Estructural	Enlace submarino de 23 km y cable subterráneo de 9,3 km		
Formentera	Ibiza	FORMENTERA	TORRENT	132	2	Nuevo Enlace	32.3	53	53	2017	A	X						Estructural	Enlace submarino de 23 km y cable subterráneo de 9,3 km		
Ibiza	Mallorca	TORRENT	STA. PONSА	132	1	Nuevo Enlace	123.7	118	118	2013	A	X						Estructural	Enlace submarino de 115 km y cable subterráneo de 8,7 km	2010	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA 5	TORRENT	132	3	Nuevo Cable	3.1	194	194	2013	A	X						Estructural	Necesario en 2007	2009	A
Ibiza	Ibiza	CALA BOU	TORRENT	132	1	Nueva Línea-Cable	11 (6)	160	138	2014	A	X						Estructural	Necesario en 2007	2009	A
Ibiza	Ibiza	CALA BOU	TORRENT	132	2	Nueva Línea-Cable	11 (6)	160	138	2014	A	X						Estructural	Necesario en 2007	2009	A
Ibiza	Mallorca	TORRENT	STA. PONSА	132	2	Nuevo Enlace	123.7	118	118	2014	A	X						Estructural	Enlace submarino de 115 km y cable subterráneo de 8,7 km	2015	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA 23	BOSSA	66	1	Repotenciación Línea-Cable	9 (3)	87	72	2014	A	X						Estructural	Necesario en 2007. Condicionado a la ejecución del D/C Cala Bou-Torrent 132 kV	2009	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA 23	SAN JORGE	132	2	Nueva Línea-Cable	6 (1.5)	80	69	2014	A	X						Estructural	Necesario en 2007. Inicialmente funcionando a 66 kV	2009	A
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	CALA BOU II	132	1	Nuevo Cable	7	97	97	2014	A	X						Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV		
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	CALA BOU III	132	1	Nuevo Cable	7	97	97	2014	A	X						Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV		
Ibiza	Ibiza	EULALIA	TORRENT	66	1	Repotenciación Línea	12	78	72	2015	A	X						Estructural		2010	A
Ibiza	Ibiza	EULALIA	TORRENT	132	2	Nueva Línea-Cable	12 (5)	80	69	2015	A	X						Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2010	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA 5	TORRENT	132	1	Alta cambio tensión Cable	2	194	194	2017	A	X						Estructural		2015	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA 4	TORRENT	66	1	Baja cambio tensión Cable	2	97	97	2017	A	X						Estructural		2015	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA 5	TORRENT	132	2	Alta cambio tensión Cable	2	194	194	2017	A	X						Estructural		2015	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA 4	TORRENT	66	2	Baja cambio tensión Cable	2	97	97	2017	A	X						Estructural		2015	A
Mallorca	Mallorca	STA. PONSА	VALLDURGENT	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	4.7 (0.4)	420	359	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	STA. PONSА	VALLDURGENT	220	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	4.7 (0.4)	420	359	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	CALVIA	VALLDURGENT	66	1	Baja cambio tensión Línea-Cable	8 (2)	76	69	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	PALMA NOVA	VALLDURGENT	66	1	Baja cambio tensión Línea-Cable	11 (4.8)	76	80	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	PALMA NOVA	STA. PONSА	66	1	Alta cambio topología Cable	4.4	80	80	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	CALVIA	STA. PONSА	66	1	Alta cambio topología Cable	1.5	80	80	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	ANDRATX	STA. PONSА	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12.5 (1.5)	66	56	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	ANDRATX	CALVIA	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	12 (1.1)	63	56	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	CALVIA	STA. PONSА	66	2	Nuevo Cable	1.5	80	80	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	ARTA	CAPDEPERA	132	1	Nueva Línea-Cable	7.4 (0.2)	80	69	2011	A						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV hasta las puesta en servicio de Artá 132 kV (2015)	2009	A
Mallorca	Mallorca	ARTA	CAPDEPERA	132	2	Nueva Línea-Cable	7.4 (0.2)	80	69	2011	A						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV hasta las puesta en servicio de Artá 132 kV (2015)	2009	A
Mallorca	Mallorca	RAFAL	VALLDURGENT	66	2	Baja cambio topología Línea	11	41	35	2012	A	X						Estructural			
Mallorca	Mallorca	CATALINA	RAFAL	66	1	Baja cambio topología Cable	3	63	56	2012	A	X						Estructural			
Mallorca	Mallorca	CATALINA	VALLDURGENT	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	14 (3.1)	41	35	2012	A	X						Estructural			
Mallorca	Mallorca	BIT	SONREUS	66	2	Alta E/S Línea-Cable	3.5 (3.2)	87	69	2012	A						X	Conexión		2010	A
Mallorca	Mallorca	BIT	POLIGONO	66	2	Alta E/S Línea-Cable	3.5 (0.5)	81	69	2012	A						X	Conexión		2010	A
Mallorca	Mallorca	POLIGONO	SONREUS	66	2	Baja E/S Línea-Cable	7 (0.9)	82	80	2012	A						X	Conexión		2010	A
Mallorca	Mallorca	RAFAL	SONREUS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	16 (3.4)	340	290	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	RAFAL	VALLDURGENT	220	1	Alta E/S Línea-Cable	15 (3.4)	340	290	2013	A	X						Estructural		2009	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total (km cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Mallorca	Mallorca	SONREUS	VALLDURGENT	220	2	Baja E/S Línea	15	339	290	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	ALCUDIA	SAN MARTI	220	1	Nuevo Cable	1	560	560	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	ALCUDIA	SAN MARTI	220	2	Nuevo Cable	1	560	560	2013	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	ALCUDIAB	SAN MARTI	66	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (5)	80	69	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	SAPOBLA	SAN MARTI	66	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (0.2)	80	69	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	ALCUDIAB	SAPOBLA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	16 (4.8)	82	69	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	RAFAL	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (2.2)	41	35	2013	A	X						Estructural		2008	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	RAFAL	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (2.2)	41	35	2013	A	X						Estructural		2008	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI	RAFAL	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	9 (2.2)	41	35	2013	A	X						Estructural		2008	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI	RAFAL	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	9 (2.2)	41	35	2013	A	X						Estructural		2008	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SONREUS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (0.4)	41	35	2013	A	X						Estructural		2008	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SONREUS	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (0.4)	41	35	2013	A	X						Estructural		2008	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI	SONREUS	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	7 (0.4)	41	35	2013	A	X						Estructural		2008	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI	SONREUS	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	7 (0.4)	41	35	2013	A	X						Estructural		2008	A
Mallorca	Mallorca	COLISEO	FALCA	66	1	Alta E/S Cable	2	80	80	2013	A	X					X	Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	FALCA	RAFAL	66	1	Alta E/S Cable	2	80	80	2013	A	X					X	Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	COLISEO	RAFAL	66	1	Baja E/S Cable	3	78	80	2013	A	X					X	Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	ARENAL	CALA BLAVA	132	1	Nueva Línea-Cable	16.7 (0.3)	80	69	2013	A	X					X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2009	A
Mallorca	Mallorca	CALA BLAVA	LLUCMAJOR	132	1	Nueva Línea-Cable	14.2 (0.6)	80	69	2013	A	X					X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2009	A
Mallorca	Mallorca	CALA BLAVA	LLUCMAJOR	132	2	Nueva Línea-Cable	14.2 (0.6)	80	69	2013	A	X					X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2011	A
Mallorca	Mallorca	CATALINA	VALLDURGENT	66	1	Repotenciación Línea-Cable	11 (1.6)	80	69	2013	A	X						Estructural		2012	A
Mallorca	Mallorca	ALCUDIAB	SAN MARTI	66	2	Nuevo Cable	8.2	80	80	2013	A	X						Estructural		2013	A
Mallorca	Mallorca	BUNYOLA	SES VELES	66	1	Repotenciación Línea-Cable	4 (0.2)	57	48	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	BUNYOLA	SES VELES	66	2	Repotenciación Línea-Cable	4 (0.2)	57	48	2013	A	X					X	Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	ALCUDIAB	POLLENSA	66	1	Repotenciación Línea-Cable	11 (2.9)	57	48	2014	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	CATALINA	FALCA	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2014	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	Mallorca	LLUBI	VINYETA	66	1	Nueva Línea-Cable	17 (2.5)	80	69	2014	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	PORTO COLOM	132	2	Nueva Línea-Cable	24 (4)	80	69	2014	A	X						Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2010	A
Mallorca	Mallorca	ARENAL	SON NOGUERA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	9.6 (2)	80	69	2014	B						X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a acceso	2013	B1
Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	SON NOGUERA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (2.2)	80	69	2014	B						X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a acceso	2013	B1
Mallorca	Mallorca	ARENAL	LLUCMAJOR	66	1	Baja E/S Línea-Cable	12	82	69	2014	B						X	Conexión	Condicionado a acceso	2013	B1
Mallorca	Mallorca	ARENAL	LLUCMAJOR	132	2	Nueva Línea-Cable	12 (4)	80	69	2014	A	X					X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2013	A
Mallorca	Mallorca	ARENAL	SON NOGUERA	132	2	Alta E/S Línea-Cable	9.6 (2.1)	80	69	2014	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a acceso		
Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	SON NOGUERA	132	2	Alta E/S Línea-Cable	7 (2.1)	80	69	2014	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a acceso		
Mallorca	Mallorca	ARENAL	LLUCMAJOR	132	2	Baja E/S Línea-Cable	12 (4)	80	69	2014	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a acceso		
Mallorca	Mallorca	PALMA NOVA	STA. PONSA	66	2	Nuevo Cable	4	80	80	2014	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	Mallorca	ARTA	BESSONS	220	1	Nueva Línea-Cable	20 (1)	420	359	2015	A	X						Estructural		2015	A
Mallorca	Mallorca	ARTA	BESSONS	220	2	Nueva Línea-Cable	20 (1)	420	359	2015	A	X						Estructural		2015	A
Mallorca	Menorca	ARTA	CIUDADELA	132	1	Nuevo Enlace	67.5	118	118	2015	A	X						Estructural	Enlace submarino de 40 km y cable subterráneo de 27,5 km	2011	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total (km cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Mallorca	Mallorca	INCA	SAPOBLA	66	1	Repotenciación Línea-Cable	20 (0.5)	57	48	2015	A	X					Estructural		2009	A	
Mallorca	Mallorca	BUNYOLA	INCA	66	1	Repotenciación Línea	21	57	48	2015	A	X					Estructural		2009	A	
Mallorca	Mallorca	STA. MARIA	VINYETA	66	1	Repotenciación Línea-Cable	10 (0.3)	57	48	2015	A	X					Estructural		2009	A	
Mallorca	Mallorca	ORLANDIS	STA. MARIA	66	1	Repotenciación Línea-Cable	9 (0.4)	57	48	2015	A	X					Estructural		2009	A	
Mallorca	Mallorca	COLISEO	POLIGONO B	66	1	Alta cambio topología Cable	3	80	80	2015	A	X					Estructural		2011	A	
Mallorca	Mallorca	COLISEO	POLIGONO	66	1	Baja cambio topología Cable	3	80	80	2015	A	X					Estructural		2011	A	
Mallorca	Mallorca	POLIGONO B	RAFAL	66	1	Alta cambio topología Cable	4	80	80	2015	A	X					Estructural		2011	A	
Mallorca	Mallorca	POLIGONO B	RAFAL	66	2	Alta cambio topología Cable	4	80	80	2015	A	X					Estructural		2011	A	
Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	POLIGONO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (2.2)	80	69	2015	A	X					Estructural		2011	A	
Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	POLIGONO	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (2.2)	80	69	2015	A	X					Estructural		2011	A	
Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	RAFAL	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	9 (2.2)	41	35	2015	A	X					Estructural		2011	A	
Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	RAFAL	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	9 (2.2)	41	35	2015	A	X					Estructural		2011	A	
Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	ORLANDIS	220	1	Nueva Línea-Cable	21 (6.2)	420	359	2016	A	X					Estructural		2013	A	
Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	ORLANDIS	220	2	Nueva Línea-Cable	21 (6.2)	420	359	2016	A	X					Estructural		2013	A	
Mallorca	Mallorca	PORTO CRISTO	MILLOR	132	1	Alta E/S Línea-Cable	14.5 (0.2)	80	69	2016	A	X				X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2010	A	
Mallorca	Mallorca	BESSONS	PORTO CRISTO	132	1	Alta E/S Línea-Cable	16.5 (0.2)	80	69	2016	A	X				X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2010	A	
Mallorca	Mallorca	BESSONS	MILLOR	132	1	Baja E/S Línea-Cable	21 (0.2)	82	69	2016	A	X				X	Estructural	Actualmente funcionando a 66 kV	2010	A	
Mallorca	Mallorca	PORTO CRISTO	MILLOR	132	2	Alta E/S Línea-Cable	14.5 (0.2)	80	69	2016	A	X				X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV			
Mallorca	Mallorca	BESSONS	PORTO CRISTO	132	2	Alta E/S Línea-Cable	16.5 (0.2)	80	69	2016	A	X				X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV			
Mallorca	Mallorca	BESSONS	MILLOR	132	2	Baja E/S Línea-Cable	21 (0.2)	82	69	2016	A	X				X	Estructural	Actualmente funcionando a 66 kV			
Mallorca	Mallorca	CALA DOR	PORTO COLOM	66	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (0.1)	80	69	2016	B					X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a CTA	2011	A	
Mallorca	Mallorca	CALA DOR	SANTANYI	66	1	Alta E/S Línea-Cable	11.5 (0.1)	80	69	2016	B					X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a CTA	2011	A	
Mallorca	Mallorca	PORTO COLOM	SANTANYI		1	Baja E/S Línea	14	82	69	2016	B					X	Conexión	Condicionado a CTA	2011	A	
Mallorca	Mallorca	CALA DOR	SANTANYI	132	2	Nueva Línea	12	80	69	2016	A	X				X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV			
Mallorca	Mallorca	LLUBI	CENTRO	132	1	Nueva Línea-Cable	14 (0.5)	80	69	2017	B					X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA	2011	A	
Mallorca	Mallorca	CENTRO	LLUCMAJOR	132	1	Nueva Línea-Cable	15.6 (3.8)	80	69	2017	B					X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA	2011	A	
Mallorca	Mallorca	CENTRO	LLUCMAJOR	132	2	Nueva Línea-Cable	15.6 (3.8)	80	69	2017	B					X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA	2011	B1	
Mallorca	Mallorca	CAMPOS	LLUCMAJOR	66	1	Alta E/S Línea-Cable	17 (1.4)	41	35	2017	B					X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a CTA	2012	A	
Mallorca	Mallorca	CAMPOS	SANTANYI	66	1	Alta E/S Línea-Cable	13 (1.4)	41	35	2017	B					X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a CTA	2012	A	
Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	SANTANYI	66	1	Baja E/S Línea-Cable	24	41	35	2017	B					X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	A	
Mallorca	Mallorca	CAMPOS	LLUCMAJOR	66	2	Alta E/S Línea-Cable	17 (1.4)	41	35	2017	B					X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a CTA			
Mallorca	Mallorca	CAMPOS	SANTANYI	66	2	Alta E/S Línea-Cable	13 (1.4)	41	35	2017	B					X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a CTA			
Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	SANTANYI	66	2	Baja E/S Línea-Cable	24	41	35	2017	B					X	Conexión	Condicionado a CTA			
Mallorca	Mallorca	STA. PONSA	TORO	66	1	Alta E/S Cable	7	80	80	2017	B					X	Conexión	Condicionado a CTA			
Mallorca	Mallorca	PALMA NOVA	TORO	66	1	Alta E/S Cable	4	80	80	2017	B					X	Conexión	Condicionado a CTA			
Mallorca	Mallorca	PALMA NOVA	STA. PONSA	66	2	Baja E/S Cable	4	80	80	2017	B					X	Conexión	Condicionado a CTA			
Mallorca	Mallorca	PORTO COLOM	FELANITX	66	1	Alta E/S Línea-Cable	14 (2.5)	80	69	2018	B					X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a CTA	2013	B1	

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total (km cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Mallorca	Mallorca	BESSONS	FELANITX	66	1	Alta E/S Línea-Cable	18 (2.5)	80	69	2018	B						X	Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV. Condicionado a CTA	2013	B1
Mallorca	Mallorca	BESSONS	PORTO COLOM	66	1	Baja E/S Línea-Cable	21	82	69	2018	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2013	B1
Mallorca	Mallorca	BESSONS	FELANITX	132	2	Alta E/S Línea-Cable	18 (2.5)	80	69	2018	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA		
Mallorca	Mallorca	PORTO COLOM	FELANITX	132	2	Alta E/S Línea-Cable	14 (2.5)	80	69	2018	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA		
Mallorca	Mallorca	BESSONS	PORTO COLOM	132	2	Baja E/S Línea-Cable	24 (4)	80	69	2018	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA		
Menorca	Menorca	ES MERCADAL	ALAIOR	132	1	Alta E/S Línea-Cable	7.2 (0.1)	131	112	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Menorca	Menorca	DRAGONERA	ALAIOR	132	1	Alta E/S Línea-Cable	8.6 (0.1)	131	112	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Menorca	Menorca	DRAGONERA	ES MERCADAL	132	1	Baja E/S Línea-Cable	16	131	112	2013	A						X	Conexión		2010	B1
Menorca	Menorca	CIUADDELA	ES MERCADAL	132	2	Nueva Línea	21	131	112	2018	A	X						Estructural			
Menorca	Menorca	ES MERCADAL	ALAIOR	132	2	Nueva Línea-Cable	4 (0.3)	131	112	2018	A	X						Estructural			
Menorca	Menorca	MAHON	ALAIOR	132	1	Nueva Línea-Cable	11 (3.5)	131	112	2018	A	X						Estructural			
---	---	-----	-----	66	--	Nuevo Cable	1.6	75	75	----	A	X						Estructural	Cables móviles para situaciones de emergencia		
Mallorca	Comunidad Valenciana	STA. PONSÁ	MORVEDRE	250	1	Nuevo Enlace	250	400 MW	400 MW	2011	A	X						Estructural		2010	A

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Formentera	FORMENTERA	Nueva subestación	132	2013	A	X					X	Estructural			
Ibiza	IBIZA 5	Ampliación subestación	132	2011	A						X	Conexión			
Ibiza	TORRENT	Nueva subestación	132	2013	A	X						Estructural	2010	A	
Ibiza	CALA BOU	Nueva subestación	132	2014	A	X			X			Estructural	Condicionado a acceso		
Ibiza	CALA BOU II	Nueva subestación	66	2014	A	X						Estructural	Posición de salida del nuevo AT1 Cala Bou con salida a San Antonio		
Ibiza	CALA BOU III	Nueva subestación	66	2014	A	X						Estructural	Posición de salida del nuevo AT2 Cala Bou con salida a San Antonio		
Ibiza	CALA BOU	Ampliación subestación	132	2015	B						X	Conexión	Condicionado a acceso		
Mallorca	CAPDEPERA	Nueva subestación	132	2011	A						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV hasta las puesta en servicio de Artá 132 kV (2015)	2009	A
Mallorca	E.C. STA. PONSA	Estación Conversión	220	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	STA. PONSA	Nueva subestación	66	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	STA. PONSA	Nueva subestación	220	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	INCA	Ampliación subestación	66	2011	A						X	Conexión			
Mallorca	SAPOBLA	Ampliación subestación	66	2011	A						X	Conexión			
Mallorca	LLATZER	Ampliación subestación	66	2012	A						X	Conexión			
Mallorca	LLUCMAJOR	Renovación subestación	66	2012	A	X					X	Estructural	Adaptación a Procedimiento de Operación	2012	A
Mallorca	RAFAL	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	MARRATXI B	Nueva subestación	66	2013	A	X						Estructural	Reducción lcc.Informe Endesa.Nueva	2008	A
Mallorca	SAN MARTI	Nueva subestación	66	2013	A	X					X	Estructural		2009	A
Mallorca	SAN MARTI	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	FALCA	Nueva subestación	66	2013	A	X					X	Estructural		2009	A
Mallorca	CALA BLAVA	Nueva subestación	132	2013	A	X					X	Estructural	Inicialmente funcionando a 66 kV	2009	A
Mallorca	STA. PONSA	Nueva subestación	132	2013	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	SON NOGUERA	Nueva subestación	132	2014	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a acceso	2013	B1
Mallorca	POLIGONO B	Nueva subestación	66	2015	A	X						Estructural		2011	A
Mallorca	ARTA	Nueva subestación	132	2015	A	X						Estructural		2015	A
Mallorca	ARTA	Nueva subestación	220	2015	A	X						Estructural		2015	A
Mallorca	PORTO CRISTO	Nueva subestación	132	2016	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA	2010	A
Mallorca	CALA DOR	Nueva subestación	132	2016	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA	2011	A
Mallorca	LLUCMAJOR	Nueva subestación	220	2016	A	X						Estructural		2013	A
Mallorca	BIT	Ampliación subestación	66	2016	B						X	Conexión	Condicionado a acceso		
Mallorca	CENTRO	Nueva subestación	132	2017	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA	2011	A
Mallorca	CAMPOS	Nueva subestación	132	2017	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA	2012	B1
Mallorca	TORO	Nueva subestación	66	2017	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Mallorca	FELANITX	Nueva subestación	132	2018	B						X	Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV. Condicionado a CTA	2013	B1

Subestaciones de 220 kV, 132 kV y 66 kV programadas en Baleares en el horizonte 2020

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Formentera	FORMENTERA	Nueva subestación	132	2013	A	X					X	Estructural			
Menorca	ALAIOR	Nueva subestación	132	2013	A						X	Conexión		2010	B1
---	-----	Ampliación subestación	66	---	A	X						Estructural	6 posiciones móviles para situaciones de emergencia		
---	-----	Ampliación subestación	132	---	A	X						Estructural	3 posiciones móviles para situaciones de emergencia		

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Ibiza	TORRENT	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2013	A	X						Estructural		2010	A
Ibiza	TORRENT	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2013	A	X						Estructural		2010	A
Ibiza	CALA BOU	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2014	A	X						Estructural	Transformador móvil		
Ibiza	CALA BOU	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2014	A	X						Estructural	Transformador móvil		
Mallorca	STA. PONSA	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	STA. PONSA	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2011	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	CAS TRESORER	Nuevo transformador	AT3	220/132/66	160	2012	A	X			X			Estructural		2010	A
Mallorca	SAN MARTI	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	SAN MARTI	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	RAFAL	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	RAFAL	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2013	A	X						Estructural		2009	A
Mallorca	STA. PONSA	Nuevo transformador	AT1	220/132	160	2013	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	STA. PONSA	Nuevo transformador	AT2	220/132	160	2013	A	X						Estructural		2010	A
Mallorca	RAFAL	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2014	A	X						Estructural		2011	A
Mallorca	BESSONS	Baja transformador	AT1	220/132	63	2015	A	X						Estructural		2011	A
Mallorca	BESSONS	Baja transformador	AT2	220/132	63	2015	A	X						Estructural		2011	A
Mallorca	BESSONS	Nuevo transformador	AT1	220/132	160	2015	A	X						Estructural		2011	A
Mallorca	BESSONS	Nuevo transformador	AT2	220/132	160	2015	A	X						Estructural		2011	A
Mallorca	ARTA	Nuevo transformador	AT1	220/132	160	2015	A	X						Estructural		2015	A
Mallorca	ARTA	Nuevo transformador	AT2	220/132	160	2015	A	X						Estructural		2015	A
Mallorca	ARTA	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2015	A	X						Estructural			
Mallorca	ARTA	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2015	A	X						Estructural			
Mallorca	LLUCMAJOR	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2016	A	X						Estructural		2014	A
Mallorca	LLUCMAJOR	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2016	A	X						Estructural		2014	A
---	-----	Nuevo transformador	AT	220/132/66	135	---	A	X						Estructural	3 unidades monofásicas de 45 MVA para situaciones de emergencia		

Unidades de transformación 220/132 kV, 220/66 kV y 132/66 kV programadas en Baleares en el horizonte 2020

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
										FECHA	T.A.
Formentera	FORMENTERA	Nueva reactancia	REA1	132	9	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Formentera-Torrent 132 kV		
Formentera	FORMENTERA	Nueva reactancia	REA2	132	9	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Formentera-Torrent 132 kV		
Formentera	FORMENTERA	Nueva reactancia	REA3	132	9	2017	A	Estructural	Asociado al 2º cable Formentera-Torrent 132 kV		
Formentera	FORMENTERA	Nueva reactancia	REA4	132	9	2017	A	Estructural	Asociado al 2º cable Formentera-Torrent 132 kV		
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA1	132	17	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2010	A
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA2	132	17	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2010	A
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA3	132	17	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2010	A
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA4	132	9	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Formentera-Torrent 132 kV		
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA5	132	9	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Formentera-Torrent 132 kV		
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA6	132	17	2014	A	Estructural	Asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2015	A
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA7	132	17	2014	A	Estructural	Asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2015	A
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA8	132	17	2014	A	Estructural	Asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2015	A
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA9	132	9	2017	A	Estructural	Asociado al 2º cable Formentera-Torrent 132 kV		
Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA10	132	9	2017	A	Estructural	Asociado al 2º cable Formentera-Torrent 132 kV		
Mallorca	STA. PONSAS	Nueva reactancia	REA1	132	17	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2010	A
Mallorca	STA. PONSAS	Nueva reactancia	REA2	132	17	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2010	A
Mallorca	STA. PONSAS	Nueva reactancia	REA3	132	17	2013	A	Estructural	Asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2010	A
Mallorca	STA. PONSAS	Nueva reactancia	REA4	132	17	2014	A	Estructural	Asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2015	A
Mallorca	STA. PONSAS	Nueva reactancia	REA5	132	17	2014	A	Estructural	Asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2015	A
Mallorca	STA. PONSAS	Nueva reactancia	REA6	132	17	2014	A	Estructural	Asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrent 132 kV	2015	A
Mallorca	ARTA	Nueva reactancia	REA1	132	30	2015	A	Estructural			
Mallorca	ARTA	Nueva reactancia	REA2	132	30	2015	A	Estructural			
Mallorca	ARTA	Nueva reactancia	REA3	132	30	2015	A	Estructural			
Menorca	CIUDADELA	Nueva reactancia	REA1	132	30	2015	A	Estructural		2011	A
Menorca	CIUDADELA	Nueva reactancia	REA2	132	30	2015	A	Estructural		2011	A

A3

**INSTALACIONES PROGRAMADAS EN EL
PERIODO 2011-2020**

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CANARIAS

El contenido de las tablas presentadas a continuación es el siguiente y contempla la actualización de las actuaciones puestas en servicio a 31 de diciembre de 2010:

Líneas de 66 kV, 132 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

Isla Origen y Final	Isla a la que corresponde cada extremo de la línea
Subestación Origen y Final	Nombre de las subestaciones de cada extremo de la línea
kV	Tensión de la línea
Ckt	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea (Alta E/S, baja, nueva...)
km Total **	Longitud total
(km cable) **	Longitud soterrada
Capacidad de transporte	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación
T.A.	Tipo de Actuación en función de la necesidad y la probabilidad A: Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante B1: Actuaciones condicionadas con probabilidad alta-muy alta B2: Actuaciones condicionadas con probabilidad moderada
Motivación	Justificación de las instalaciones: MRdT: Mallado de la Red de Transporte CInt: Conexión Internacional ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvRO: Evacuación Régimen Ordinario EvRE: Evacuación de Régimen Especial (eólica, solar, etc) ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Función	Las instalaciones se han identificado según la función que cumplen en el sistema como: - estructurales: solucionan los problemas que afectan al buen funcionamiento del sistema en su conjunto en el horizonte y escenarios estudiados. - de conexión: facilitan el enlace con la red de transporte de centrales de generación y consumidores.
Observaciones	Descripción de la actuación y aspectos adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

* La necesidad de tramos soterrados se ha realizado con la mejor información disponible a fecha de realización del presente documento, en cuyo caso aparecerá expresamente la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Pueden existir casos puntuales en los que resulten necesarios soterramientos no identificados en el presente documento y que surjan por posteriores desarrollos urbanísticos o porque en los análisis de detalle a realizar en el proyecto de ejecución se concluya en su necesidad. Por lo tanto, serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución siempre que sean a la entrada de una subestación, tengan una longitud menor o igual a 0,5 km y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 0,5 km de soterramiento de cada uno de los circuitos.

** La longitud de las líneas incluidas en el documento es la mejor previsión a la fecha de realización del presente documento, siendo en los respectivos proyectos de ejecución de cada actuación donde debe quedar definida tanto la longitud total de cada línea como la longitud soterrada.

Subestaciones de 66 kV, 132 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020*

Isla	Isla a la que pertenece la subestación
Subestación	Nombre de la subestación
Actuación	Identificación de la actuación que se realiza en la subestación (nueva o baja)
Tensión (kV)	Tensión del parque
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones*	Observaciones adicionales
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

* Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación hasta un máximo de dos posiciones de reserva no equipadas por cada nivel de tensión de transporte, además de las necesarias para las actuaciones identificadas como tipo B.

Unidades de transformación 66/132 kV, 132/220 kV programadas en el horizonte 2020

Isla	Isla a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza el transformador
Actuación/Equipo	Identifica la actuación que se realiza (nuevo o baja)
Unidad	Identificador del transformador
Relación Transformación	Relación de transformación (Vmax/Vmin)
MVA	Potencia asignada del transformador (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones
Revisión Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la Planificación 2008-2016

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					FUNCIÓN Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA	T.A.
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	CAÑADA DE LA BARCA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (0,2)	66	66	2012	A					X		Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	CAÑADA DE LA BARCA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	29 (0,2)	66	66	2012	A					X		Conexión	Nuevos tramos de entrada/salida preparados a 132 kV	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	1	Baja E/S Línea	34	66	66	2012	A					X		Conexión		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	LAS SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Nueva Cable	4	80	80	2014	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	LAS SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	2	Nueva Cable	4	80	80	2014	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	LAS SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	3	Nueva Cable	4	80	80	2014	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	LAS SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	4	Nueva Cable	4	80	80	2014	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	CORRALEJO	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	25 (0,2)	66	66	2014	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	CORRALEJO	LAS SALINAS	66	1	Baja cambio topología Línea	25	66	66	2014	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	41 (0,2)	66	66	2014	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	LAS SALINAS	66	1	Baja cambio topología Línea	41	66	66	2014	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	LA OLIVA	CORRALEJO	66	1	Nuevo Cable	5	80	80	2014	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	LA OLIVA	CORRALEJO	66	2	Nuevo Cable	5	80	80	2014	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	LA OLIVA	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	25 (0,2)	66	66	2014	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	CORRALEJO	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	25 (0,2)	66	66	2014	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	LA OLIVA	132	1	Nueva Línea-Cable	26 (1)	160	160	2015	A	X						Estructural		2012	A
Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	LA OLIVA	132	2	Nueva Línea-Cable	26 (1)	160	160	2015	A	X						Estructural		2012	A
Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	GRAN TARAJAL	132	1	Nueva Línea-Cable	50 (5)	160	160	2015	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	GRAN TARAJAL	132	2	Nueva Línea-Cable	50 (5)	160	160	2015	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Lanzarote	LA OLIVA	PLAYA BLANCA	132	1	Nuevo enlace submarino	20	120	120	2015	A	X						Estructural			
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	1	Nueva Línea-Cable	34 (2)	160	160	2016	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	CAÑADA DE LA BARCA	132	1	Nueva Línea-Cable	5 (1)	160	160	2016	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	CAÑADA DE LA BARCA	MATAS BLANCAS	132	1	Nueva Línea-Cable	29 (1)	160	160	2016	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	JARES	132	1	Alta E/S Línea-Cable	13 (1,5)	160	160	2016	B					X		Conexión	Condicionado a CTA		
Fuerteventura	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	JARES	132	1	Alta E/S Línea-Cable	23 (1,5)	160	160	2016	B					X		Conexión	Condicionado a CTA		
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	1	Baja E/S Línea-Cable	34 (2)	160	160	2016	B					X		Conexión	Condicionado a CTA		
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	ANTIGUA	132	1	Alta E/S Línea-Cable	16 (3)	160	160	2017	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	ANTIGUA	132	1	Alta E/S Línea-Cable	35 (3)	160	160	2017	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	PUERTO DEL ROSARIO	132	1	Baja E/S Línea-Cable	50 (5)	160	160	2017	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	ANTIGUA	132	2	Alta E/S Línea-Cable	16 (3)	160	160	2017	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	ANTIGUA	132	2	Alta E/S Línea-Cable	35 (3)	160	160	2017	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	PUERTO DEL ROSARIO	132	2	Baja E/S Línea-Cable	50 (5)	160	160	2017	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	JANDIA	MATAS BLANCAS	132	1	Nueva Línea-Cable	15 (5)	160	160	2017	A	X					X	Estructural	Actuación necesaria para poder conectar el enlace Gran Canaria-Fuerteventura.	2009	A
Fuerteventura	Fuerteventura	JANDIA	MATAS BLANCAS	132	2	Nueva Línea-Cable	15 (5)	160	160	2017	A	X					X	Estructural	Actuación necesaria para poder conectar el enlace Gran Canaria-Fuerteventura.	2009	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION						FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Gran Canaria	Fuerteventura	BARRANCO DE TIRAJANA	JANDIA	132	1	Nuevo enlace submarino	120	100	100	2018	A	X						Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandia). Características a definir en el proyecto		
Gran Canaria	Fuerteventura	BARRANCO DE TIRAJANA	JANDIA	132	2	Nuevo enlace submarino	120	100	100	2018	A	X						Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandia). Características a definir en el proyecto		
Gran Canaria	Gran Canaria	BUENAVISTA	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	1	Alta E/S Línea-Cable	4 (3)	60	60	2011	A	X						Estructural		2007	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	2	Alta E/S Línea-Cable	8 (2.5)	60	60	2011	A	X						Estructural		2007	A
Gran Canaria	Gran Canaria	BUENAVISTA	JINAMAR	66	2	Baja E/S Línea-Cable	13 (5.4)	60	60	2011	A	X						Estructural		2007	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA CARRIZAL	TELDE	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (0.5)	66	66	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	CARRIZAL	TELDE	66	1	Baja cambio topología Línea	9	66	66	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA CARRIZAL	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	17 (8.5)	66	66	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	CARRIZAL	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	17 (8.1)	66	66	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	CARRIZAL	NUEVA CARRIZAL	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	CARRIZAL	NUEVA CARRIZAL	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	GUÍA	SAN MATEO	66	1	Alta cambio topología Línea	18	80	80	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	SAN MATEO	66	2	Alta cambio topología Línea	16	66	66	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	TGUÍA	GUÍA	66	1	Baja Cambio topología Línea	18	80	80	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	TGUÍA	JINAMAR	66	1	Baja Cambio topología Línea	16	66	66	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	TGUÍA	SAN MATEO	66	1	Baja Cambio topología Línea	1	80	80	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	JINAMAR	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	6 (0.5)	80	80	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	JINAMAR	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	6	80	80	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	NUEVA BARRANCO SECO	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	NUEVA BARRANCO SECO	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2013	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARUCAS	NUEVA BARRANCO SECO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	11 (2)	40	40	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	JINAMAR	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	6 (0.5)	40	40	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	T DE BARRANCO SECO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1	40	40	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARUCAS	T DE BARRANCO SECO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	11 (1.4)	40	40	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	T DE BARRANCO SECO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	6	40	40	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	JINAMAR	66	2	Nueva Línea-Cable	6 (0.5)	80	80	2013	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	JINAMAR	66	2	Baja Línea-Cable	6 (0.5)	40	40	2013	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2009	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA
Gran Canaria	Gran Canaria	EL TABLERO (MELONERAS)	SANTA AGUEDA	66	1	Alta E/S Cable	3	60	60	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	SANTA AGUEDA	66	1	Alta E/S Cable	7	60	60	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	EL TABLERO (MELONERAS)	66	1	Baja E/S Cable	8	60	60	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	SANTA AGUEDA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (1)	40	40	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	SANTA AGUEDA	66	2	Alta E/S Línea-Cable	7 (1)	40	40	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	LOMO MASPALOMAS	66	2	Baja E/S Línea-Cable	12	40	40	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARINAGA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Nuevo Cable	10	80	80	2013	A					X	Conexión		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARINAGA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	2	Nuevo Cable	10	80	80	2013	A					X	Conexión		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	AGUIMES	66	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (1)	66	66	2013	A					X	Conexión			
Gran Canaria	Gran Canaria	AGUIMES	CINSA	66	1	Alta E/S Línea- Cable	15 (0.5)	66	66	2013	A					X	Conexión			
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	CINSA	66	1	Baja E/S Línea	19	66	66	2013	A					X	Conexión			
Gran Canaria	Gran Canaria	AGUIMES	NUEVA CINSA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	15 (1)	66	66	2013	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	AGUIMES	CINSA	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	15 (0.5)	66	66	2013	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA CINSA	MARZAGAN	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	15 (0.5)	66	66	2013	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	CINSA	MARZAGAN	66	1	Baja cambio topología Línea	14	66	66	2013	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	CINSA	NUEVA CINSA	66	1	Nuevo Cable	1	66	66	2013	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	CINSA	NUEVA CINSA	66	2	Nuevo Cable	1	66	66	2013	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA CARRIZAL	AGUIMES	66	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (0.5)	66	66	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA CARRIZAL	NUEVA CINSA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (0.5)	66	66	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	AGUIMES	NUEVA CINSA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	15 (1)	66	66	2013	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	BARRANCO DE TIRAJANA II	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	33 (1)	323	323	2014	A	X			X		Estructural	Actuación prioritaria.	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	SANTA AGUEDA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	52 (1)	323	323	2014	A	X			X		Estructural	Actuación prioritaria.	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	BARRANCO DE TIRAJANA	220	2	Baja cambio topología Línea	35	323	323	2014	A	X			X		Estructural	Actuación prioritaria.	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	PLAZA DE FERIA	66	1	Nuevo Cable	5	80	80	2014	A					X	Conexión		2012	B1
Gran Canaria	Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	PLAZA DE FERIA	66	2	Nuevo Cable	5	80	80	2014	A					X	Conexión		2012	B1
Gran Canaria	Gran Canaria	GUIA	SAN MATEO	66	2	Nueva Línea-Cable	18 (3)	80	80	2014	A	X					Estructural	Actuación prioritaria.	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	PARQUE MAR JINAMAR	66	1	Nuevo Cable	2	80	80	2014	A					X	Conexión		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	PARQUE MAR JINAMAR	66	2	Nuevo Cable	2	80	80	2014	A					X	Conexión		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA GUIA	SAN MATEO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	18 (0.5)	80	80	2014	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	GUIA	SAN MATEO	66	1	Baja cambio topología Línea	18	80	80	2014	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA GUIA	SAN MATEO	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	18 (1)	80	80	2014	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	GUIA	SAN MATEO	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	18 (0.7)	80	80	2014	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA GUIA	GUIA	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2014	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA GUIA	GUIA	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2014	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA ARUCAS	GUIA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	10 (0.7)	40	40	2014	A	X					Estructural			

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA	T.A.
Gran Canaria	Gran Canaria	ARUCAS	GUIA	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	10 (0.7)	40	40	2014	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARUCAS	NUEVA ARUCAS	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2014	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARUCAS	NUEVA ARUCAS	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2014	A	X						Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA ARUCAS	NUEVA BARRANCO SECO	66	1	Nueva Línea-Cable	11 (2)	76	76	2014	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA ARUCAS	NUEVA BARRANCO SECO	66	2	Nueva Línea-Cable	11 (2)	80	80	2014	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARUCAS	NUEVA BARRANCO SECO	66	1	Baja Línea	11 (2)	40	40	2014	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (3.5)	60	60	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	GUANARTEME	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	5 (2.5)	60	60	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (3.5)	60	60	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	BUENAVISTA	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	4 (2.5)	60	60	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	3	Alta cambio topología Línea-Cable	8 (2.5)	60	60	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	GUANARTEME	JINAMAR	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (3.4)	58	58	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	BUENAVISTA	JINAMAR	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (5.4)	60	60	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	8	58	58	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	SABINAL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	41 (8)	323	323	2015	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA ÁGUEDA	SABINAL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	52 (1)	323	323	2015	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	SABINAL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	3 (1)	323	323	2015	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	SABINAL	220	2	Alta E/S Línea-Cable	3 (1)	323	323	2015	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	JINAMAR	220	1	Baja E/S Línea	35	323	323	2015	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA ÁGUEDA	JINAMAR	220	1	Baja E/S Línea	52	323	323	2015	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	SABINAL	220	1	Nueva Línea-Cable	6 (1.5)	323	323	2015	A	X						Estructural	Actuación prioritaria. Reutilización de tramos de la actual línea de 66kV.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	SABINAL	220	2	Nueva Línea-Cable	6 (1.5)	323	323	2015	A	X						Estructural	Actuación prioritaria. Reutilización de tramos de la actual línea de 66kV.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	1	Baja Línea-Cable	9 (3.5)	58	58	2015	A	X						Estructural	Actuación prioritaria.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	2	Baja Línea-Cable	9 (3.5)	66	66	2015	A	X						Estructural	Actuación prioritaria.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	BARRANCO DE TIRAJANA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	47 (10)	323	323	2015	A	X						Estructural	Actuación prioritaria.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	BARRANCO DE TIRAJANA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	41 (8)	323	323	2015	A	X						Estructural	Actuación prioritaria.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	SABINAL	220	2	Baja cambio topología Línea	6 (1.5)	323	323	2015	A	X						Estructural	Actuación prioritaria.	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	AGUIMES	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	15 (10)	66	66	2015	A	X						Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	AGUIMES	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	6 (1)	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Baja cambio topología Cable	8	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Alta E/S Cable	8	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	SAN AGUSTIN	66	1	Alta E/S Línea- Cable	14 (1)	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SAN AGUSTIN	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	22 (7.2)	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	MATORRAL	66	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (6)	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	LOMO MASPALOMAS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	20 (1)	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	MATORRAL	66	1	Baja E/S Línea-Cable	25 (6.7)	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	21 (8.3)	66	66	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	T DE ALDEA BLANCA	66	1	Baja cambio topología Cable	1	80	80	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	T DE ALDEA BLANCA	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	15	60	60	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	T DE ALDEA BLANCA	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	10	80	80	2015	A	X					Estructural	Supeditado a la PES de Sta Águeda	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	MATORRAL	66	1	Alta E/S Línea-Cable	21 (9)	66	66	2015	A	X					Estructural		2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	MATORRAL	BARRANCO DE TIRAJANA	66	2	Alta E/S Cable	1	66	66	2015	A	X					Estructural		2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	21 (8.3)	66	66	2015	A	X					Estructural		2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	SABINAL	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	5 (1)	80	80	2015	A	X					Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	SABINAL	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	5 (1)	80	80	2015	A	X					Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	JINAMAR	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	6 (0.5)	80	80	2015	A	X					Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	JINAMAR	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	6 (0.5)	80	80	2015	A	X					Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	MOGÁN	66	1	Nueva Línea-Cable	12 (1)	80	80	2015	A					X	Conexión			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	MOGÁN	66	2	Nueva Línea-Cable	12 (1)	80	80	2015	A					X	Conexión		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	CEMENTOS ESPECIALES	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	10 (1)	40	40	2015	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	CEMENTOS ESPECIALES	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	3	40	40	2015	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	SANTA AGUEDA	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	7 (1)	40	40	2015	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	SANTA AGUEDA	66	2	Alta E/S Línea-Cable	7 (1)	80	80	2015	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	MOGÁN	66	1	Alta E/S Línea-Cable	19 (2)	80	80	2015	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARGUINEGIN	MOGÁN	66	1	Baja E/S Línea-Cable	12 (1)	80	80	2015	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	SAN MATEO	SABINAL	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	15 (1)	66	66	2015	A	X					Estructural		2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SAN MATEO	SABINAL	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	15 (1)	66	66	2015	A	X					Estructural		2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	SAN MATEO	66	1	Baja cambio topología Línea	16	66	66	2015	A	X					Estructural		2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	SAN MATEO	66	2	Baja cambio topología Línea	16	66	66	2015	A	X					Estructural		2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	MARZAGAN	SABINAL	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	2 (1)	81	81	2015	A	X					Estructural		2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	MARZAGAN	66	1	Baja cambio topología Línea	3	81	81	2015	A	X					Estructural		2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	TELDE	SABINAL	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (1)	81	81	2015	A	X					Estructural		2012	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	TELDE	66	1	Baja cambio topología Línea	8	81	81	2015	A	X					Estructural		2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	LOMO APOLINARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	6 (1)	81	81	2015	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	LOMO APOLINARIO	66	1	Baja cambio topología Línea	7	81	81	2015	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	BARRANCO DE TIRAJANA II	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	41 (8)	323	323	2016	A	X					Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	BARRANCO DE TIRAJANA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	33 (1)	323	323	2016	A	X					Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	SANTA AGUEDA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	52 (1)	323	323	2016	A	X					Estructural		2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	BARRANCO DE TIRAJANA III	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	33 (1)	323	323	2016	B				X		Conexión	Condicionado a CTA	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	BARRANCO DE TIRAJANA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	33 (1)	323	323	2016	B				X		Conexión	Condicionado a CTA	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	SABINAL	220	2	Nueva Línea-Cable	41 (8)	323	323	2016	A	X					Estructural	Actuación prioritaria.	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	BARRANCO DE TIRAJANA III	220	1	Nueva Línea-Cable	41 (8)	323	323	2016	A	X					Estructural	Actuación prioritaria.	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	SANTA AGUEDA	66	2	Nueva Línea-Cable	12 (1)	80	80	2017	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	SANTA AGUEDA	66	3	Nueva Línea-Cable	12 (1)	80	80	2017	A	X					Estructural		2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	SAN AGUSTIN	SANTA AGUEDA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	13 (1.9)	66	66	2017	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	SAN AGUSTIN	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	4	66	66	2017	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	SANTA AGUEDA	66	3	Baja cambio topología Línea-Cable	12 (0.7)	80	80	2017	A	X					Estructural		2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDIO)	LAS PALMAS OESTE	66	1	Nuevo Cable	3	80	80	2017	A	X				X	Estructural	Actuación prioritaria.	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDIO)	LAS PALMAS OESTE	66	2	Nuevo Cable	3	80	80	2017	A	X				X	Estructural	Actuación prioritaria.	2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LAS PALMAS OESTE	SABINAL	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (6)	60	60	2017	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	LAS PALMAS OESTE	SABINAL	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (6)	60	60	2017	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	LA PATERNA (LOMO DEL CARDIO)	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	8 (2.5)	60	60	2017	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	LA PATERNA (LOMO DEL CARDIO)	66	3	Baja cambio topología Línea-Cable	8 (2.5)	60	60	2017	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	ARINAGA	NUEVA CARRIZAL	66	1	Nueva Línea-Cable	9 (5)	80	80	2017	A	X				X	Estructural		2013	A
Gran Canaria	Gran Canaria	ARINAGA	NUEVA CARRIZAL	66	2	Nueva Línea-Cable	9 (5)	80	80	2017	A	X				X	Estructural		2013	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA GUIA	AGAETE (GALDAR)	66	1	Nueva Línea-Cable	11 (2)	80	80	2018	B					X	Conexión	Condicionado a CTA	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA GUIA	AGAETE (GALDAR)	66	2	Nueva Línea-Cable	11 (2)	80	80	2018	B					X	Conexión	Condicionado a CTA	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA ARUCAS	LAS PALMAS OESTE	66	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (1.4)	80	80	2018	A	X					Estructural		2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	LAS PALMAS OESTE	66	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (1.4)	80	80	2018	A	X					Estructural		2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA ARUCAS	NUEVA BARRANCO SECO	66	2	Baja E/S Línea-Cable	11 (1.4)	80	80	2018	A	X					Estructural		2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA ARUCAS	LAS PALMAS OESTE	66	2	Alta E/S Línea-Cable	9 (1.4)	80	80	2018	A	X					Estructural		2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	LAS PALMAS OESTE	66	2	Alta E/S Línea-Cable	9 (1.4)	80	80	2018	A	X					Estructural		2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA ARUCAS	NUEVA BARRANCO SECO	66	1	Baja E/S Línea-Cable	11 (1.4)	80	80	2018	A	X					Estructural		2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO APOLINARIO	LA PATERNA (LOMO DEL CARDIO)	66	1	Nueva Línea-Cable	2 (1)	81	81	2018	A	X				X	Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	MUELLE GRANDE	PLAZA DE FERIA	66	1	Alta E/S Cable	10	60	60	2018	A	X					Estructural			
Gran Canaria	Gran Canaria	BUENAVISTA	PLAZA DE FERIA	66	1	Alta E/S Cable	11	60	60	2018	A	X					Estructural			

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016			
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA	T.A.	
Gran Canaria	Gran Canaria	MUELLE GRANDE	BUENAVISTA	66	1	Baja E/S Cable	6	60	60	2018	A	X						Estructural				
Gran Canaria	Gran Canaria	BUENAVISTA	CEBADAL	66	1	Nuevo Cable	8	80	80	2019	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	A	
Gran Canaria	Gran Canaria	PLAZA DE FERIA	CEBADAL	66	1	Nuevo Cable	10	80	80	2019	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	A	
Gran Canaria	Gran Canaria	CEBADAL	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (11)	60	60	2019	A	X						Estructural				
Gran Canaria	Gran Canaria	BUENAVISTA	CEBADAL	66	1	Baja cambio topología Cable	8	80	80	2019	A	X						Estructural				
Gran Canaria	Gran Canaria	BUENAVISTA	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	4 (3)	60	60	2019	A	X						Estructural				
Gran Canaria	Gran Canaria	AGAETE (GALDAR)	LA ALDEA	66	1	Nueva Línea-Cable	17 (1)	80	80	2019	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	B1	
Gran Canaria	Gran Canaria	AGAETE (GALDAR)	LA ALDEA	66	2	Nueva Línea-Cable	17 (1)	80	80	2019	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	B1	
La Gomera	La Gomera	ALAJERÓ	EL PALMAR	66	1	Nueva Línea-Cable	25 (1)	80	80	2016	A	X			X		X	Estructural		2012	A	
La Gomera	La Gomera	ALAJERÓ	EL PALMAR	66	2	Nueva Línea-Cable	25 (1)	80	80	2016	A	X			X		X	Estructural		2012	A	
La Palma	La Palma	GUINCHOS	LAS BREÑAS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	1 (0.5)	80	80	2014	A	X					X	Estructural	Ampliación por demanda condicionada a acceso			
La Palma	La Palma	LAS BREÑAS	VALLE	66	1	Alta E/S Línea-Cable	20 (1)	80	80	2014	A	X					X	Estructural	Ampliación por demanda condicionada a acceso			
La Palma	La Palma	GUINCHOS	VALLE	66	1	Baja E/S Línea-Cable	20 (0.7)	80	80	2014	A	X					X	Estructural				
La Palma	La Palma	LAS BREÑAS	MULATO	66	1	Nueva Línea-Cable	22 (1)	80	80	2016	A	X			X		X	Conexión	Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombeo.	2012	B2	
La Palma	La Palma	LAS BREÑAS	MULATO	66	2	Nueva Línea-Cable	22 (1)	80	80	2016	A	X			X		X	Conexión	Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombeo.			
La Palma	La Palma	GUINCHOS	LAS BREÑAS	66	2	Nueva Línea-Cable	1 (0.5)	80	80	2017	A	X						Estructural				
La Palma	La Palma	VALLE	NUEVA VALLE	66	1	Nuevo Cable	5	80	80	2017	A	X						Estructural				
La Palma	La Palma	VALLE	NUEVA VALLE	66	2	Nuevo Cable	5	80	80	2017	A	X						Estructural				
La Palma	La Palma	NUEVA VALLE	LAS BREÑAS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	20 (5)	42	42	2017	A	X						Estructural				
La Palma	La Palma	LAS BREÑAS	VALLE	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	20 (1)	42	42	2017	A	X						Estructural				
La Palma	La Palma	NUEVA VALLE	LAS BREÑAS	66	2	Nueva Línea-Cable	20 (5)	80	80	2017	A	X						Estructural				
La Palma	La Palma	NUEVA VALLE	TAJUJA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	10 (4)	80	80	2018	A	X					X	Estructural				
La Palma	La Palma	TAJUJA	LAS BREÑAS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	15 (4)	80	80	2018	A	X					X	Estructural				
La Palma	La Palma	NUEVA VALLE	LAS BREÑAS	66	2	Baja E/S Línea-Cable	20 (5)	80	80	2018	A	X					X	Estructural				
La Palma	La Palma	FUENCALIENTE	LAS BREÑAS	66	1	Nueva Línea-Cable	20 (2)	80	80	2019	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2012	B2	
La Palma	La Palma	FUENCALIENTE	LAS BREÑAS	66	2	Nueva Línea-Cable	20 (2)	80	80	2019	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2012	B2	
Lanzarote	Lanzarote	PUNTA GRANDE	HARÍA/TEGUISE	66	1	Nueva Línea-Cable	10 (1)	80	80	2014	A					X		Conexión		2011	B2	
Lanzarote	Lanzarote	PUNTA GRANDE	HARÍA/TEGUISE	66	2	Nueva Línea-Cable	10 (1)	80	80	2014	A					X		Conexión		2011	B2	
Lanzarote	Lanzarote	NUEVA MACHER	PUNTA GRANDE	66	1	Alta E/S Cable	25	80	80	2014	A	X						Estructural				
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	NUEVA MACHER	66	1	Alta E/S Cable	1	80	80	2014	A	X						Estructural				
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	PUNTA GRANDE	66	1	Baja E/S Cable	24.6	80	80	2014	A	X						Estructural				
Lanzarote	Lanzarote	NUEVA MACHER	PUNTA GRANDE	66	2	Alta E/S Cable	25	80	80	2014	A	X						Estructural				
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	NUEVA MACHER	66	2	Alta E/S Cable	1	80	80	2014	A	X						Estructural				
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	PUNTA GRANDE	66	2	Baja E/S Cable	24.6	80	80	2014	A	X						Estructural				
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	PLAYA BLANCA	132	1	Nueva Línea-Cable	21 (3.5)	160	160	2014	A	X						Estructural		2012	A	
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	PLAYA BLANCA	132	2	Nueva Línea-Cable	21 (3.5)	160	160	2014	A	X						Estructural		2012	A	

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA
Lanzarote	Lanzarote	PUNTA GRANDE	NUEVA SAN BARTOLOME	66	2	Nueva Línea-Cable	10 (0.5)	80	80	2015	A	X					Estructural		2009	A
Lanzarote	Lanzarote	PUNTA GRANDE	NUEVA SAN BARTOLOME	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	10 (0.5)	66	66	2015	A	X				X	Estructural			
Lanzarote	Lanzarote	PUNTA GRANDE	SAN BARTOLOME	66	1	Baja cambio topología Línea	10	66	66	2015	A	X				X	Estructural			
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	NUEVA SAN BARTOLOME	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	14 (0.5)	66	66	2015	A	X				X	Estructural			
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	SAN BARTOLOME	66	1	Baja cambio topología Línea	14	66	66	2015	A	X				X	Estructural			
Lanzarote	Lanzarote	SAN BARTOLOME	NUEVA SAN BARTOLOME	66	1	Alta cambio topología Cable	1	80	80	2015	A	X				X	Estructural			
Lanzarote	Lanzarote	SAN BARTOLOME	NUEVA SAN BARTOLOME	66	2	Alta cambio topología Cable	1	80	80	2015	A	X				X	Estructural			
Lanzarote	Lanzarote	PLAYA BLANCA	MATAGORDA	132	1	Alta E/S Línea-Cable	11 (2)	160	160	2019	B					X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	A
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	MATAGORDA	132	1	Alta E/S Línea-Cable	11 (2.5)	160	160	2019	B					X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	A
Lanzarote	Lanzarote	MACHER	PLAYA BLANCA	132	2	Baja E/S Línea-Cable	21 (3.5)	160	160	2019	B					X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	A
Tenerife	Tenerife	POLIGONO GÚIMAR	ARICO 2	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	22 (0.5)	66	66	2011	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	POLIGONO GÚIMAR	T ARICO	66	1	Baja cambio topología Línea	21	66	66	2011	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	T ARICO	ARICO	66	1	Baja cambio topología Línea	1	66	66	2011	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	T ARICO	ARICO 2	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1 (0.5)	66	66	2011	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	TAGORO	66	1	Alta E/S Línea-Cable	30 (1)	66	66	2011	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	TAGORO	66	1	Alta E/S Línea-Cable	14 (1)	66	66	2011	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	GRANADILLA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	43	66	66	2011	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	REALEJOS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	15 (8.5)	66	66	2012	A					X	Conexión		2009	A
Tenerife	Tenerife	REALEJOS	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	14 (2.5)	66	66	2012	A					X	Conexión		2009	A
Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	ICOD DE LOS VINOS	66	2	Baja E/S Línea-Cable	27 (9.4)	66	66	2012	A					X	Conexión		2009	A
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	TAGORO	66	2	Alta E/S Línea-Cable	14 (2)	66	66	2012	A	X				X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	TAGORO	ARICO 2	66	1	Alta E/S Línea-Cable	4 (1)	66	66	2012	A	X				X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	ARICO 2	66	1	Baja E/S Línea-Cable	16 (2)	66	66	2012	A	X				X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	ARICO 2	66	1	Alta E/S Línea-Cable	27 (1.5)	66	66	2012	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	TAGORO	ARICO 2	66	2	Alta E/S Línea-Cable	4 (1)	66	66	2012	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	TAGORO	66	1	Baja E/S Línea-Cable	30 (1)	66	66	2012	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	LOS VALLITOS	220	1	Alta cambio tensión Línea	27	250	250	2013	A	X					Estructural	Actuación prioritaria	2008	A
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA II	LOS VALLITOS	220	1	Alta cambio tensión Línea	27	250	250	2013	A	X					Estructural	Actuación prioritaria	2008	A
Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	GRANADILLA	66	1	Baja cambio tensión Línea	32 (0.7)	82	82	2013	A	X					Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	OLIVOS	66	1	Baja cambio tensión Línea	32 (0.7)	66	66	2013	A	X					Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	OLIVOS	66	1	Alta cambio topología Cable	11	66	66	2013	A	X					Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	LOS VALLITOS	OLIVOS	66	1	Alta E/S Cable	8	66	66	2013	A	X					Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	1	Alta E/S Cable	9	66	66	2013	A	X					Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	OLIVOS	66	1	Baja E/S Cable	11	66	66	2013	A	X					Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	LOS VALLITOS	OLIVOS	66	2	Alta E/S Cable	8	80	80	2013	A	X					Estructural		2008	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA
Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	2	Alta E/S Cable	9	80	80	2013	A	X					Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	OLIVOS	66	2	Baja E/S Cable	11	80	80	2013	A	X					Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	ABONA	66	1	Alta E/S Cable	1	80	80	2013	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	ABONA	POLIGONO GRANADILLA	66	1	Alta E/S Cable	1	80	80	2013	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	ABONA	POLIGONO GRANADILLA	66	2	Alta E/S Cable	1	80	80	2013	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	ABONA	66	2	Alta E/S Cable	1	80	80	2013	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	POLIGONO GRANADILLA	66	2	Baja E/S Cable	1	80	80	2013	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	POLIGONO GRANADILLA	66	1	Baja E/S Cable	1	80	80	2013	A					X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	ABONA	TAGORO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	16 (2,5)	66	66	2013	A	X				X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	ABONA	TAGORO	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	16 (2,5)	66	66	2013	A	X				X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	TAGORO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (2)	66	66	2013	A	X				X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	TAGORO	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (2)	66	66	2013	A	X				X	Conexión			
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	23 (1)	32	32	2014	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	GUIA DE ISORA	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Baja cambio topología Línea	22	32	32	2014	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	OLIVOS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	13 (1)	38	38	2014	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	GUIA DE ISORA	OLIVOS	66	1	Baja cambio topología Línea	12	38	38	2014	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	GUIA DE ISORA	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2014	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	GUIA DE ISORA	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2014	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CALETILLAS	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	14 (1)	240	240	2015	A	X					Estructural	Máxima prioridad. Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CALETILLAS	220	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	14 (1)	240	240	2015	A	X					Estructural	Máxima prioridad. Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CANDELARIA	66	1	Baja cambio tensión Línea	13	92	92	2015	A	X					Estructural	Máxima prioridad. Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CANDELARIA	66	2	Baja cambio tensión Línea	13	92	92	2015	A	X					Estructural	Máxima prioridad. Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	GRANADILLA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	58 (1)	240	240	2015	A	X					Estructural	Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CALETILLAS	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (1)	240	240	2015	A	X					Estructural	Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	GRANADILLA	220	2	Baja cambio topología Línea	45	323	323	2015	A	X					Estructural	Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	45 (1)	323	323	2015	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	GRANADILLA	220	1	Baja cambio topología Línea	45	323	323	2015	A	X					Estructural			
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CALETILLAS	220	1	Nuevo Cable	1	303	303	2015	A	X					Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CALETILLAS	220	2	Nuevo Cable	1	303	303	2015	A	X					Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	LA MATANZA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	2 (0,5)	66	66	2015	A	X					Estructural		2009	A
Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	LA MATANZA	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	2 (0,5)	66	66	2015	A	X					Estructural		2009	A
Tenerife	Tenerife	LA MATANZA	TACORONTE	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (0,5)	66	66	2015	A	X					Estructural		2009	A
Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	TACORONTE	66	1	Baja cambio topología Línea	12	66	66	2015	A	X					Estructural		2009	A
Tenerife	Tenerife	REALEJOS	LA MATANZA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	17 (9)	66	66	2015	A	X					Estructural		2009	A
Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	REALEJOS	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	15 (8,5)	66	66	2015	A	X					Estructural		2009	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA	T.A.
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	SAN TELMO	66	1	Alta E/S Cable	3	60	60	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2009	A
Tenerife	Tenerife	SAN TELMO	DIQUE DEL ESTE	66	1	Alta E/S Cable	8	60	60	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2009	A
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	DIQUE DEL ESTE	66	1	Baja E/S Cable	10	60	60	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2009	A
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	SAN TELMO	66	2	Nuevo Cable	3	80	80	2015	A	X					X	Estructural		2009	A
Tenerife	Tenerife	SAN ISIDRO	ARONA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0,2)	66	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	SAN ISIDRO	66	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (0,2)	66	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	ARONA	GRANADILLA	66	1	Baja E/S Línea	18	66	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	ARONA	ARONA 2	66	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (1)	66	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	ARONA 2	CHAYOFA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	11 (1)	66	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	ARONA	CHAYOFA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	6	66	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	GENETO	EL ROSARIO	66	1	Nuevo Cable	5	80	80	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	GENETO	EL ROSARIO	66	2	Nuevo Cable	5	80	80	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	1	Alta cambio topología Cable	7	66	66	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	2	Alta cambio topología Cable	7	66	66	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	GENETO	GUAJARA	66	1	Baja cambio topología Cable	2	66	66	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	GENETO	GUAJARA	66	2	Baja cambio topología Cable	2	66	66	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	TACORONTE	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	14 (1)	66	66	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	GENETO	TACORONTE	66	1	Baja cambio topología Línea	13	66	66	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	3	Nuevo Cable	8	80	80	2015	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	4	Nuevo Cable	8	80	80	2015	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	MANUEL CRUZ	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (7,5)	66	66	2015	A	X						Estructural		2014	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	DIQUE DEL ESTE	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	21 (7)	66	66	2015	A	X						Estructural		2014	A
Tenerife	Tenerife	GUAJARA	DIQUE DEL ESTE	66	1	Baja cambio topología Línea	13	66	66	2015	A	X						Estructural		2014	A
Tenerife	Tenerife	GUAJARA	MANUEL CRUZ	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	5 (0,5)	66	66	2015	A	X						Estructural		2014	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	1	Baja cambio topología Cable	7	66	66	2015	A	X						Estructural		2014	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	2	Baja cambio topología Cable	7	66	66	2015	A	X						Estructural		2014	A
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	OLIVOS	66	2	Nueva Línea-Cable	16 (2)	80	80	2015	A	X						Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	OLIVOS	66	3	Nueva Línea-Cable	16 (2)	80	80	2015	A	X						Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA	220	2	Nueva Línea-Cable	45 (11)	323	323	2016	A	X						Estructural		2010	A
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA II	220	1	Nueva Línea-Cable	45 (11)	323	323	2016	A	X						Estructural		2010	A
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA II	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	45 (1)	323	323	2016	A	X			X			Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	45 (1)	323	323	2016	A	X			X			Estructural		2008	A
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	LA MATANZA	220	1	Nueva Línea-Cable	14 (1)	323	323	2016	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable. Máxima prioridad.	2009	A

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION						FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	LA MATANZA	220	2	Nueva Línea-Cable	14 (1)	323	323	2016	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable. Máxima prioridad.	2009	A
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CUESTA DE LA VILLA	66	1	Baja Línea	15	66	66	2016	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable. Máxima prioridad.	2009	A
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CUESTA DE LA VILLA	66	2	Baja Línea	15	66	66	2016	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable. Máxima prioridad.	2009	A
Tenerife	Tenerife	LA MATANZA	GRANADILLA II	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	57 (1)	323	323	2016	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA II	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	45 (1)	323	323	2016	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	LA MATANZA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (1)	323	323	2016	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	OLIVOS	LOS VALLITOS	66	3	Nuevo Cable	8	80	80	2016	A	X				X		Estructural		2009	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	LA MATANZA	66	1	Nueva Línea-Cable	24 (12)	80	80	2016	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	LA LAGUNA OESTE	66	1	Alta E/S Cable	9	66	66	2016	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	A
Tenerife	Tenerife	LA LAGUNA OESTE	GUAJARA	66	1	Alta E/S Cable	7	66	66	2016	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	3	Baja E/S Cable	8	80	80	2016	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	A
Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	SAN TELMO	66	3	Nuevo Cable	3	80	80	2016	A	X						Estructural		2014	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	BALLESTER	66	1	Alta E/S Cable	10	66	66	2016	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	B1
Tenerife	Tenerife	DIQUE DEL ESTE	BALLESTER	66	1	Alta E/S Cable	11	66	66	2016	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	B1
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	DIQUE DEL ESTE	66	1	Baja E/S Cable	21	66	66	2016	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	B1
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	CRUZ CHICA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	6 (11)	80	80	2017	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	CRUZ CHICA	LA MATANZA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	19 (2)	80	80	2017	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	LA MATANZA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	24 (12)	80	80	2017	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	EL ROSARIO	220	1	Nueva Línea-Cable	12 (2)	303	303	2017	A	X						Estructural	Máxima prioridad.	2012	A
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	EL ROSARIO	220	2	Nueva Línea-Cable	12 (2)	303	303	2017	A	X						Estructural	Máxima prioridad.	2012	A
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GRANADILLA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	56 (13)	323	323	2017	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	EL ROSARIO	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	12 (2)	303	303	2017	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	45 (11)	323	323	2017	A	X						Estructural			
Tenerife	Tenerife	LA MATANZA	EL PORÍS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	41 (1.5)	323	323	2017	A	X					X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	EL PORÍS	GRANADILLA II	220	1	Alta E/S Línea-Cable	17 (1.5)	323	323	2017	A	X					X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	LA MATANZA	GRANADILLA II	220	1	Baja E/S Línea-Cable	57 (1)	323	323	2017	A	X					X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	TAGORO	EL PORÍS	66	1	Alta cambio topología Cable	1	66	66	2017	A	X					X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	TAGORO	ARICO 2	66	2	Baja cambio topología Cable	1	66	66	2017	A	X					X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	EL PORÍS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	27 (1)	66	66	2017	A	X					X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	ARICO 2	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	27 (0.7)	66	66	2017	A	X					X	Estructural			
Tenerife	Tenerife	EL PORÍS	ARICO 2	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2017	A	X					X	Estructural			

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACION					FUNCION Estructural	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
								INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE			ApD	FECHA	T.A.
Tenerife	Tenerife	EL PORÍS	ARICO 2	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2017	A	X				X		Estructural			
Tenerife	Tenerife	ABONA	GRANADILLA II	220	1	Alta E/S Línea-Cable	2 (1)	323	323	2018	A	X				X		Estructural			
Tenerife	Tenerife	ABONA	CALETILLAS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	45 (12)	323	323	2018	A	X				X		Estructural			
Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA II	220	1	Baja E/S Línea-Cable	45 (11)	323	323	2018	A	X				X		Estructural			
Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	LA LAGUNA OESTE	66	2	Nuevo Cable	9	66	66	2018	A	X					X	Estructural	Alternativa si es inviable el paso a 220 kV de Buenos Aires-Candelaria.		
Tenerife	Tenerife	LA LAGUNA OESTE	BUENOS AIRES	66	1	Nuevo Cable	11	80	80	2018	A	X						Estructural	Alternativa si es inviable el paso a 220 kV de Buenos Aires-Candelaria.		
Tenerife	Tenerife	LA LAGUNA OESTE	BUENOS AIRES	66	2	Nuevo Cable	11	80	80	2018	A	X						Estructural	Alternativa si es inviable el paso a 220 kV de Buenos Aires-Candelaria.		
Tenerife	Tenerife	OLIVOS	ADEJE	66	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (2)	80	80	2018	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2015	B1
Tenerife	Tenerife	ADEJE	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	66	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (2)	80	80	2018	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2015	B1
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	OLIVOS	66	3	Baja E/S Línea-Cable	16 (2)	80	80	2018	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2015	B1
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	NUEVA ICOD	66	1	Nueva Línea-Cable	22 (1)	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombas	2012	A
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	NUEVA ICOD	66	2	Nueva Línea-Cable	22 (1)	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombas	2012	A
Tenerife	Tenerife	TENO	NUEVA ICOD	66	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0,5)	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación	2014	B2
Tenerife	Tenerife	TENO	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	66	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0,5)	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación	2014	B2
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	NUEVA ICOD	66	1	Baja E/S Línea-Cable	22 (1)	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación	2014	B2
Tenerife	Tenerife	TENO	NUEVA ICOD	66	2	Alta E/S Línea-Cable	12 (0,5)	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación		
Tenerife	Tenerife	TENO	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	66	2	Alta E/S Línea-Cable	12 (0,5)	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación		
Tenerife	Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	NUEVA ICOD	66	2	Baja E/S Línea-Cable	22 (1)	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación		
Tenerife	Tenerife	NUEVA ICOD	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Nuevo Cable	5	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación		
Tenerife	Tenerife	NUEVA ICOD	ICOD DE LOS VINOS	66	2	Nuevo Cable	5	80	80	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación		
Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	NUEVA ICOD	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	32 (5)	66	66	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA		
Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Baja cambio topología Línea	27	66	66	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA		
Tenerife	Tenerife	REALEJOS	NUEVA ICOD	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	19 (5)	66	66	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA		
Tenerife	Tenerife	REALEJOS	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Baja cambio topología Línea	14	66	66	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA		
---	---	-----	-----	66	--	Nuevo Cable	3.2	75	75	----	A	X						Estructural	Cables móviles para situaciones de emergencia		

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Fuerteventura	CAÑADA DE LA BARCA	Nueva subestación	132	2012	A					X		Conexión	Inicialmente funcionando a 66 kV	2011	B1
Fuerteventura	LA OLIVA	Nueva subestación	66	2014	A	X						Estructural		2012	A
Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nueva subestación	66	2014	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	LA OLIVA	Nueva subestación	132	2015	A	X						Estructural		2012	A
Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nueva subestación	132	2015	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	GRAN TARAJAL	Nueva subestación	132	2015	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	MATAS BLANCAS	Nueva subestación	132	2016	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	JARES	Nueva subestación	132	2016	B					X		Conexión	Condicionado a CTA		
Fuerteventura	ANTIGUA	Nueva subestación	132	2017	B					X	X	Conexión	Condicionado a CTA	2011	A
Fuerteventura	JANDIA	Nueva subestación	132	2017	A	X					X	Estructural	Actuación necesaria para poder conectar el enlace Gran Canaria-Fuerteventura.		
Gran Canaria	ALDEA BLANCA	Ampliación subestación	66	2013	A					X		Conexión			
Gran Canaria	NUEVA CARRIZAL	Nueva subestación	66	2013	A	X				X	X	Estructural			
Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	Nueva subestación	66	2013	A	X						Estructural	Proyecto singular		
Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nueva subestación	66	2013	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	ARINAGA	Nueva subestación	66	2013	A					X		Conexión		2009	A
Gran Canaria	AGUIMES	Nueva subestación	66	2013	A					X		Conexión			
Gran Canaria	NUEVA CINSA	Nueva subestación	66	2013	A	X				X		Estructural		2010	B1
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA II	Nueva subestación	220	2014	A	X			X			Estructural			
Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nueva subestación	220	2014	A	X						Estructural	Actuación prioritaria.	2008	A
Gran Canaria	PLAZA DE FERIA	Nueva subestación	66	2014	A						X	Conexión		2012	B1
Gran Canaria	PARQUE MAR JINAMAR	Nueva subestación	66	2014	A						X	Conexión		2008	A
Gran Canaria	NUEVA GUIA	Nueva subestación	66	2014	A	X				X		Estructural			
Gran Canaria	NUEVA ARUCAS	Nueva subestación	66	2014	A	X						Estructural			
Gran Canaria	SABINAL	Nueva subestación	66	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	MOGÁN	Nueva subestación	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2009	A
Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDÓ)	Nueva subestación	220	2015	A	X						Estructural	Actuación prioritaria.	2009	A
Gran Canaria	SABINAL	Nueva subestación	220	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA III	Nueva subestación	220	2016	A	X			X			Estructural		2010	B1
Gran Canaria	LAS PALMAS OESTE	Nueva subestación	66	2017	A	X					X	Estructural	Actuación prioritaria.	2010	A
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	Nueva subestación	132	2018	A	X						Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandía).		
Gran Canaria	AGAETE (GALDAR)	Nueva subestación	66	2018	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2009	A
Gran Canaria	ARINAGA	Ampliación subestación	66	2019	A						X	Conexión			

Subestaciones de 220 kV, 132 kV y 66 kV programadas en Canarias en el horizonte 2020

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Gran Canaria	CEBADAL	Nueva subestación	66	2019	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Gran Canaria	LA ALDEA	Nueva subestación	66	2019	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	B1
La Gomera	ALAJERÓ	Nueva subestación	66	2016	A	X			X		X	Conexión		2012	A
La Gomera	EL PALMAR	Nueva subestación	66	2016	A	X			X		X	Conexión		2012	A
La Palma	LAS BREÑAS	Nueva subestación	66	2014	A	X					X	Estructural	Ampliación por demanda condicionada a acceso		
La Palma	MULATO	Nueva subestación	66	2016	A	X			X		X	Conexión	Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombeo.	2012	B2
La Palma	NUEVA VALLE	Nueva subestación	66	2017	A	X						Estructural			
La Palma	TAJUJA	Nueva subestación	66	2018	A	X					X	Estructural			
La Palma	FUENCALIENTE	Nueva subestación	66	2019	B					X		Conexión	Condicionado a CTA	2012	B2
Lanzarote	HARÍA/TEGUISE	Nueva subestación	66	2014	A					X		Conexión		2011	B2
Lanzarote	NUEVA MACHER	Nueva subestación	66	2014	A	X						Estructural		2011	A
Lanzarote	MACHER	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural		2012	A
Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural		2012	A
Lanzarote	NUEVA SAN BARTOLOME	Nueva subestación	66	2015	A	X				X		Estructural			
Lanzarote	MATAGORDA	Nueva subestación	132	2019	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	A
Tenerife	TAGORO	Nueva subestación	66	2011	A					X		Conexión			
Tenerife	ARICO	Baja subestación	66	2011	A					X		Conexión		2010	A
Tenerife	REALEJOS	Nueva subestación	66	2012	A						X	Conexión		2009	A
Tenerife	LOS VALLITOS	Nueva subestación	66	2013	A	X						Estructural		2008	A
Tenerife	ABONA	Nueva subestación	66	2013	A					X		Conexión			
Tenerife	LOS VALLITOS	Nueva subestación	220	2013	A	X						Estructural		2008	A
Tenerife	CHÍO (NUEVA GUIA DE ISORA)	Nueva subestación	66	2014	A	X			X		X	Estructural			
Tenerife	LA MATANZA	Nueva subestación	66	2015	A	X						Estructural		2009	A
Tenerife	SAN TELMO	Nueva subestación	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2009	A
Tenerife	SAN ISIDRO	Nueva subestación	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	ARONA 2	Nueva subestación	66	2015	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	EL ROSARIO	Nueva subestación	66	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	BUENOS AIRES	Nueva subestación	220	2015	A	X						Estructural	Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	CALETILLAS	Nueva subestación	220	2015	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	LA LAGUNA OESTE	Nueva subestación	66	2016	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	B1
Tenerife	BALLESTER	Nueva subestación	66	2016	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2014	B1
Tenerife	LA MATANZA	Nueva subestación	220	2016	A	X						Estructural	Proyecto singular.	2009	A

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
						MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Tenerife	CRUZ CHICA / SAN ROQUE	Nueva subestación	66	2017	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2012	B1
Tenerife	EL PORÍS	Nueva subestación	66	2017	A	X				X		Estructural			
Tenerife	EL ROSARIO	Nueva subestación	220	2017	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	EL PORÍS	Nueva subestación	220	2017	A	X				X		Estructural		2010	A
Tenerife	TENO	Nueva subestación	66	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de	2014	B2
Tenerife	ADEJE	Nueva subestación	66	2018	B						X	Conexión	Condicionado a CTA	2015	B1
Tenerife	NUEVA ICOD	Nueva subestación	66	2018	B				X		X	Conexión	Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de		
Tenerife	ABONA	Nueva subestación	220	2018	A	X				X		Estructural			
---	-----	Ampliación subestación	66	---	A	X						Estructural	11 posiciones móviles para situaciones de emergencia		
---	-----	Ampliación subestación	132	---	A	X						Estructural	1 posición móvil para situaciones de emergencia		

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Fuerteventura	LA OLIVA	Nuevo transformador	AT1	132/66	70	2015	A	X						Estructural		2012	A
Fuerteventura	LA OLIVA	Nuevo transformador	AT2	132/66	70	2015	A	X						Estructural		2012	A
Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo transformador	AT1	132/66	125	2015	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo transformador	AT2	132/66	125	2015	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	GRAN TARAJAL	Nuevo transformador	AT1	132/66	70	2015	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	GRAN TARAJAL	Nuevo transformador	AT2	132/66	70	2015	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	MATAS BLANCAS	Nuevo transformador	AT1	132/66	70	2016	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	MATAS BLANCAS	Nuevo transformador	AT2	132/66	70	2016	A	X						Estructural		2011	A
Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo transformador	AT3	132/66	125	2019	A	X						Estructural		2011	A
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA II	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2014	A	X						Estructural	Procedente de Bco Tirajana (3ª unidad)	2007	A
Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2014	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2014	A	X						Estructural		2008	A
Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	SABINAL	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	SABINAL	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2015	A	X						Estructural		2009	A
Gran Canaria	SABINAL	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2015	A	X						Estructural			
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA II	Baja transformador	AT3	220/66	125	2017	A	X						Estructural			
Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2017	A	X						Estructural	Procedente de Bco Tirajana II (3ª unidad)	2010	A
Gran Canaria	LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2017	A	X						Estructural		2011	A
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA III	Nuevo transformador	AT1	220/132	125	2018	A	X						Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandia).		
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA III	Nuevo transformador	AT2	220/132	125	2018	A	X						Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandia).		
Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nuevo transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural		2014	A
Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nuevo transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural		2014	A
Lanzarote	MACHER	Nuevo transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural		2012	A
Lanzarote	MACHER	Nuevo transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	GRANADILLA II	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2012	A	X						Estructural		2008	A
Tenerife	LOS VALLITOS	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2013	A	X						Estructural		2008	A
Tenerife	LOS VALLITOS	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2013	A	X						Estructural		2008	A
Tenerife	BUENOS AIRES	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2015	A	X						Estructural	Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	BUENOS AIRES	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2015	A	X						Estructural	Riesgo de inviabilidad.	2008	A
Tenerife	BUENOS AIRES	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2015	A	X						Estructural	Riesgo de inviabilidad.	2008	A

Unidades de transformación 220/132 kV, 220/66 kV y 132/66 kV programadas en Canarias en el horizonte 2020

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD			FECHA	T.A.
Tenerife	LOS VALLITOS	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2015	A	X						Estructural	Procedente de Granadilla II (3ª unidad)	2010	A
Tenerife	GRANADILLA II	Baja transformador	AT3	220/66	125	2015	A	X						Estructural		2010	A
Tenerife	LA MATANZA	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2016	A	X						Estructural		2009	A
Tenerife	LA MATANZA	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2016	A	X						Estructural		2009	A
Tenerife	EL ROSARIO	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2017	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	EL ROSARIO	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2017	A	X						Estructural		2012	A
Tenerife	EL PORÍS	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2017	A	X				X		Estructural		2010	A
Tenerife	EL PORÍS	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2017	A	X				X		Estructural		2010	A
Tenerife	ABONA	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2018	A	X						Estructural			
Tenerife	ABONA	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2018	A	X						Estructural			
Tenerife	ABONA	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2020	B					X		Conexión			
---	-----	Nuevo transformador	AT	220/132/66	135	---	A	X						Estructural	3 unidades monofásicas de 45 MVA para situaciones de emergencia		

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
										FECHA	T.A.
Fuerteventura	LA OLIVA	Nueva reactancia	REA1	132	6	2015	A	Estructural	Anteriormente ubicada en Corralejo 132 kV	2012	A
Fuerteventura	LA OLIVA	Nueva reactancia	REA2	132	6	2015	A	Estructural	Anteriormente ubicada en Corralejo 132 kV	2012	A
Fuerteventura	JANDIA	Nueva reactancia	REA1	132	17	2018	A	Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandía).		
Fuerteventura	JANDIA	Nueva reactancia	REA2	132	17	2018	A	Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandía).		
Fuerteventura	JANDIA	Nueva reactancia	REA3	132	17	2018	A	Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandía).		
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	Nueva reactancia	REA1	132	17	2018	A	Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandía).		
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	Nueva reactancia	REA2	132	17	2018	A	Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandía).		
Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	Nueva reactancia	REA3	132	17	2018	A	Estructural	PES del enlace condicionada a la llegada del 132 kV al sur de Fuerteventura (Jandía).		
Lanzarote	NUEVA MACHER	Nueva reactancia	REA1	66	6	2014	A	Estructural		2009	A
Lanzarote	NUEVA MACHER	Nueva reactancia	REA2	66	6	2014	A	Estructural		2009	A
Lanzarote	NUEVA MACHER	Nueva reactancia	REA3	66	6	2014	A	Estructural		2010	A
Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nueva reactancia	REA1	132	6	2015	A	Estructural		2012	A
Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nueva reactancia	REA2	132	6	2015	A	Estructural		2012	A

Reactancias de 220 kV, 132 kV y 66 kV programadas en Canarias en el horizonte 2020

A4

**INSTALACIONES ELIMINADAS CON RESPECTO A LA
PLANIFICACIÓN DE LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y
GAS 2008-2016**

El contenido de las tablas presentadas a continuación es el siguiente:

Líneas eliminadas

CCAA Origen y Final	Comunidad Autónoma a la que corresponde cada extremo de la línea
Subestación Origen y Final	Nombre de las subestaciones de cada extremo de la línea
Ckt	Identificador de circuito de la línea
Actuación	Definición del tipo de actuación en la línea
kV	Tensión de la línea
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la PSEG 2008-2016

Subestaciones eliminadas

CCAA	CCAA a la que pertenece la subestación
Subestación	Nombre de la subestación
Actuación	Identifica la actuación que se realiza en la subestación (alta, baja, ampliación)
Tensión (kV)	Tensión del parque
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la PSEG 2008-2016

Unidades de transformación eliminadas

CCAA	CCAA a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza el transformador
Actuación/Equipo	Identifica la actuación que se realiza (alta, baja)
Unidad	Identificador del transformador
Relación Transformación	Relación de transformación (V_{max}/V_{min})
MVA	Potencia asignada del transformador (MVA)
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la PSEG 2008-2016

Reactancias eliminadas

CCAA	CCAA a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza la reactancia
Actuación/Equipo	Identifica la actuación que se realiza
Unidad	Identificador de la reactancia
Tensión (kV)	Tensión a la que se conecta la reactancia
Potencia (Mvar)	Potencia de la reactancia
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan mayo 2008	Fecha y Tipo de Actuación con que ésta se identificó en la PSEG 2008-2016

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	ILIPA	SANTIPONCE	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Andalucía	Andalucía	CARMONA	ILIPA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Andalucía	Andalucía	CARMONA	SANTIPONCE	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	DON RODRIGO B	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2012	A
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	DON RODRIGO B	2	Nueva Línea	220	Desestimada	2012	A
Andalucía	Castilla-La Mancha	JANDULA	PUERTO LLANO	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2015	B2
Andalucía	Andalucía	JANDULA	ANDUJAR	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2015	B2
Castilla-La Mancha	Andalucía	PUERTO LLANO	ANDUJAR	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2015	B2
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	GUADAIRA	1	Nueva Línea	400	Alternativa	2015	A
Andalucía	Andalucía	GUILLENA	GUADAIRA	1	Nueva Línea	400	Alternativa	2015	A
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	GUILLENA	2	Nueva Línea	400	Alternativa	2015	A
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	ENSANCHE	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	COSTA DE LA LUZ	ENSANCHE	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	COSTA DE LA LUZ	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	CENTRO	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CENTRO	EUROPA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	EUROPA	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	SUPERNORTE	SANTA JUSTA	1	Nuevo Cable	220	Alternativa	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	EMPALME	SUPERNORTE	1	Baja Cable	220	Alternativa	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	SANTA JUSTA	1	Nuevo Cable	220	Alternativa	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	EMPALME	1	Nuevo Cable	220	Alternativa	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	SANTA JUSTA	CRUZCAMPO	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	CRUZCAMPO	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	SANTA ELVIRA	SANTA JUSTA	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	SANTIPONCE	ESPARTINAS	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	ESPARTINAS	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	SANTIPONCE	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CARTUJA	SANLUCAR (JEREZ OESTE)	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	PUERTO DE SANTA MARIA	SANLUCAR (JEREZ OESTE)	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CARTUJA	PUERTO DE SANTA MARIA	2	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	PINAR DEL REY	MANILVA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	JORDANA	MANILVA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	JORDANA	PINAR DEL REY	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	GABIAS	PADUL	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	NUEVA ORGIVA	PADUL	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	GABIAS	NUEVA ORGIVA	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CADIZ	PUERTO REAL	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CADIZ	PUERTO REAL	2	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ANTEQUERA 2	ILLORA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ANTEQUERA 2	TAJO DE LA ENCANTADA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ILLORA	TAJO DE LA ENCANTADA	2	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	CORBONES	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	CORBONES	2	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	PUENTE GENIL	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	PUENTE GENIL	2	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Andalucía	Andalucía	LITORAL DE ALMERIA	TABERNAS	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	LITORAL DE ALMERIA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	TABERNAS	2	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	CARTAMA	TORREMOLINOS	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	TORREMOLINOS	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	CARTAMA	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	ANTEQUERA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ILLORA	ANTEQUERA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ILLORA	TAJO DE LA ENCANTADA	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	ATANASIO	VENTILLA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	JORDANA	ATANASIO	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	Andalucía	JORDANA	VENTILLA	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Aragón	Aragón	MONTE TORRERO	NUEVA ESPARTAL	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	A
Aragón	Aragón	NUEVA ESPARTAL	EL ESPARTAL	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	A
Aragón	Aragón	MONTE TORRERO	EL ESPARTAL	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2011	A
Aragón	Aragón	ESCATRON	NUEVA ESPARTAL	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	A
Aragón	Aragón	NUEVA ESPARTAL	EL ESPARTAL	2	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	A
Aragón	Aragón	ESCATRON	EL ESPARTAL	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2011	A
Aragón	Aragón	POLA	MAGALLON (BARRA 2)	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
País Vasco	Cantabria	ABANTO	VALLEGÓN (CASTRO URDIALES)	1	Nueva Línea	220	Alternativa 90% en Cantabria (Longitud total 15 km)	2008-11	B1
País Vasco	Cantabria	ABANTO	VALLEGÓN (CASTRO URDIALES)	2	Nueva Línea	220	Alternativa 90% en Cantabria (Longitud total 15 km)	2008-11	B1
Cantabria	Cantabria	PENAGOS	SANTILLANA	1	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2008-11	B2
País Vasco	Cantabria	LA JARA	VALLEGON	1	Nueva Línea	220	Alternativa 50% en Cantabria (longitud total 22 km)	2011	B1
País Vasco	Cantabria	LA JARA	VALLEGON	2	Nueva Línea	220	Alternativa 50% en Cantabria (longitud total 22 km)	2011	B1

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	MIRANDA DE EBRO	1	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2011	B2
País Vasco	Castilla y León	VITORIA	MIRANDA DE EBRO	1	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2011	B2
Castilla y León	País Vasco	GRIJOTA	VITORIA	1	Baja E/S Línea	400	Desestimada	2011	B2
Castilla y León	Castilla y León	VILLARINO	SAYAGO	1	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2012	B2
Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	SAYAGO	1	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2012	B2
Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	VILLARINO	1	Baja E/S Línea	400	Desestimada	2012	B2
Castilla y León	Castilla y León	MEDINA DEL CAMPO	TORDESILLAS	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Castilla y León	Castilla y León	MEDINA DEL CAMPO	GALAPAGAR	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	GALAPAGAR	1	Baja E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Castilla y León	Castilla y León	ZAMORA	VILLARINO	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2014	A
Castilla y León	Castilla y León	ZAMORA	GRIJOTA	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2014	A
Castilla y León	Castilla y León	VILLARINO	GRIJOTA	1	Baja E/S Línea	400	Alternativa	2014	A
Castilla y León	Castilla y León	VALPARAISO	APARECIDA	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2014	A
Castilla y León	Castilla y León	VALPARAISO	TORDESILLAS	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2014	A
Castilla y León	Castilla y León	APARECIDA	TORDESILLAS	1	Baja E/S Línea	400	Alternativa	2014	A
Castilla y León	Galicia	PONFERRADA	TRIVES	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2015	B1
Castilla y León	Castilla y León	LA LOMBA	PONFERRADA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2015	B1
Castilla y León	Galicia	LA LOMBA	TRIVES	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2015	B1
Castilla y León	Castilla y León	CANTALEJO	MUDARRA	1	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	Madrid	CANTALEJO	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	1	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	Madrid	MUDARRA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	1	Baja E/S Línea	400	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	BEJAR	CIUDAD RODRIGO	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	BEJAR	CIUDAD RODRIGO	2	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Castilla y León	Castilla y León	TREVAGO	SORIA	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	Castilla y León	TREVAGO	SORIA	2	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ACECA 2	EL PEDREGAL	1	Alta E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2008	B1
Castilla-La Mancha	Madrid	EL PEDREGAL	VALDEMORO	1	Alta E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2008	B1
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA 2	VALDEMORO	1	Baja E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2008	B1
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ARGAMASILLA DE CALATRAVA	PICON	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ARGAMASILLA DE CALATRAVA	PUERTOLLANO	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	PICON	PUERTOLLANO	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	MANZANARES	VALDEPEÑAS	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	MANZANARES	VALDEPEÑAS	2	Nueva Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ALARCOS	MIGUELTURRA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	MIGUELTURRA	MANZANARES	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ALARCOS	MANZANARES	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ACECA 2	AÑOVER 2	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	Castilla-La Mancha	ARANJUEZ	AÑOVER 2	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA 2	ARANJUEZ	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	VILADECANS	2	Nuevo Cable	220	Alternativa	2011	A
Cataluña	Cataluña	LA SELVA	PERAFORT	2	Nueva Línea	220	Alternativa	2013	B2
Cataluña	Cataluña	ANOIA	PONT DE SUERT	1	Repotenciación Línea	220	Desestimada	2013	A
Cataluña	Cataluña	ANOIA	RUBI	1	Repotenciación Línea	220	Desestimada	2013	A
Cataluña	Cataluña	ABRERA	PUJALT	1	Repotenciación Línea	220	Desestimada	2013	A
Cataluña	Cataluña	LA POBLA	PUJALT	1	Repotenciación Línea	220	Desestimada	2013	A
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI	SANT ANDREU DE LA BARCA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	BEGUES	SANT ANDREU DE LA BARCA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	CAN JARDI	BEGUES	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	ANOIA	RIERA DE MARTORELL	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	RIERA DE MARTORELL	CAN JARDI	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	Cataluña	ANOIA	RUBI	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	LA PLANA	2	Repotenciación Línea	400	Alternativa	2008	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	LA PLANA	3	Nueva Línea	400	Alternativa	2008	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BAJO SEGURA	ROJALES	1	Nueva Línea	220	Alternativa. Bajo Segura Se mantiene eje como parte de Rojales-Arneva	2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BAJO SEGURA	ROJALES	2	Nueva Línea	220	Alternativa. Bajo Segura Se mantiene eje como parte de Rojales-Arneva	2010	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	GAUSA	2	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	GAUSA	2	Alta E/S Línea	400	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	LA PLANA	1	Baja E/S Línea	400	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORREMENDO NORTE	TORREMENDO SUR	1	Nueva Línea	220	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORREMENDO NORTE	TORREMENDO SUR	2	Nueva Línea	220	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	QUART DE POBLET	1	Repotenciación Línea	220	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALDAYA	QUART DE POBLET	1	Repotenciación Línea	220	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ALDAYA	TORRENTE	1	Repotenciación Línea	220	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORREMENDO NORTE	ARNEVA	1	Nueva Línea	220	Alternativa	2013	A
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORREMENDO NORTE	ARNEVA	2	Nueva Línea	220	Alternativa	2013	A

Líneas eliminadas

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MARINA (CASTELLÓN)	BENADRESA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	MARINA (CASTELLÓN)	SALSADELLA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALSADELLA	BENADRESA	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Extremadura	Extremadura	MONTIJO	VAGUADAS	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	MONTIJO	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	VAGUADAS	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Galicia	Galicia	TABOADELLA	CARTELLE	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Galicia	Galicia	TABOADELLA	TRIVES	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Galicia	Galicia	CARTELLE	TRIVES	1	Baja E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Galicia	Galicia	EIRIS	SAN MARCOS	1	Alta E/S Línea	220	Alternativa	2015	B2
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	SAN MARCOS	1	Alta E/S Línea	220	Alternativa	2015	B2
Galicia	Galicia	EIRIS	MESON DO VENTO	1	Baja E/S Línea	220	Alternativa	2015	B2
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	SAN MARCOS	2	Nueva Línea	220	Alternativa	2015	A
Galicia	Galicia	MESON DO VENTO	SABON	1	Nueva Línea	400	Alternativa	2015	B2
Galicia	Galicia	PAZOS DE BORBEN	NUEVO VIGO	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2015	B2
Galicia	Galicia	NUEVO VIGO	BALAIOS	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2015	B2
Galicia	Galicia	PAZOS DE BORBEN	BALAIOS	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2015	B2
Galicia	Galicia	TIBO	VILLAGARCIA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Galicia	Galicia	CAMBADOS	VILLAGARCIA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Galicia	Galicia	CAMBADOS	TIBO	2	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	VALDEBEBAS	AENA	1	Nuevo Cable	220	Desestimada	2010	A
Madrid	Madrid	VALDEBEBAS	CAMPO DE LAS NACIONES	1	Nuevo Cable	220	Desestimada	2010	A
Castilla-La Mancha	Madrid	ACECA 2	ARANJUEZ	1	Alta Línea/Cable	220	Desestimada	2011	A
Madrid	Madrid	ARANJUEZ	VALDEMORO	1	Alta Línea/Cable	220	Desestimada	2011	A
Madrid	Madrid	CAMINO CONGOSTO	VILLAVERDE	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Madrid	Madrid	CAMINO CONGOSTO	COSLADA	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Madrid	Madrid	COSLADA	VILLAVERDE	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2011	B1
Madrid	Madrid	MERCAMADRID (ENTREVÍAS)	VILLAVERDE	1	Alta E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2012	B1
Madrid	Madrid	ESTACION TERMINAL CERRO DE LA PLATA 1	MERCAMADRID (ENTREVÍAS)	1	Alta E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2012	B1
Madrid	Madrid	ESTACION TERMINAL CERRO DE LA PLATA 1	VILLAVERDE	1	Baja E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2012	B1
Madrid	Madrid	GETAFE	VALDECARROS	1	Alta E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	Madrid	COSLADA	VALDECARROS	1	Alta E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	Madrid	COSLADA	GETAFE	1	Baja E/S Línea/Cable	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	Madrid	N. CENTRALIDAD DEL ESTE (CIUDAD OLÍMPICA)	COSLADA	1	Alta E/S Cable	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	Madrid	N. CENTRALIDAD DEL ESTE (CIUDAD OLÍMPICA)	VALLECAS	1	Alta E/S Cable	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	Madrid	COSLADA	VALLECAS	1	Baja E/S Cable	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	Madrid	MORATA	LA TORRECILLA	1	Alta cambio tensión Línea	400	Alternativa	2016-2020	R
Madrid	Madrid	MORATA	VILLAVERDE	2	Alta cambio tensión Línea	400	Alternativa	2016-2020	R
Madrid	Madrid	LA TORRECILLA	VILLAVERDE	1	Alta cambio tensión Línea	400	Alternativa	2016-2020	R
Madrid	Madrid	MORATA	LA TORRECILLA	1	Baja cambio tensión Línea	220	Alternativa	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Madrid	Madrid	LA TORRECILLA	VILLAVERDE	1	Baja cambio tensión Línea	220	Alternativa	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Murcia	Comunidad Valenciana	ULEA	ROCAMORA	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2011	B1
Murcia	Murcia	EL PALMAR	ULEA	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2011	B1
Murcia	Comunidad Valenciana	EL PALMAR	ROCAMORA	2	Baja E/S Línea	400	Alternativa	2011	B1
Murcia	Murcia	FAUSITA	MAR MENOR	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Murcia	Murcia	MAR MENOR	BALSICAS	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
Murcia	Murcia	BALSICAS	FAUSITA	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

CC.AA.ORIGEN	CC.AA. FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Navarra	Navarra	MURUARTE	DICASTILLO	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
País Vasco	Navarra	VITORIA	DICASTILLO	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	País Vasco	MURUARTE	VITORIA	1	Baja E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	1	Nueva Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	2	Nueva Línea	400	Alternativa	2012	A
País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	1	Baja Línea	220	Desestimada	2012	A
Navarra	País Vasco	MURUARTE	ICHASO	1	Nueva Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	País Vasco	CASTEJON	ICHASO	1	Nueva Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	Navarra	CASTEJON	MURUARTE	2	Baja Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	Navarra	CASTEJON	DICASTILLO	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	1	Alta E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	País Vasco	CASTEJON	ICHASO	1	Baja E/S Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	Francia	MURUARTE	FRONTERA FRANCESA	1	Nueva Línea	400	Alternativa	2015	A
Navarra	Francia	MURUARTE	FRONTERA FRANCESA	2	Nueva Línea	400	Alternativa	2015	A
Navarra	Navarra	DICASTILLO	LAS LLANAS	1	Nueva Línea	220	Alternativa	2016-2020	R

Líneas eliminadas

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento

CC.AA.ORIGEN	CC.AA. FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES	SANTURCE	1	Repotenciación Línea	400	Desestimada	2008	A
País Vasco	País Vasco	ABADIANO	SIDENOR	1	Baja cambio topología Línea	220	Alternativa	2010	A
País Vasco	País Vasco	BASAURI	ABADIANO	1	Alta cambio topología Línea	220	Alternativa	2010	A
País Vasco	País Vasco	SIDENOR	BASAURI	1	Nuevo cable	220	Alternativa	2010	A
País Vasco	País Vasco	BASAURI	T GÜEÑES	1	Baja Línea	220	Alternativa	2015	A
País Vasco	Cantabria	LA JARA	VALLEGON	1	Nueva Línea	220	Alternativa 50% en Cantabria (longitud total 22 km)	2011	B1
País Vasco	Cantabria	LA JARA	VALLEGON	2	Nueva Línea	220	Alternativa 50% en Cantabria (longitud total 22 km)	2011	B1
País Vasco	País Vasco	LA JARA	T. AYALA 2	1	Alta E/S Línea	220	Alternativa	2012	A
País Vasco	País Vasco	GÜEÑES	LA JARA	2	Alta E/S Línea	220	Alternativa	2012	A
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	1	Nueva Línea	400	Alternativa	2012	A
Navarra	País Vasco	DICASTILLO	ICHASO	2	Nueva Línea	400	Alternativa	2012	A
País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	1	Baja Línea	220	Desestimada	2015	A
País Vasco	País Vasco	EL ABRA	T. SANTURCE	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
País Vasco	País Vasco	EL ABRA	T. BABCOK 2	1	Alta E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R
País Vasco	País Vasco	T. BABCOK 2	T. SANTURCE	1	Baja E/S Línea	220	Desestimada	2016-2020	R

Líneas eliminadas

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Andalucía	CARMONA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2010	B1
Andalucía	CARMONA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2010	B1
Andalucía	EMPALME	Nueva subestación	220	Alternativa	2011	B1
Andalucía	ILIPA	Nueva subestación	220	Desestimada	2011	B1
Andalucía	CARTUJA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2012	B2
Andalucía	JANDULA	Nueva subestación	220	Desestimada	2015	B2
Andalucía	PALOS	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	CENTRO	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	ENSANCHE	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	PUENTE GENIL	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	LITORAL DE ALMERIA	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	ANTEQUERA	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	ANTEQUERA 2	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	CRUZCAMPO	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	PADUL	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	CORBONES	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	SANTA JUSTA	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	CADIZ	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	TORREMOLINOS	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	ATANASIO	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	MANILVA	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	SANLUCAR (JEREZ OESTE)	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R

Subestaciones eliminadas

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Andalucía	ESPARTINAS	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	POLIGONO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	GUADAIIRA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	COSTASOL	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	CENTRO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	PALOS	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	EUROPA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Andalucía	LITORAL DE ALMERIA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2016-2020	R
Aragón	ARAGON	Ampliación subestación	400	Desestimada	2009	B2
Aragón	NUEVA ESPARTAL	Nueva subestación	220	Desestimada	2011	A
Aragón	NUEVA ESPARTAL	Ampliación subestación	220	Alternativa	2011	A
Aragón	MONTE TORRERO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2007	B1
Aragón	PLAZA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2009	B1
Aragón	TERRER	Ampliación subestación	400	Alternativa	2008	A
Aragón	POLA	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Asturias	TELLEDO	Ampliación subestación	220	Alternativa	2011	A
Asturias	LADA	Renovación subestación	400	Desestimada	2012	B2
Asturias	VALLE DEL NALÓN	Nueva subestación	400	Desestimada	2013	A
Asturias	CARRIO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cantabria	AGUAYO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R

Subestaciones eliminadas

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Cantabria	PENAGOS	Ampliación subestación	400	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2007	A
Castilla-La Mancha	EL PEDREGAL	Nueva subestación	220	Desestimada	2008	B1
Castilla-La Mancha	ARGAMASILLA DE CALATRAVA	Nueva subestación	220	Desestimada	2011	B1
Castilla-La Mancha	LA PALOMA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2014	B1
Castilla-La Mancha	VALDEPEÑAS	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	MIGUELTURRA (STA. TERESA)	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	AÑOVER 2	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	HUELVES	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	LOS PRADILLOS	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	CASARRUBIOS (VALMOJADO)	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	HUELVES	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla-La Mancha	MANZANARES	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	VALPARAISO	Ampliación subestación	220	Alternativa	2009	B1
Castilla y León	LA ROBLA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2010	B2
Castilla y León	MONTEARENAS	Ampliación subestación	400	Desestimada	2010	B2
Castilla y León	BECILLA	Nueva subestación	400	Desestimada	2011	A
Castilla y León	MIRANDA DE EBRO	Nueva subestación	400	Desestimada	2011	B2
Castilla y León	SAYAGO	Nueva subestación	400	Desestimada	2012	B2
Castilla y León	MEDINA DEL CAMPO	Nueva subestación	400	Alternativa	2012	A
Castilla y León	VILLARINO	Ampliación subestación	400	Alternativa	2013	B
Castilla y León	ZAMORA	Nueva subestación	400	Alternativa	2014	A

Subestaciones eliminadas

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Castilla y León	APARECIDA	Ampliación subestación	400	Alternativa	2014	A
Castilla y León	VALPARAÍSO	Nueva subestación	400	Desestimada	2014	A
Castilla y León	PONFERRADA	Nueva subestación	220	Desestimada	2015	B1
Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	Nueva subestación	220	Alternativa	2015	B2
Castilla y León	CANTALEJO	Nueva subestación	400	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	HERRERA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	VALPARAÍSO	Ampliación subestación	220	Alternativa	2016-2020	R
Castilla y León	SORIA	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	BEJAR	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Castilla y León	CORCOS	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	PIEROLA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2009	A
Cataluña	CENTELLES	Ampliación subestación	220	Desestimada	2009	B1
Cataluña	FOIX	Ampliación subestación	220	Desestimada	2009	B1
Cataluña	SANT FOST	Ampliación subestación	220	Desestimada	2009	A
Cataluña	ABRERA	Renovación subestación	220	Desestimada	2010	A
Cataluña	MAIALS	Ampliación subestación	400	Desestimada	2011	B2
Cataluña	SANT CELONI	Renovación subestación	220	Alternativa	2012	A
Cataluña	VILADECANS	Renovación subestación	220	Alternativa	2013	A
Cataluña	BESOS NUEVO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	EIXAMPLE	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	SANT ANDREU DE LA BARCA	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	RIERA DE MARTORELL	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R

Subestaciones eliminadas

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Cataluña	GAVA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	MOTORS	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	LESSEPS	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	BESOS NUEVO	Ampliación subestación	220	Desestimada. Usa posiciones existentes	2016-2020	R
Cataluña	RIERA DE MARTORELL	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Cataluña	MAIALS	Ampliación subestación	400	Alternativa	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BENEJAMA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2007	A
Comunidad Valenciana	VALL D'UXO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2009	B1
Comunidad Valenciana	QUART DE POBLET	Ampliación subestación	220	Desestimada	2009	B1
Comunidad Valenciana	ALDAYA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2010	B1
Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2011	A
Comunidad Valenciana	SANTA POLA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2012	B2
Comunidad Valenciana	LA ELIANA	Ampliación subestación	220	Alternativa	2012	B2
Comunidad Valenciana	VILLAJYOSA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2013	B2
Comunidad Valenciana	TORREVIEJA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2013	B2
Comunidad Valenciana	EL SERRALLO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2013	B2
Comunidad Valenciana	ARNEVA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2014	B2
Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	MARINA (CASTELLÓN)	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	LA PLANA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2016-2019	R
Comunidad Valenciana	CATADAU	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R

Subestaciones eliminadas

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	NUEVA SALADAS (TORRELLANO)	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	SEGORBE	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	OROPESA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS NORTE	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	GANDIA SUR (SANCHO LLOP)	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	CASTALLA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	UNIVERSIDAD	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BURRIANA (SANTA PAU)	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	EL SERRALLO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	MONCOFAR	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	ALDAYA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	PARQUE CENTRAL	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	PLAYA DE TABERNES	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	VILANOVA (VALENCIA)	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BAJO SEGURA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	ALBAL	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	MONTEBELLO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	VALLBONA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	BENICULL	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	EL BROSQUIL	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Comunidad Valenciana	EL ALTET	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R

Subestaciones eliminadas

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Comunidad Valenciana	CATADAU	Ampliación subestación	400	Desestimada	2016-2020	R
Extremadura	MONTIJO	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Galicia	LOURIZAN	Renovación subestación	220	Desestimada	2011	A
Galicia	SANTIAGO DE COMPOSTELA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2011	A
Galicia	NUEVO VIGO	Nueva subestación	220	Desestimada	2015	B2
Galicia	TABOADELLA	Nueva subestación	400	Alternativa	2012	A
Galicia	SABON	Nueva subestación	400	Alternativa	2015	B2
Galicia	PUERTO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2015	B2
Galicia	CAMBADOS	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Galicia	TIBO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Galicia	VILLAGARCIA	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Galicia	EIRIS	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Galicia	CHANTADA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
La Rioja	SANTA ENGRACIA	Ampliación subestación	220	Desestimada. Posición EvRE	2016-2020	R
Madrid	MECO	Renovación subestación	220	Alternativa	2010	A
Madrid	VALDEBEBAS	Nueva subestación	220	Anteriormente Ciudad Aeroportuaria Condicionado a Acceso	2010	B1
Madrid	ARANJUEZ	Nueva subestación	220	Desestimada	2011	B1
Madrid	CAMINO CONGOSTO	Nueva subestación	220	Desestimada	2011	B1
Madrid	PINTO AYUDEN	Ampliación subestación	220	Desestimada	2011	A
Madrid	MERCAMADRID (ENTREVÍAS)	Nueva subestación	220	Desestimada	2012	B1
Madrid	FUENLABRADA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2012	B1

Subestaciones eliminadas

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Madrid	N. CENTRALIDAD DEL ESTE (CIUDAD OLÍMPICA)	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	VALDECARROS	Nueva subestación	220	Desestimada. Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Madrid	AGUACATE	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	ALGETE	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	CIUDAD DE LA IMAGEN	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	ERAS DE VALDEMORO	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	LOECHES 2	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	PARLA OESTE	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	PRAHONAL	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	SAN ROQUE	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Madrid	TORREJON DE VELASCO 2	Ampliación subestación	220	Desestimada. Condicionado a Acceso. Sustituye a la ampliación prevista en Torrejón de Velasco 1	2016-2020	R
Madrid	BRUNETE	Ampliación subestación	220	Desestimada. Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Madrid	GETAFE	Ampliación subestación	220	Desestimada. DED_087_06	2016-2020	R
Madrid	PINTO	Ampliación subestación	220	Desestimada. Condicionado a Acceso	2016-2020	R
Madrid	LA TORRECILLA	Nueva subestación	400	Alternativa	2016-2020	R
Murcia	HOYA MORENA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2011	B1
Murcia	ULEA	Nueva subestación	400	Alternativa	2011	B1
Murcia	HOYA MORENA	Renovación subestación	220	Desestimada	2012	A
Murcia	ASOMADA	Ampliación subestación	400	Desestimada	2012	A
Murcia	MAR MENOR	Ampliación subestación	220	Desestimada	2014	B2
Murcia	MURCIA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2014	B2

Subestaciones eliminadas

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
					FECHA	T.A.
Murcia	MAR MENOR	Nueva subestación	220	Desestimada	2016-2020	R
Murcia	ULEA	Ampliación subestación	400	Alternativa	2016-2020	R
Navarra	OLITE	Ampliación subestación	220	Desestimada. Posición EvRE	2016-2020	R
País Vasco	ALI	Ampliación subestación	220	Alternativa	2008	A
País Vasco	LA JARA	Renovación subestación	220	Desestimada	2009	A
País Vasco	LA JARA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2009	A
País Vasco	SANTURCE	Ampliación subestación	220	Alternativa DED_291_06	2009	A
País Vasco	ELGEA	Renovación subestación	220	Alternativa	2011	A
País Vasco	EL ABRA	Nueva subestación	220	Desestimada	2011	A
País Vasco	EL ABRA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2015	B1
País Vasco	AZPEITIA	Ampliación subestación	400	Alternativa	2016-2020	R
País Vasco	VITORIA	Ampliación subestación	220	Desestimada	2016-2020	R

Subestaciones eliminadas

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
							FECHA	T.A.
Andalucía	GUADALQUIVIR MEDIO	Nuevo transformador	AT0	400/220/132	500/350	Alternativa	2007	A
Andalucía	BAZA	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	Desestimada	2012	
Andalucía	LA RODA DE ANDALUCIA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	Alternativa	2012	B1
Aragón	TERRER	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	Alternativa	2008	
Asturias	VALLE DEL NALÓN	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	Desestimado	2013	
Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	Desestimado	2008	A
Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	Nuevo transformador	AT4	400/132	450	Desestimado	2009	
Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	Alternativa	2015	B2
Castilla y León	CANTALEJO	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	Desestimado	2015	
Castilla y León	LA ROBLA	Nuevo transformador	AT3	400/132	300	Desestimado	2016-2020	
Madrid	VILLAVERDE ESTE	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	Alternativa	2011	A
Madrid	VILLAVERDE ESTE	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	Alternativa	2011	A
Murcia	ULEA	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	Alternativa	2011	
Murcia	ULEA	Nuevo transformador	AT2	400/132	450	Alternativa	2016-2020	
País Vasco	VITORIA	Nuevo transformador	AT2	400/220	500	Alternativa	2013	A
País Vasco	AZPEITIA	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	Alternativa	2016-2020	R
C. Valenciana	BENEJAMA	Nuevo transformador	AT4	400/132	450	Eliminada	2007	

Transformadores eliminados

CCAA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008	
							FECHA	T.A.
Madrid	MORATA	Nueva reactancia	REA2	220	100	Alternativa. Se reubica en Pinto 220 kV	2011	A

Reactancias eliminadas

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	KV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 + PROGRAMA ANUAL 2010	
								FECHA	T.A.
Mallorca	Mallorca	COLISEO	SON MOLINAS	1	Baja Línea	66	Desestimada	2008	A
Mallorca	Mallorca	MANACOR	ARTA	1	Baja cambio topología Línea	66	Desestimada	2009	A
Mallorca	Mallorca	MANACOR	ARTA	2	Baja cambio topología Línea	66	Desestimada	2009	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	ARTA	1	Alta cambio topología Línea	66	Desestimada	2009	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	ARTA	2	Alta cambio topología Línea	66	Desestimada	2009	A
Mallorca	Mallorca	VALLDURGENT	RAFAL	1	Baja Línea	66	Desestimada	2009	A
Mallorca	Mallorca	VALLDURGENT	RAFAL	2	Baja Línea	66	Desestimada	2009	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA	SAN ANTONIO	1	Baja Línea	66	Desestimada	2009	A
Ibiza	Ibiza	TORRENTE	SAN ANTONIO	1	Nueva Línea	66	Alternativa	2009	A
Ibiza	Ibiza	TORRENTE	SAN ANTONIO	2	Nueva Línea	66	Alternativa	2009	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA	TORRENTE	3	Nueva Línea	66	Alternativa	2009	A
Ibiza	Formentera	TORRENTE	FORMENTERA	1	Nuevo Cable	66	Alternativa	2010	A
Mallorca	Mallorca	CALVIA	PALMA NOVA	1	Baja cambio topología Línea	66	Alternativa	2010	A
Mallorca	Mallorca	CALVIA	SAN AGUSTIN	1	Baja cambio topología Línea	66	Alternativa	2010	A
Mallorca	Mallorca	STA. PONSA	SAN AGUSTIN	1	Alta cambio topología Línea	66	Alternativa	2010	A
Mallorca	Mallorca	SON REUS	COLISEO	1	Baja por E/S	66	Desestimada	2010	A
Mallorca	Mallorca	SON REUS	SON PARDO	1	Alta por E/S	66	Desestimada	2010	A
Mallorca	Mallorca	SON PARDO	COLISEO	1	Alta por E/S	66	Desestimada	2010	A
Menorca	Menorca	CIUDADELA	MERCADAL	1	Baja por E/S	132	Desestimada	2011	A
Menorca	Menorca	CIUDADELA	OESTE	1	Alta por E/S	132	Desestimada	2011	A

Líneas eliminadas en Baleares

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 + PROGRAMA ANUAL 2010	
								FECHA	T.A.
Menorca	Menorca	OESTE	MERCADAL	1	Alta por E/S	132	Desestimada	2011	A
Menorca	Menorca	CIUADELA	DRAGONERA	1	Baja por E/S	132	Desestimada	2011	A
Menorca	Menorca	CIUADELA	POIMA	1	Alta por E/S	132	Desestimada	2011	A
Menorca	Menorca	POIMA	DRAGONERA	1	Alta por E/S	132	Desestimada	2011	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	MESQUIDA	1	Repotenciación Línea	132	Desestimada	2001	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	MESQUIDA	2	Nueva Línea	132	Alternativa	2011	A
Mallorca	Menorca	CALA BOCSH	MESQUIDA	2	Nuevo Cable	132	Alternativa	2011	A
Menorca	Menorca	CALA BOCSH	CIUADELA	2	Nueva Línea	132	Alternativa	2011	A
Mallorca	Mallorca	MARRATXI	SON FERRIOL	1	Nueva Línea	66	Desestimada	2012	B1
Mallorca	Mallorca	MARRATXI	SON FERRIOL	1	Nueva Línea	66	Desestimada	2012	B1
Mallorca	Mallorca	CALVIA	TORO	1	Nueva Línea	66	Alternativa	2012	B1
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	SANTA EULALIA	1	Baja por E/S	66	Desestimada	2012	B1
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	PAISSES	1	Alta por E/S	66	Desestimada	2012	B1
Ibiza	Ibiza	PAISSES	SANTA EULALIA	1	Alta por E/S	66	Desestimada	2012	B1
Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	ORLANDIS	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2013	A
Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	ORLANDIS	2	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2013	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	LLUCMAJOR	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2013	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	LLUCMAJOR	2	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2013	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	LLUCMAJOR	1	Alta cambio tensión Línea	220	Desestimada	2013	A
Mallorca	Mallorca	CENTRO	LLUBI	1	Baja por E/S	66	Desestimada	2014	B1

Líneas eliminadas en Baleares

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 + PROGRAMA ANUAL 2010	
								FECHA	T.A.
Mallorca	Mallorca	CENTRO	MARINETA	1	Alta por E/S	66	Desestimada	2014	B1
Mallorca	Mallorca	MARINETA	LLUBI	1	Alta por E/S	66	Desestimada	2014	B1
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	LLATZER	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	LLATZER	2	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	LLATZER	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	LLATZER	2	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SON MOLINAS	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SON MOLINAS	2	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SON MOLINAS	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SON MOLINAS	2	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SAN JUAN	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SAN JUAN	2	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SAN JUAN	3	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SAN JUAN	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SAN JUAN	2	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	CAS TRESORER	SAN JUAN	3	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	NUREDDUNA	SON REUS	1	Baja cambio topología Línea	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	COLISEO	NUREDDUNA	1	Baja cambio topología Línea	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	COLISEO	SON PARDO	1	Baja cambio topología Línea	66	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	SON PARDO	SON REUS	2	Alta cambio topología Línea	66	Desestimada	2014	A

Líneas eliminadas en Baleares

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 + PROGRAMA ANUAL 2010	
								FECHA	T.A.
Mallorca	Mallorca	LLATZER	NUREDDUNA	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	SON MOLINAS	NUREDDUNA	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2014	A
Mallorca	Mallorca	ARTÁ	BESSONS	1	Nueva Línea	132	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	ARTÁ	BESSONS	2	Nueva Línea	132	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	CALA MILLOR	BESSONS	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	PORTO CRISTO	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	CALA MILLOR	PORTO CRISTO	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	CALA MILLOR	BESSONS	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	PORTO CRISTO	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	CALA MILLOR	PORTO CRISTO	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	ARTA	CALA MILLOR	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	ARTA	CALA MILLOR	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	MESQUIDA	1	Baja cambio topología Línea	132	Desestimada	2015	A
Mallorca	Mallorca	BESSONS	MESQUIDA	2	Baja cambio topología Línea	132	Alternativa	2015	A
Mallorca	Mallorca	ARTA	MESQUIDA	1	Alta cambio topología Línea	132	Alternativa	2015	A
Mallorca	Mallorca	ARTA	MESQUIDA	2	Alta cambio topología Línea	132	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	SANTA EULALIA	TORRENTE	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	SANTA EULALIA	TORRENTE	2	Baja cambio tensión	66	Alternativa	2015	A
Ibiza	Ibiza	SANTA EULALIA	TORRENTE	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	SANTA EULALIA	TORRENTE	2	Alta cambio tensión Línea	132	Alternativa	2015	A

Líneas eliminadas en Baleares

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	CKT	ACTUACIÓN	kV	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 + PROGRAMA ANUAL 2010	
								FECHA	T.A.
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	TORRENTE	1	Baja cambio tensión	66	Alternativa	2015	A
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	TORRENTE	2	Baja cambio tensión	66	Alternativa	2015	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA	SAN JORGE	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA	BOSSA	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	BOSSA	SAN JORGE	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA	SAN JORGE	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	IBIZA	BOSSA	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	BOSSA	SAN JORGE	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	SAN JORGE	1	Baja cambio tensión	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	SAN JORGE	1	Alta cambio tensión Línea	132	Desestimada	2015	A
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	PAISSES	1	Baja cambio tensión	66	Alternativa	2015	A
Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	PAISSES	1	Alta cambio tensión Línea	132	Alternativa	2015	A
Ibiza	Ibiza	PAISSES	SANTA EULALIA	1	Baja cambio tensión	66	Alternativa	2015	A
Ibiza	Ibiza	PAISSES	SANTA EULALIA	1	Alta cambio tensión Línea	132	Alternativa	2015	A
Mallorca	Mallorca	SAN JUAN	SON MOLINAS	1	Baja Línea	66	Desestimada	2015	A

Líneas eliminadas en Baleares

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 + PROGRAMA ANUAL 2010	
					FECHA	T.A.
Ibiza	IBIZA 23	Baja Subestación por cambio topología	66	Desestimada		A
Ibiza	IBIZA 4	Baja Subestación por cambio topología	66	Desestimada		A
Mallorca	CAPDEPERA	Nueva Subestación	66	Alternativa	2009	A
Formentera	FORMENTERA	Nueva Subestación	66	Alternativa	2010	A
Mallorca	SON PARDO	Nueva Subestación	66	Desestimada	2010	A
Menorca	OESTE	Nueva Subestación	132	Desestimada	2011	A
Menorca	POIMA	Nueva Subestación	132	Desestimada	2011	A
Mallorca	SON FERRIOL	Nueva Subestación	66	Desestimada	2012	B1
Ibiza	PAISSES	Nueva Subestación	66	Alternativa	2015	A
Mallorca	MARINETA	Nueva Subestación	66	Desestimada	2014	B1
Mallorca	ARTA	Baja Subestación	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	SANTA EULALIA	Baja Subestación	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	SANTA EULALIA	Nueva Subestación	132	Desestimada	2015	A
Ibiza	SAN ANTONIO	Baja Subestación	66	Alternativa	2015	A
Ibiza	SAN ANTONIO	Nueva Subestación	132	Alternativa	2015	A
Ibiza	PAISSES	Baja Subestación	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	PAISSES	Nueva Subestación	132	Desestimada	2015	A
Ibiza	SAN JORGE	Baja Subestación	66	Desestimada	2015	A
Ibiza	SAN JORGE	Nueva Subestación	132	Desestimada	2015	A
Mallorca	RAFAL	Renovación subestación	66	Desestimada	2012	A

Subestaciones eliminadas en Baleares

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 + PROGRAMA ANUAL 2010	
							FECHA	T.A.
Mallorca	BESSONS	Baja Transformador	AT1	220/66	80	Desestimado	2015	A
Mallorca	BESSONS	Baja Transformador	AT2	220/66	80	Desestimado	2015	A
Mallorca	CAS TRESORER	Baja Transformador	AT1	220/66	160	Desestimado	2015	A
Mallorca	CAS TRESORER	Baja Transformador	AT2	220/66	160	Desestimado	2015	A
Mallorca	CAS TRESORER	Baja Transformador	AT3	220/66	160	Desestimado	2015	A
Mallorca	CAS TRESORER	Nuevo Transformador	AT1	220/132	160	Desestimado	2015	A
Mallorca	CAS TRESORER	Nuevo Transformador	AT2	220/132	160	Desestimado	2015	A
Mallorca	CAS TRESORER	Nuevo Transformador	AT3	220/132	160	Desestimado	2015	A
Mallorca	SAN JUAN	Nuevo Transformador	AT1	132/66	80	Desestimado	2015	A
Mallorca	SAN JUAN	Nuevo Transformador	AT2	132/66	80	Desestimado	2015	A
Mallorca	SAN JUAN	Nuevo Transformador	AT3	132/66	80	Desestimado	2015	A
Ibiza	SAN JORGE	Nuevo Transformador	AT1	132/66	80	Desestimado	2015	A

Transformadores eliminados en Baleares

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (kV)	POTENCIA (MVar)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 + PROGRAMA ANUAL 2010	
							FECHA	T.A.
Ibiza	TORRENTE	Nueva Reactancia	REA1	66	6	Alternativa	2010	A
Formentera	FORMENTERA	Nueva Reactancia	REA1	66	6	Alternativa	2010	A
Mallorca	MESQUIDA	Nueva Reactancia	REA1	132	31.5	Alternativa	2011	A
Mallorca	MESQUIDA	Nueva Reactancia	REA2	132	31.5	Alternativa	2011	A
Mallorca	MESQUIDA	Nueva Reactancia	REA3	132	31.5	Alternativa	2011	A

Reactancias eliminadas en Baleares

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana	220	2	Baja cambio topología línea	Alternativa	2007	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Barranco de Tirajana II	220	1	Alta cambio topología línea	Alternativa	2007	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana II	220	1	Alta cambio topología línea	Alternativa	2007	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Arguineguín	Santa Águeda	66	2	Repotenciación Línea	Desestimada	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	San Agustín	Santa Águeda	66	1	Repotenciación Línea	Desestimada	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana II	Jinamar	220	1	Baja Línea	Alternativa	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana II	Santa Águeda	220	1	Alta cambio topología línea	Alternativa	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Santa Águeda	220	1	Alta E/S Línea	Alternativa	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Matorral	66	2	Nueva línea	Desestimada	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Buenavista	La Paterna (Lomo Cardo)	66	3	Nueva línea	Alternativa	2008	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco Seco	Jinamar	66	1	Repotenciación Línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Arucas	Jinamar	66	1	Baja línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Arucas	Barranco Seco	66	2	Alta E/S Línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco Seco	Nueva Jinamar	66	1	Alta E/S Línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Arguineguín	Mogán	66	1	Nueva Línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Arguineguín	Mogán	66	2	Nueva Línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Marzagán	Cinsa	66	1	Baja cambio topología línea	Desestimada	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Marzagán	Telde	66	1	Alta E/S línea	Desestimada	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Cinsa	Telde	66	1	Alta E/S línea	Desestimada	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Buenavista	66	1	Baja cambio topología línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Guanarteme	66	1	Baja cambio topología línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	La Paterna (Lomo Cardo)	Buenavista	66	2	Alta cambio topología línea	Alternativa	2009	A

Líneas eliminadas en Canarias

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Gran Canaria	Gran Canaria	La Paterna (Lomo Cardo)	Guanarteme	66	2	Alta cambio topología línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	La Paterna (Lomo Cardo)	66	1	Alta cambio topología línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	La Paterna (Lomo Cardo)	66	2	Alta cambio topología línea	Alternativa	2009	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Carrizal	66	1	Repotenciación línea	Desestimada	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Carrizal	66	2	Repotenciación línea	Desestimada	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Carrizal	Cinsa	66	1	Repotenciación línea	Desestimada	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Carrizal	Telde	66	1	Repotenciación línea	Desestimada	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Cinsa	Telde	66	1	Repotenciación línea	Desestimada	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Nueva Jinamar	Barranco de Tirajana II	220	1	Nueva línea	Alternativa	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Nueva Jinamar	Barranco de Tirajana III	220	1	Nueva Línea	Alternativa	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	B.Tirajana - S.Águeda	Nueva Central Sur GC	220		Nueva Línea	Alternativa	2010	B2
Gran Canaria	Gran Canaria	Las Palmas Oeste	Guanarteme	66	1	Nueva línea	Alternativa	2010	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Arucas	Guía	66	1	Repotenciación línea	Desestimada	2011	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Arucas	Guía	66	2	Nueva línea	Desestimada	2011	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Las Palmas Oeste	Guanarteme	66	2	Nueva línea	Alternativa	2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Buenavista	La Paterna (Lomo Cardo)	66	3	Baja línea	Alternativa	2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Buenavista	Plaza de la Feria	66	1	Alta E/S línea	Alternativa	2012	B1
Gran Canaria	Gran Canaria	Plaza de la Feria	La Paterna (Lomo Cardo)	66	1	Alta E/S línea	Alternativa	2012	B1
Gran Canaria	Gran Canaria	Buenavista	El Cebadal	66	1	Nueva línea	Alternativa	2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	El Cebadal	Guanarteme	66	2	Nueva línea	Alternativa	2012	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	La Paterna (Lomo Cardo)	66	1	baja cambio topología línea	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	La Paterna (Lomo Cardo)	66	2	baja cambio topología línea	Desestimada	2014	A

Líneas eliminadas en Canarias

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Gran Canaria	Gran Canaria	La Paterna (Lomo Cardo)	Las Palmas Oeste	66	1	baja cambio topología línea	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	La Paterna (Lomo Cardo)	Las Palmas Oeste	66	2	baja cambio topología línea	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana II	220	2	baja cambio topología línea	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Las Palmas Oeste	220	1	alta cambio topología línea	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana II	Las Palmas Oeste	220	1	alta cambio topología línea	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Marzagán	P.M. Jinamar	66	1	Nueva línea	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Marzagán	P.M. Jinamar	66	2	Nueva línea	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Gran Canaria	Arucas - Guía	Nueva Central Norte GC	66		Nueva Línea	Desestimada	2015	B2
Gran Canaria	Gran Canaria	La Aldea	Mogán	66	1	Nueva línea	Desestimada	2015	A
Gran Canaria	Gran Canaria	La Aldea	Mogán	66	2	Nueva línea	Desestimada	2015	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Cuesta de la Villa	66	1	Repotenciación Línea	Alternativa	2008	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Cuesta de la Villa	66	2	Repotenciación línea	Alternativa	2008	A
Tenerife	Tenerife	Guía de Isora	Los Olivos	66	1	Baja línea	Desestimada	2008	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Cuesta de la Villa	66	1	Baja línea cambio tensión	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Cuesta de la Villa	66	2	Baja línea cambio tensión	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Farrobillo	220	1	Alta cambio tensión Línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Farrobillo	220	2	Alta cambio tensión Línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Cuesta la Villa	Farrobillo	66	1	Nueva Línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Cuesta la Villa	Farrobillo	66	2	Nueva Línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Cuesta la Villa	Icod	66	1	Baja Línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Cuesta la Villa	Icod	66	2	Baja Línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Farrobillo	Icod	66	1	Alta cambio topología	Alternativa	2009	A

Líneas eliminadas en Canarias

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Tenerife	Tenerife	Farrobillo	Icod	66	2	Alta cambio topología	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Cuesta la Villa	Tacoronte	66	1	Baja Línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Farrobillo	Tacoronte	66	1	Alta cambio topología	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Farrobillo	Tacoronte	66	2	Nueva Línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Guajara	Dique del Este	66	1	Baja E/S Línea	Desestimada	2010	A
Tenerife	Tenerife	Manuel Cruz	Guajara	66	2	Alta E/S línea	Desestimada	2010	A
Tenerife	Tenerife	Manuel Cruz	Dique del Este	66	2	Alta E/S línea	Desestimada	2010	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Granadilla	66	1	Baja cambio topología	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Polígono de Güimar	66	1	Baja cambio topología	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	P.E. Arico	T. Arico	66	1	Baja cambio topología	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Arico	66	1	Alta E/S línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Arico	Candelaria	66	1	Alta E/S línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Arico	66	2	Alta E/S línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Arico	Polígono de Güimar	66	1	Alta E/S línea	Alternativa	2009	A
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Candelaria	220	2	Nueva línea	Alternativa	2010	A
Tenerife	Tenerife	Granadilla II	Arico	220	1	Nueva línea	Alternativa	2010	B1
Tenerife	Tenerife	Arico	Candelaria	220	1	Nueva línea	Alternativa	2010	B1
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Arico	66	1	Baja línea	Alternativa	2010	A
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Arico	66	2	Baja línea	Alternativa	2010	A
Tenerife	Tenerife	Arico	Polígono de Güimar	66	1	Baja línea	Alternativa	2010	A
Tenerife	Tenerife	Arico	Candelaria	66	1	Baja cambio topología línea	Alternativa	2010	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Polígono de Güimar	66	2	Alta cambio topología línea	Alternativa	2010	A

Líneas eliminadas en Canarias

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Polígono de Güimar	66	1	Repotenciación línea	Alternativa	2010	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Polígono de Güimar	66	2	Repotenciación línea	Alternativa	2010	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Geneto	66	1	Baja cambio de tensión	Desestimada	2012	A
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Geneto	66	2	Baja cambio de tensión	Desestimada	2012	A
Tenerife	Tenerife	Geneto	El Rosario	66	2	Nueva línea	Desestimada	2012	A
Tenerife	Tenerife	El Rosario	Cruz Chica (S. Roque)	66	1	Nueva línea	Alternativa	2012	B1
Tenerife	Tenerife	Cruz Chica (S Roque)	Tacoronte	66	1	Nueva línea	Alternativa	2012	B1
Tenerife	Tenerife	Icod	Guía Isora	66	1	Repotenciación línea	Desestimada	2012	A
Tenerife	Tenerife	Polígono de Granadilla	San Isidro	66	1	Nueva Línea	Desestimada	2012	A
Tenerife	Tenerife	Polígono de Granadilla	San Isidro	66	2	Nueva Línea	Desestimada	2012	A
Tenerife	Tenerife	Arona	Chayofa	66	1	Baja E/S Línea	Alternativa	2012	B1
Tenerife	Tenerife	Arona	Arona_2	66	1	Alta E/S línea	Alternativa	2012	B1
Tenerife	Tenerife	Arona_2	Chayofa	66	1	Alta E/S línea	Alternativa	2012	B1
Tenerife	Tenerife	Chayofa	Los Vallitos	66	2	Baja E/S Línea	Desestimada	2012	B1
Tenerife	Tenerife	Chayofa	Troya	66	1	Alta E/S línea	Desestimada	2012	B1
Tenerife	Tenerife	Troya	Los Vallitos	66	1	Alta E/S línea	Desestimada	2012	B1
Tenerife	Tenerife	Nueva central capital	Centro-Dique del Este	66		Nueva Línea	Desestimada	2012	B2
Tenerife	Tenerife	Chayofa	Los Vallitos	66	3	Nueva Línea-Cable	Desestimada	2012	A
Tenerife	Tenerife	El Rosario	La Laguna_O	66	1	Nueva línea	Alternativa	2014	A
Tenerife	Tenerife	La Laguna_O	Guajara	66	1	Nueva Línea	Alternativa	2014	A
Tenerife	Tenerife	El Rosario	Guajara	66	1	Baja cambio topología línea	Alternativa	2014	A
Tenerife	Tenerife	El Rosario	Guajara	66	2	Baja cambio topología línea	Alternativa	2014	A

Líneas eliminadas en Canarias

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
								FECHA	T.A.
Tenerife	Tenerife	Guajara	Manuel Cruz	66	1	Baja cambio topología Línea	Alternativa	2014	A
Tenerife	Tenerife	Guajara	Manuel Cruz	66	2	Baja cambio topología Línea	Alternativa	2014	A
Tenerife	Tenerife	El Rosario	Manuel Cruz	66	1	Alta cambio topología línea	Alternativa	2014	A
Tenerife	Tenerife	El Rosario	Manuel Cruz	66	2	Alta cambio topología línea	Alternativa	2014	A
Tenerife	Tenerife	El Rosario	Guajara	66	1	Nueva línea	Alternativa	2014	A
Tenerife	Tenerife	Dique del Este	San Telmo (Plaza Europa)	66	2	Nueva Línea	Desestimada	2014	A
Tenerife	Tenerife	El Rosario	Manuel Cruz	66	1	Baja cambio topología línea	Alternativa	2014	B1
Tenerife	Tenerife	Manuel Cruz	Dique del Este	66	1	Baja cambio topología Línea	Alternativa	2014	B1
Tenerife	Tenerife	El Rosario	Ballester	66	1	Alta cambio topología línea	Alternativa	2014	B1
Tenerife	Tenerife	Ballester	Dique del Este	66	1	Alta cambio topología Línea	Alternativa	2014	B1
Tenerife	Tenerife	Nueva central norte	Farrobillo-P.Cruz	66		Nueva Línea	Desestimada	2015	B2
Tenerife	Tenerife	Los Olivos	Los Vallitos	220	1	Nueva Línea	Desestimada	2015	A
Tenerife	Tenerife	Los Olivos	Los Vallitos	220	2	Nueva Línea	Desestimada	2015	A
Fuerteventura	Fuerteventura	Jandía	Matas Blancas	66	1	Nueva Línea	Alternativa	2009	A
Fuerteventura	Fuerteventura	Jandía	Matas Blancas	66	2	Nueva Línea	Alternativa	2009	A
Fuerteventura	Fuerteventura	Corredor (Norte-Sur)	Nueva Central	132		Nueva línea	Desestimada	2011	B2
Fuerteventura	Fuerteventura	Antigua	Gran Tarajal	132	2	Baja línea E/S	Desestimada	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	Antigua	Tuineje	132	1	Alta Línea E/S	Desestimada	2011	A
Fuerteventura	Fuerteventura	Tuineje	Gran Tarajal	132	1	Alta Línea E/S	Desestimada	2011	A
Lanzarote	Lanzarote	Corredor (Norte-Sur)	Nueva Central	132		Nueva línea	Desestimada	2012	B2

Líneas eliminadas en Canarias

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
					FECHA	T.A.
Gran Canaria	Jinámar	Renovación subestación	66	Alternativa	2008	A
Gran Canaria	Nueva Central Sur GC	Nueva Subestación	220	Desestimada	2010	B2
Gran Canaria	Lomo Maspalomas	Renovación Subestación	66	Desestimada	2011	A
Gran Canaria	Arucas	Renovación Subestación	66	Desestimada	2011	A
Gran Canaria	Guía	Renovación Subestación	66	Desestimada	2011	A
Gran Canaria	Las Palmas Oeste	Nueva Subestación	220	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Nueva Central Norte GC	Nueva Subestación	66	Desestimada	2015	B2
Tenerife	Nueva central capital	Nueva Subestación	66	Desestimada	2012	B2
Tenerife	Nueva central norte	Nueva Subestación	66	Desestimada	2015	B2
Tenerife	Icod de los Vinos	Renovación subestación	66	Desestimada	2012	A
Tenerife	Los Olivos	Renovación subestación	66	Desestimada	2012	A
Tenerife	Troya	Nueva Subestación	66	Desestimada	2012	B1
Tenerife	Los Olivos	Nueva Subestación	220	Desestimada	2015	A
Fuerteventura	Jandía	Nueva Subestación	66	Alternativa	2009	A
Fuerteventura	Nueva Central	Nueva Subestación	132	Desestimada	2011	B2
Fuerteventura	Tuineje	Nueva Subestación	132	Desestimada	2011	A
Lanzarote	Nueva Central	Nueva Subestación	132	Desestimada	2012	B2

Subestaciones eliminadas en Canarias

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	OBSERVACIONES	PLAN MAYO 2008 y Programa Anual 2010	
							FECHA	T.A.
Gran Canaria	Las Palmas Oeste	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	Desestimada	2014	A
Gran Canaria	Las Palmas Oeste	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	Desestimada	2014	A
Tenerife	Granadilla	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	Alternativa	2007	A
Tenerife	Granadilla	Baja Transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125	Alternativa	2008	A
Tenerife	El Rosario	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	Desestimada	2015	A
Tenerife	Candelaria	Baja transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125	Desestimada	2012	A
Tenerife	Caletillas	Alta Transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125	Desestimada	2012	A
Tenerife	Farrobillo	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	Desestimada	2015	A
Tenerife	Los Olivos	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	Desestimada	2015	A
Tenerife	Los Olivos	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	Desestimada	2015	A

Transformadores eliminados en Canarias

Anexo 3.II

SOLICITUDES DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE Y RED DE DISTRIBUCIÓN

1. Solicitudes de nuevas centrales térmicas

En la tabla siguiente se indica la situación administrativa de las centrales térmicas que han solicitado acceso a la red de transporte y todavía no tienen la puesta en servicio definitiva, por Comunidades Autónomas, a fecha 31 de octubre de 2010. Incluyen mayoritariamente centrales de ciclo combinado.

CCAA	Sin iniciar tramitación	En Estudio de Impacto Amb. En Mº M.Amb (Sin aval)	Con Declaración de Impacto Ambiental Positivo	Con Autorización administrativa positiva	En Pruebas	Desistimiento/ Renuncia	Hecha inf. pública y remitida al MMA para DIA	Total Generación Prevista
AND	1.264	-	-	-	890	1.620	1.170	4.524
ARA	396	400	-	852	-	-	-	2.908
AST	763	340	400	860	424	-	2.095	4.542
CAN	-	-	-	-	-	-	500	500
CLM	-	-	827	-	-	800	780	2.848
CYL	708	1.265	-	800	-	-	860	2.368
CAT	-	-	-	-	844	-	500	1.744
EXT	1.945	1.600	1.420	-	-	-	1.012	4.377
GAL	2.460	-	-	186	-	-	-	3.046
MAD	-	1.720	-	1.343	-	800	-	3.394
MUR	-	-	-	-	-	-	-	-
NAV	-	-	451	-	-	-	-	451
PVA	-	-	-	-	-	-	1.952	1.952
RIO	105	-	-	-	-	-	-	105
CVA	-	-	-	213	-	1.200	-	852
Total Peninsular	7.642	5.325	3.098	4.253	2.158	4.420	8.869	33.611

Tabla 1. Situación administrativa de las centrales con solicitud de acceso. Noviembre 2010

2. Solicitudes de generación hidráulica

Hasta el 31 de octubre de 2010, el operador del sistema había recibido las siguientes solicitudes de acceso a la red de transporte correspondientes a generación hidráulica:

- Bombeo puro o mixto: 6.100 MW en turbinación; 6.200 MW en bombeo.
- Hidráulica convencional: 260 MW

3. Solicitudes de Régimen Especial

Hasta el 30 de noviembre de 2010, el operador del sistema había recibido solicitudes de acceso a la red de transporte correspondientes al Régimen Especial, incluyendo la puesta en servicio, por un valor total de casi 54.800 MW, de los cuales 42.400 corresponden a parques eólicos. Estos valores no incluyen los 19.600 MW solicitados en la red de distribución, de los cuales 12.800 MW corresponden a parques eólicos.

Las solicitudes de acceso de Régimen Especial abarcan la totalidad de parques eólicos y plantas solares termoeléctricas, pero no son representativas de toda la potencia instalada en la red de distribución, cuando no es directamente afectada la red de transporte. Los valores desglosados por cada Comunidad Autónoma quedan reflejados en el Anexo 1.

Según la mejor información manejada por el operador del sistema, mediante las propuestas del proceso de Planificación y las peticiones de accesos a la red, las Comunidades Autónomas, en sus respectivos planes energéticos, prevén una potencia eólica instalada de 50.014 MW, incluidas las instalaciones existentes. Esta cifra aumenta a un total de 70.957 MW incluyendo todas las tecnologías del Régimen Especial, sin considerar la totalidad de la potencia ya instalada en la red de distribución. La tabla 2 presenta el desglose de estas cifras por Comunidad, teniendo cada Comunidad un objetivo temporal distinto en función del período al que se refiere su plan energético.

CC.AA.	Planificación 2012-2020					
	Eólica	Eólica Marina	Termosolar	Fotovoltaica	Resto R.E.	Total
Andalucía	8.293	1.500	4.207	0	1.947	15.947
Aragón	4.000		55	51	147	4.253
Asturias	1.535				107	1.642
Cantabria	1.400	0	0	0	0	1.400
Castilla-La Mancha	5.540				1.865	7.405
Castilla y León	7.205				495	7.700
Cataluña	4.000	0	353	608	2.268	7.228
C.Valenciana	3.000	0	150	1.000	177	4.327
Extremadura	1.600		2.500	592	368	5.060
Galicia	8.700	0	0	17	325	9.042
La Rioja	1.220				19	1.239
Madrid	3.323 ⁽¹⁾				179	179
Murcia	735				1.210	1.945
Navarra	1.536				74	1.610
País Vasco	1.250	0	0	0	730	1.980
TOTAL	50.014	1.500	7.265	2.268	9.911	70.957

(1) Parques ubicados en Castilla-La Mancha y en Castilla y León

Tabla 2. Potencia instalada prevista por las CCAA (MW).

Anexo 3.III

SUBESTACIONES CERRADAS DE LA RED DE TRANSPORTE

Se denominan “subestaciones cerradas” de la red de transporte aquellas que no pueden acoger más ampliaciones para la conexión de nuevos elementos de de la red de transporte o de nuevos accesos de generación y demanda.

Las subestaciones se cierran por diversos motivos:

No queda más espacio físico.

- No hay terrenos adyacentes para ampliación.
- Con las ampliaciones destinadas a los elementos de la red de transporte planificados (líneas, transformadores, etc) quedarán completas.
- Con las ampliaciones destinadas a las solicitudes de acceso de generación y demanda que ya disponen de acceso y conexión autorizados quedarán completas.

La lista de subestaciones cerradas se muestra a continuación.

▪ **Subestaciones de 400 kV**

En la península

Arcos Sur, Azpeitia, Castejón, Garraf, J.M. Oriol, Lada, Nueva Escombreras. Palos, Pola de Gordon, Puentes García Rodríguez, Santurce, Terrer y Villarino,

▪ **Subestaciones de 220 kV**

En la península

Abrera, Alcira, Alí, Algeciras, Aljarafe, Azutan, Badalona, Balboa, Barrios, Belesar, Bellicens, Besos Nuevo, Bolarque, Caceres, Campoamor, Casatejada, Casillas, Centenario, Cercs, Costasol, Cristobal Colón, Dos Hermanas, El Espartal, El Hornillo, Emperador, Facinas, Gamarra, Getafe, Gramanet-Nueva Santa Coloma, Hoyamorená, Huelves, Ingenio, Juiá, Juneda, La Paloma, Lancha, Lourizan, Madrudejos, Maragall, Maria, , Mataporquera, Meco, Mequinenza, Merida,, Montblanc, Moncayo, Montouto, Monzon, , Nava, Oncala, Orgiva, Ortuella, Otero, Pazos de Borben, Pereda, Petrel, Pinto Ayuden, Quart de Poblet, Ramos, Sagunto, San Esteban, San Pedro, Saladas, Santiago, San Vicente, , Santa Coloma, Santurce, Torrearenillas, Valparaíso, Velle, Urgell, Valldoncelles y Zona Franca,

En sistemas canarios

Candelaria, Granadilla I, Jinamar y Barranco de Tirajana I.

▪ **Subestaciones de 66 kV:**

En sistemas canarios

San Bartolomé, Corralejo, Matas Blancas, Gran Tarajal, Valle, Guinchos, Guía de Isora, Polígono de Granadilla, Arico II, Cuesta Villa, Tacoronte, Candelaria, Granadilla, Guía, Arucas, Carrizal, Cinsa, Buenavista, Guanarteme, Arguinegín, Lomo Apolinario, Jinamar.

Capítulo 4
SECTOR GASISTA

4.1 PREVISIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL

4.1.1 Evolución histórica de la demanda

El actual proceso de actualización de la Planificación se desarrolla en un entorno marcado por la reducción de la demanda desde su máximo registrado de 2008. Ello resulta en una mayor complejidad al hacer las necesarias previsiones, al sumarse a las variables clásicas de crecimiento el efecto de factores exógenos de carácter global que nos afectan.

El año 2009 supuso un retroceso en la demanda de gas natural en todos los sectores, totalizándose una caída del 8% en la convencional, que incluye el consumo de gas del sector industrial, doméstico y comercial, y del 14% en la de generación eléctrica. No obstante, el año 2010 ha visto una recuperación de la demanda convencional que cierra el ejercicio en valores próximos a los de 2007, ejercicio en el que tuvo lugar el récord de demanda convencional. La generación eléctrica con gas natural anota en 2010 un nuevo retroceso, a pesar del repunte de la demanda eléctrica, debido al incremento de la generación hidráulica. Si esta fuente de energía hubiera repetido la aportación de 2009, el consumo de gas natural para generación eléctrica hubiera repetido las cifras del año precedente.

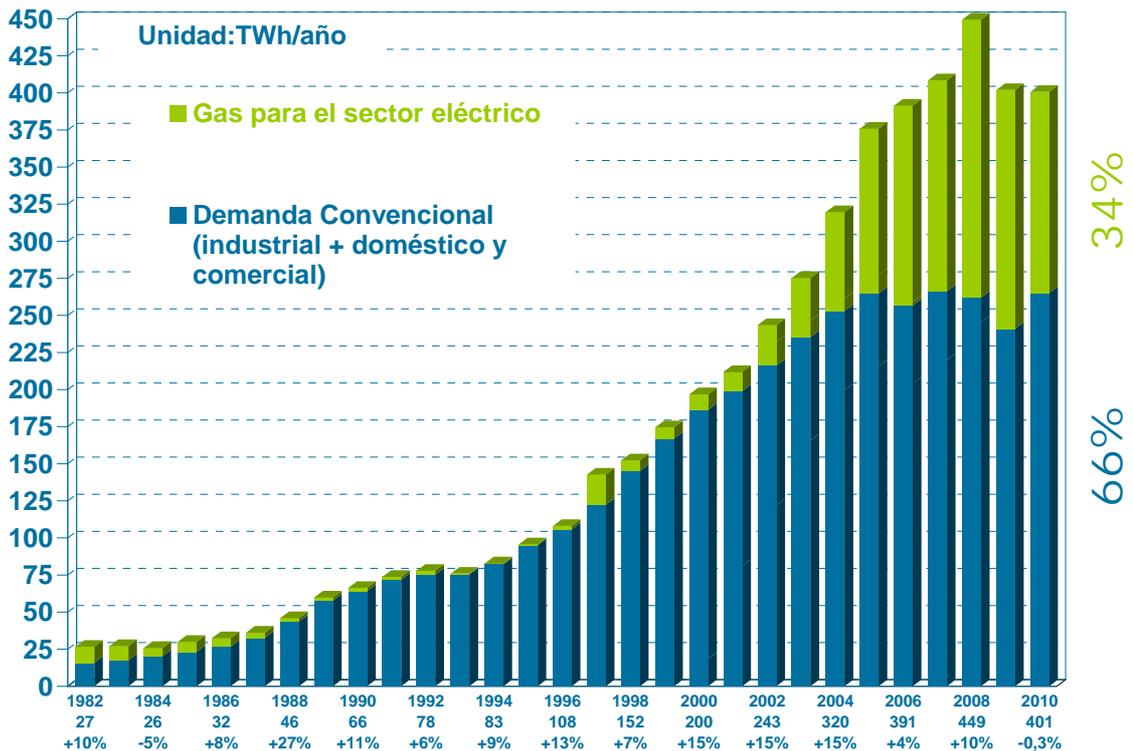
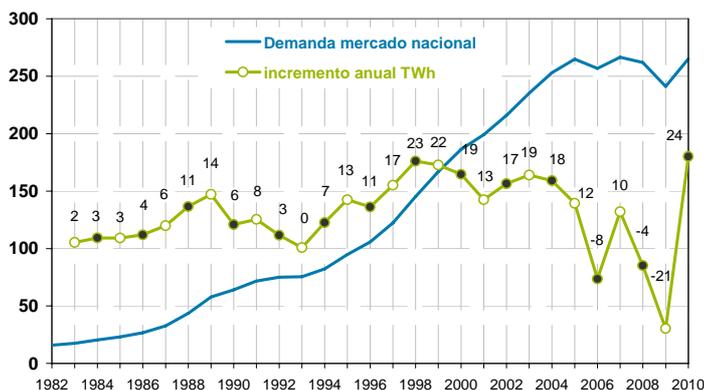


Figura 1 Evolución histórica de la demanda de gas natural en España

Hasta el año 2005, la demanda convencional en España presenta una evolución exponencial, característica habitual del periodo de introducción de un nuevo producto en el mercado. Este tipo de evolución histórica se conoce como “función de difusión del producto” o “curva en ese”, derivada de una función logística con sus fases habituales, tal y como se puede observar en la Figura 2 .

El año 2009 resulta un año atípico en el que convergen por un lado, mejoras de eficiencia surgidas en los años anteriores, y por otro, el efecto de la crisis, lo que produce un descenso de la demanda de gas natural del 8%.

TWh	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2009	2010
Demanda histórica	16	20	27	44	64	75	82	106	145	186	216	253	257	262	241	265
Tasa de variación		+27,6%	+31,2%	+63,4%	+46,9%	+17,3%	+9,3%	+28,7%	+37,2%	+28,4%	+15,9%	+17,1%	+1,5%	+2,0%	-8,0%	+10,0%



Fases asociadas a la evolución logística:

1. Crecimiento inicial lento.
2. Crecimiento exponencial en el período medio.
3. Crecimiento suavizado por maduración de mercado.

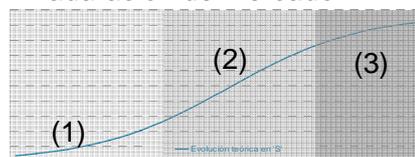


Figura 2 Evolución histórica de la demanda convencional

Con las centrales de generación eléctrica de fuel-gas (CT's) el consumo del gas natural para generación eléctrica empezó siendo muy significativo en España a principios de los años 80, perdiendo posteriormente peso en el sector gasista. Sin embargo, con la implantación de la tecnología de los ciclos combinados (CTCC's) en el año 2002, este sector ha protagonizado el crecimiento de la demanda de gas de los últimos años hasta alcanzar cuotas del 40% en 2009. La tecnología de los CTCC's constituye una mejora en eficiencia respecto al resto de centrales de generación termoeléctrica existentes hasta el momento. Gracias a la flexibilidad que ofrecen a la operación del Sistema eléctrico contribuyen al desarrollo de las energías renovables.

Por el contrario, el consumo de las CT's se ha ido reduciendo progresivamente a medida que la tecnología de ciclo combinado se ha ido consolidando, llegando a alcanzar un consumo de 1,1 TWh en el conjunto del año 2010.

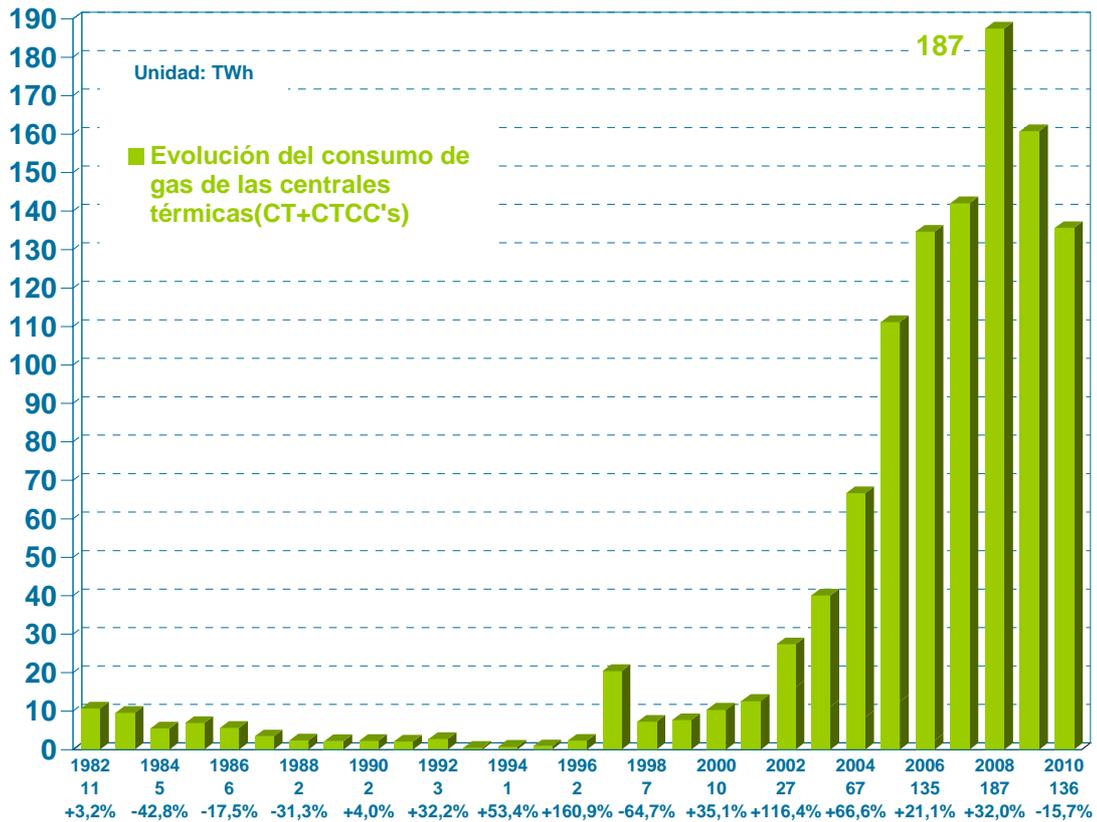


Figura 3 Evolución histórica del consumo de gas de centrales térmicas convencionales y ciclos combinados

4.1.2 Previsiones de demanda nacional 2011-2020 en Península y Baleares

A) Demanda convencional

En el sector convencional es previsible que el mercado doméstico y comercial (27% de la demanda convencional en el año 2009) continúe su crecimiento aunque de manera cada vez más moderada, según se vaya aproximando a la saturación, en función del crecimiento de la población, del nivel de vida y de la ocupación del territorio.

Un tercio de la población española no tiene acceso al gas natural al no estar disponible esta fuente energética en sus lugares de residencia. De los dos tercios de la población con acceso, tan sólo la mitad son consumidores actualmente.

En el escenario de previsión se plantea un aumento progresivo del **índice de gasificación** en España, definiendo este como el ratio del número de clientes del Grupo 3 y la población por cada 100 habitantes. Así, se espera pasar del 15% global actual al 20% en 2020. Desde el año 2004, este índice se ha incrementado en la mayor parte de las provincias, aunque sus valores aún están muy por debajo de los alcanzados en otros países europeos.

El mercado de la cogeneración (35% de la demanda convencional en 2009) continuará creciendo debido al mantenimiento de incentivos a la producción de electricidad por este medio (régimen especial) y a la entrada en escena de la cogeneración de alta eficiencia.

El resto del mercado tradicional industrial (38% de la demanda convencional en 2009), en gran parte relacionado con la industria de la construcción, no es esperable que crezca.

En cuanto al mercado industrial que utiliza el gas natural como materia prima (2% de la demanda convencional) no se prevé un crecimiento representativo.

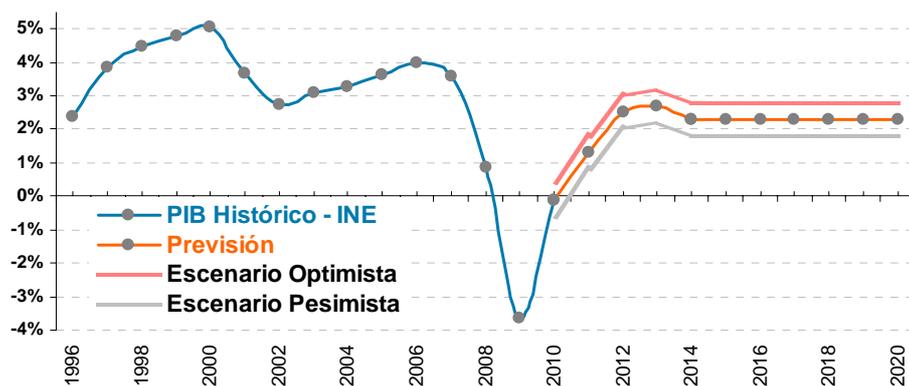
En cuanto a nuevos posibles consumidores en el mercado convencional se encuentran:

- Gas para vehículos cuyo consumo actual se reduce atan sólo algunas flotas de autobuses urbanos.
- Gas para microgeneración – generalmente en instalaciones híbridas de apoyo a fuentes renovables (termosolar o fotovoltaica) de dimensiones residenciales, hoteleras, etc...
- Gas de apoyo a centrales termosolares – la energía eléctrica generada por este medio puede llegar a representar el 15% de la producción eléctrica total de la instalación - por lo que va a representar un capítulo significativo en la proyección de la demanda.

Las previsiones de demanda convencional de gas natural hasta 2020 se calculan a través de un primer modelo econométrico que analiza la totalidad del mercado nacional y su detalle tanto por provincias como por segmentos de mercado (industrial y doméstico/comercial).

La previsión de demanda convencional anual global se rige por un modelo logístico de curva en S que integra las variables:

- Evolución histórica del propio consumo del sector convencional en España.
- Se prevé una evolución del PIB medio anual de 1,3% en 2011, 2,5% en 2012, 2,7% en 2013, y 2,3% en media para el período 2014-2020



○

Figura 4 Evolución PIB y escenarios de referencia

Además, se han considerado dos escenarios de demanda convencional en función de la estimación del PIB, OPTIMISTA con PIB +0,5, y PESIMISTA con PIB - 0,5

- Evolución de la población en España según las previsiones del INE. Estas previsiones muestran una disminución de la población procedente de la inmigración en el año 2010 e indica una desaceleración de la tasa de

crecimiento de la población española desde el 2,1% anual alcanzado en 2008 hasta el 0,2% previsto a partir de 2012 y hasta 2020.

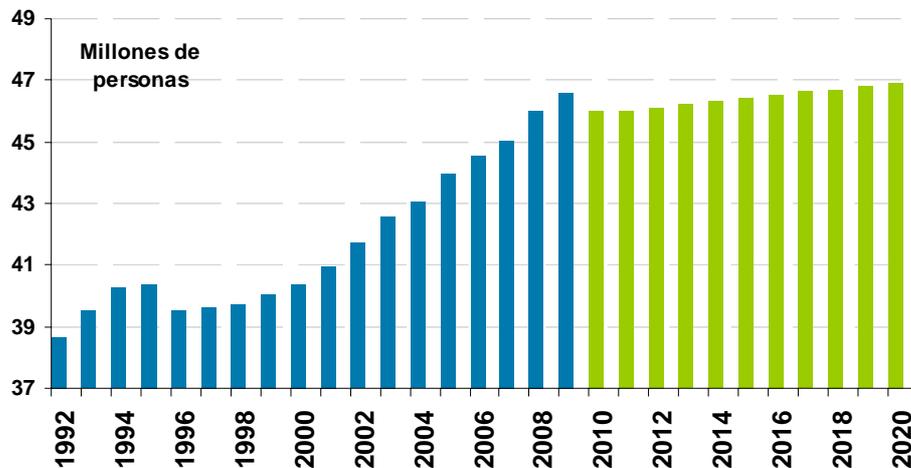


Figura 5 Evolución de la población en España real y prevista (INE)

- Evolución de la intensidad energética gasista, definida como el ratio entre el consumo de gas del sector convencional y la población. Para estudiar la saturación de la intensidad energética del mercado gasista se analiza el índice definido como Consumo de gas del mercado Convencional (tep) / población en miles de habitantes.

Paralelamente también se ha analizado la demanda convencional de cada provincia mediante un segundo modelo de previsión matricial de datos de panel, en el que se integran las siguientes variables exógenas:

- *ÍNDICE DE ESPECIALIZACIÓN INDUSTRIAL provincial en actividades de mayor consumo de gas relativo al consumo energético. Mide la importancia relativa provincial de los sectores que consumen fundamentalmente gas natural.*
- *ÍNDICE DE GASIFICACIÓN PROVINCIAL por cada 100 habitantes: es el porcentaje del número de clientes de Grupo 3 (doméstico y comercial) por población en municipios de más de 500 habitantes. Para elaborar las previsiones de demanda de cada una de las provincias se ha tenido en cuenta su índice de gasificación, previéndose una evolución creciente del mismo que permita alcanzar el 20% para 2020.*

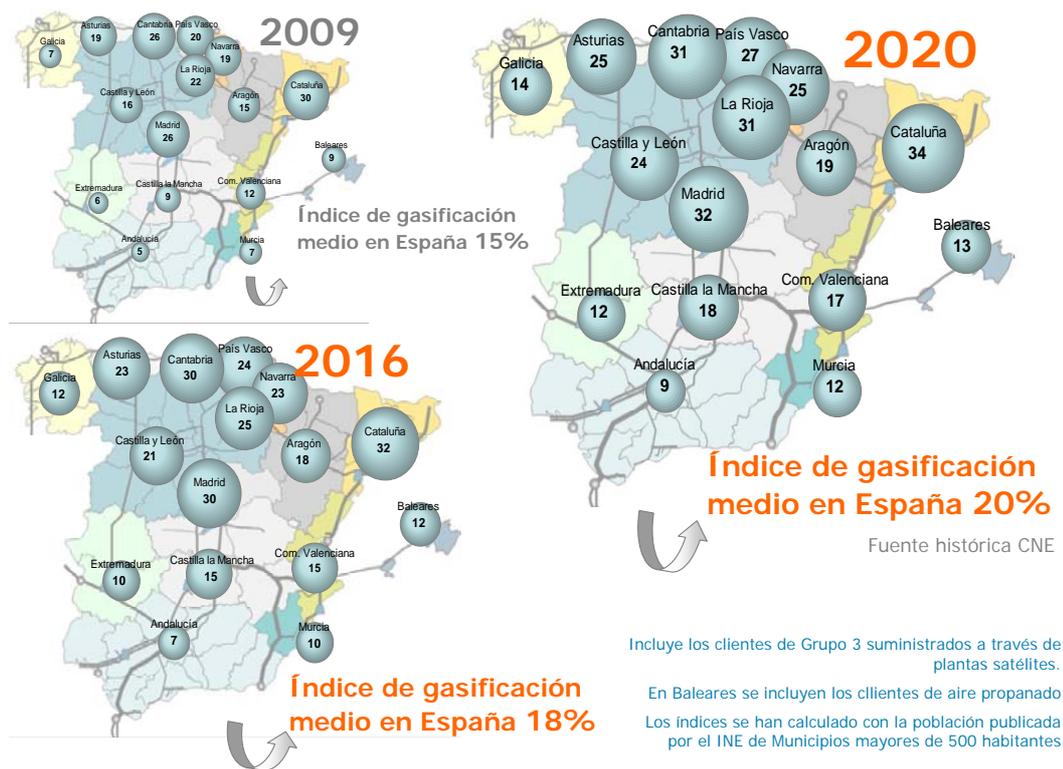


Figura 6 Evolución índice de gasificación provincial 2009-2020

- CIFRA NETA DE NEGOCIOS RELATIVA AL SECTOR INDUSTRIAL CNAE (Clasificación Nacional de Actividades Empresariales) de cada provincia: índice que mide la actividad industrial de cada provincia, expresada en miles de euros, de la cifra neta de negocio de la actividad industrial por empleado.

Para analizar en profundidad la evolución de la demanda convencional punta del Sistema Gasista y realizar su previsión es necesario discernir dos segmentos de mercado:

- Demanda doméstico y comercial, que define la mayor parte del grupo tarifario denominado Grupo 3. Este segmento es el principal afectado por las bajas temperaturas.
- Demanda Industrial, que viene definida por el resto de grupos tarifarios. Este segmento es el más sensible a las fluctuaciones de las variables macroeconómicas.

Por esta razón se ha elaborado un tercer modelo matemático de contraste con los anteriores (modelo logístico de predicción de demanda convencional a largo plazo y el modelo de datos de panel que asigna a cada provincia su previsión de demanda convencional en el horizonte establecido). Este nuevo modelo segmenta las previsiones de demanda en los dos sectores citados. En la parte del modelo que prevé el consumo del sector doméstico/comercial se integran las variables:

- Evolución del número de clientes, en función del índice de gasificación (fijado como objetivo del sector en esta propuesta) y las previsiones de crecimiento de la población proporcionadas por el INE.
- Temperaturas registradas en los últimos 30 años.

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DEMANDA CONVENCIONAL	Twh/año	269	277	286	293	299	304	308	311	313	315
	Crecimiento	1,6%	2,7%	3,4%	2,3%	2,1%	1,8%	1,1%	0,9%	0,8%	0,7%
Grupo 3	Twh/año	67	69	70	72	74	77	79	81	83	87
	Crecimiento	-8,5%	2,8%	1,7%	2,5%	2,9%	3,6%	2,5%	3,1%	3,1%	3,7%
Industrial	Twh/año	202	208	216	221	225	228	229	230	230	229
	Crecimiento	5,5%	2,7%	4,0%	2,2%	1,88%	1,2%	0,6%	0,2%	0,0%	-0,40%

Tabla 1 Previsión de demanda convencional anual, en la Península y Baleares, por segmentos de mercado, en condiciones medias de temperatura

B) Demanda asociada a la generación eléctrica

En lo referente a las entregas de gas al sector eléctrico, las centrales de ciclo combinado de gas compiten, en la cobertura de la demanda de energía eléctrica, por el mismo hueco de generación térmica que las centrales de carbón.

Para el cálculo de la previsión de las necesidades de gas para la generación de electricidad en el horizonte 2010-2020 se ha analizado un escenario CENTRAL de demanda de gas natural el cual viene definido, en lo que a demanda del sector eléctrico se refiere, por el escenario de punta de demanda eléctrica denominado en el Capítulo 3 de Diseño.

En el horizonte temporal 2011-2020 el hueco térmico previsible para la generación con gas natural y carbón oscilará entre los 92 y los 107 TWh (e)/año, condicionado por:

- Variación estructural en función del crecimiento de la demanda de energía eléctrica (aproximadamente 2,3% anual) en comparación con la incorporación de renovables.
- Variación anual debida a la hidraulicidad – que supone oscilaciones que pueden llegar a ser de (-)11/(+)10 TWh(e)/año sobre una producción media de 26 TWh(e)/año.

En resumen, un escenario razonable para el consumo de gas natural para generación eléctrica nos llevaría recuperar parcialmente los niveles de generación de electricidad con ciclos combinados de 2009 (aproximadamente 78 TWh) en 2020, con las oscilaciones adicionales derivadas de la hidraulicidad.

El reparto del hueco térmico entre el carbón y el gas depende fundamentalmente de los costes de generación asociados a cada una de estas tecnologías así como de los desarrollos legislativos que puedan afectar a las mismas.

La evolución de la demanda anual total nacional se obtiene por agregación de los sectores gasistas convencional y eléctrico.

La siguiente tabla recoge la evolución de la demanda en el escenario CENTRAL en condiciones de pluviosidad y temperatura medias. Los escenarios alto/medio/bajo representan los distintos niveles de reparto del hueco térmico entre CTCC's y carbón. Estos escenarios no contemplan la variabilidad debida a la generación hidráulica que a su vez depende de la pluviosidad de cada año. En todos los casos se han considerado un nivel medio de pluviosidad y temperatura. El escenario medio, el que se ha considerado

para la determinación de las infraestructuras necesarias, considera una situación de equilibrio entre estos los costes de generación con gas y carbón. Por su parte, el escenario alto supone costes de generación con carbón superiores a los del gas, y a la inversa en el caso del escenario bajo.

Unidad: TWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CONVENCIONAL	253	265	257	266	262	241	265	269	277	286	293	299	304	308	311	313	315
	+7,5%	+4,7%	-3,0%	+3,7%	-1,7%	-8,0%	+10,0%	+1,6%	+2,7%	+3,4%	+2,3%	+2,1%	+1,8%	+1,1%	+0,9%	+0,8%	+0,7%
S.ELECTRICO								137	150	157	164	175	177	176	175	176	177
previsiones en el escenario CENTRAL de energía eléctrica	67	111	135	142	187	161	136	+1,3%	+9,3%	+4,4%	+4,6%	+6,8%	+0,8%	-0,4%	-0,3%	+0,6%	+0,2%
	+66,6%	+66,7%	+21,1%	+5,5%	+32,0%	-14,2%	-15,7%	127	140	147	154	159	161	161	160	162	163
								-6,0%	+10,0%	+4,7%	+5,2%	+2,8%	+1,5%	-0,2%	-0,1%	+1,1%	+0,6%
								114	122	131	140	146	150	150	150	153	154
								-15,9%	+7,2%	+7,3%	+7,1%	+4,3%	+2,5%	+0,1%	+0,1%	+1,4%	+0,7%
TOTAL								407	427	443	457	474	481	484	486	489	492
Gas Natural	320	376	391	408	449	402	401	+1,5%	+4,9%	+3,8%	+3,1%	+3,8%	+1,5%	+0,6%	+0,5%	+0,7%	+0,5%
	+16,1%	+17,6%	+4,1%	+4,3%	+10,0%	-10,6%	-0,3%	397	417	433	447	458	465	468	471	475	478
								-1,0%	+5,1%	+3,9%	+3,3%	+2,4%	+1,7%	+0,6%	+0,5%	+0,9%	+0,7%
								383	399	417	433	446	455	458	461	466	469
								-4,3%	+4,1%	+4,6%	+3,8%	+2,8%	+2,0%	+0,8%	+0,6%	+1,0%	+0,7%

Tabla 2 Previsión demanda anual, en la Península y Baleares. Escenario CENTRAL

4.1.3 Demanda punta invernal del Sistema peninsular y Baleares 2011-2020

Para determinar la demanda punta convencional invernal en el horizonte 2011-2020, se parte del citado modelo de segmentación de mercados, que realiza una descomposición cuantitativa de la demanda histórica diaria, separando la demanda convencional en:

- Demanda doméstico/comercial (Grupo 3) en condiciones normales de temperatura.
- Aumento/Descenso de demanda Grupo 3 por efecto de la temperatura.
- Demanda Industrial.

A partir del análisis de estas series, y considerando tanto el crecimiento del número de clientes de Grupo 3 como el crecimiento de la demanda convencional global hasta 2020, se obtienen previsiones hasta 2020 del Grupo 3 en condiciones normales de temperatura para cada día del año, del incremento de demanda extraordinaria de Grupo 3 por ola de frío y de la demanda industrial tipo en día laborable invernal.

El número de clientes de Grupo 3 hasta el horizonte temporal de 2020 queda determinado por el índice de gasificación estimado y las previsiones de crecimiento de la población.

En cuanto a las condiciones climatológicas, se ha realizado un análisis de las temperaturas registradas en los últimos 30 años, del que se deduce que el día más frío de los últimos 20 años se produjo el 22-diciembre-2001, y el día más frío de los últimos 30 años se produjo el 9-enero-1985

El escenario punta previsto se calcula bajo el supuesto de ocurrencia de temperaturas del día más frío de los últimos 20 años en un día laborable del mes de diciembre o del mes de enero, entendiendo como laborable de lunes a viernes sin contar el periodo vacacional de navidades.

Por agregación de segmentos se obtiene la demanda punta convencional final tal y como se muestra en la siguiente tabla:

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
fecha	día más frío de los 20 últimos años										
Temp. media diaria	←-----				-0,4 °C	-----→					
Temp. media últimos 3 días	←-----				3,9 °C	-----→					
Temp.Normal	←-----				7,8 °C	-----→					
GRUPO 3	nº clientes Grupo 3 en miles	7.304	7.468	7.637	7.851	8.086	8.332	8.584	8.853	9.123	9.425
	grupo 3 "normal" GWh/día	383	391	400	411	424	436	449	463	478	493
	incremento por ola de frío GWh/día	200	205	209	215	222	228	235	243	250	258
Indus.	industrial "normal" GWh/día	656	685	713	743	752	756	765	769	772	777
	convencional punta TEÓRICA	1.239	1.281	1.323	1.369	1.398	1.420	1.450	1.475	1.500	1.528
	Factor de Carga (punta / media anual)	1,68	1,69	1,69	1,71	1,71	1,71	1,72	1,73	1,75	1,77

Tabla 3 Previsión demanda PUNTA CONVENCIONAL, en la Península y Baleares, por segmentos de mercado

Como se puede apreciar, los factores de carga asociados al escenario punta siguen una tendencia creciente que se explica principalmente por:

- El crecimiento del índice de gasificación.
- La ralentización del crecimiento del sector industrial en el medio plazo (3/4 años) a causa de la crisis económica.

año	CENTRAL
2011	45.200
2012	46.100
2013	47.050
2014	48.300
2015	49.350
2016	50.700
2017	51.750
2018	53.000
2019	54.250
2020	55.500

Tabla 4 Previsión de punta de demanda eléctrica peninsular en b.c. (MW)

La demanda punta de energía eléctrica, así como el aumento de la potencia instalada de las energías renovables es lo que va a definir las necesidades de potencia de generación con ciclos combinados y otras tecnologías de generación térmica. Esas necesidades de potencia de generación eléctrica adicional son las que aparecen recogidas en las tablas 3.10 y 3.11 del capítulo 3, dependiendo del escenario de punta eléctrica considerado.

De acuerdo con todo lo anterior, la previsión de potencia instalada de generación de electricidad con gas a la que habrá que dar cobertura es la que aparece recogida en la Tabla 5. Como puede verse no es necesaria la incorporación de potencia hasta 2017.

MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
escenario CENTRAL	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.635	25.635	26.435	27.035

Tabla 5 Potencia instalada de gas en el Sistema peninsular

Tal y como se explica en el capítulo 3, de acuerdo con la monótona de demanda, la potencia adicional que se incorpore para cubrir periodos de punta sería necesaria durante muy pocas horas del año. Por este motivo no parece razonable que para cubrir esas necesidades se utilicen ciclos combinados sino centrales de punta como pueden ser centrales hidráulicas o turbinas de gas de ciclo abierto; de este modo, en el escenario CENTRAL de demanda del año 2020, con el fin de garantizar el índice de cobertura eléctrica (IC) del 1,1 en el Sistema peninsular, es necesario la instalación de 1.800 MW de potencia adicional, incluidos ya en los valores de la Tabla 6.

Para poder garantizar la cobertura del suministro de gas en todo momento, la demanda punta del Sistema Gasista se define bajo la hipótesis de simultaneidad entre la punta de entregas de gas para generación eléctrica y la punta del sector convencional, como se observa en la tabla inferior.

Para cuantificar el consumo diario de gas asociado al valor punta horario previsto en la generación eléctrica con ciclos combinados y turbinas de gas, se han analizado tanto el histórico de rendimiento eléctrico de los ciclos combinados como sus perfiles horarios de consumo en distintos escenarios históricos del mix de generación eléctrica.

Unidad: GWh/día	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PUNTA CONVENCIONAL	1.148 27-ene-05	1.074 27-ene-06	1.149 26-ene-07	1.129 17-dic-07	1.059 8-ene-09	1.150 12-ene-10	1.179 24-ene-11	1.239	1.281	1.323	1.369	1.398	1.420	1.450	1.475	1.500	1.528
		-6,5%	+7,0%	-1,7%	-6,2%	+8,6%	+2,5%	+5,1%	+3,4%	+3,3%	+3,5%	+2,1%	+1,6%	+2,1%	+1,8%	+1,7%	+1,9%
PUNTA S. ELÉCTRICO	398 17-mar-05	524 22-feb-06	573 30-ene-07	742 14-dic-07	741 9-ene-09	711 16-dic-09	677 30-nov-10	771	787	819	849	889	939	970	989	1.020	1.051
		+31,7%	+9,4%	+29,5%	-0,1%	-4,1%	-4,7%	+13,8%	+2,2%	+4,0%	+3,6%	+4,8%	+5,6%	+3,2%	+2,0%	+3,1%	+3,0%
SUMA	1.546	1.597	1.722	1.871	1.800	1.861	1.856	2.010	2.068	2.142	2.218	2.287	2.360	2.419	2.465	2.520	2.579
		+3,3%	+7,8%	+8,7%	-3,8%	+3,4%	-0,3%	+8,3%	+2,9%	+3,6%	+3,6%	+3,1%	+3,2%	+2,5%	+1,9%	+2,2%	+2,4%
PUNTA TOTAL NACIONAL	1.503 27-ene-05	1.552 23-feb-06	1.662 30-ene-07	1.863 17-dic-07	1.789 9-ene-09	1.837 16-dic-09	1.778 29-nov-10										
		+3,3%	+7,1%	+12,1%	-4,0%	+2,7%	-3,2%										

* La punta del año n es la correspondiente al invierno [n, (n+1)]

Tabla 6 Evolución demanda punta de la Península y Baleares en el escenario CENTRAL

4.1.4 Previsiones de demanda en Canarias 2011-2020

En el caso Canarias, las previsiones de demanda de gas natural están condicionadas por las plantas de regasificación de Tenerife y Gran Canaria, cuya fecha estimada de puesta en marcha es 2014 y 2015, respectivamente.

De acuerdo con lo anterior las previsiones de demanda de gas natural contempladas para la comunidad Canaria, segmentadas por mercados, son las que se muestran en la siguiente tabla:

GWh/año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Convencional	-	-	-	7	55	90	111	124	143	165
Sector eléctrico	-	-	-	1.819	10.823	16.132	16.727	17.360	18.010	18.710
Total Demanda	-	-	-	1.826	10.878	16.222	16.837	17.483	18.153	18.875

Tabla 7 Previsión de demanda de gas natural en Canarias

La evolución de la población según los datos ofrecidos por el INE muestra una desaceleración de la tasa de crecimiento, que en el año 2010 presenta un descenso del 1,4% respecto a 2009.

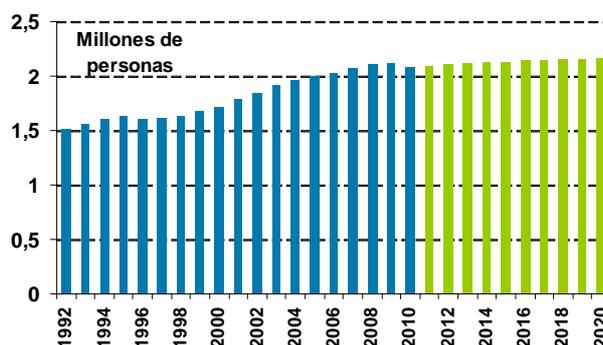


Figura 7 Evolución de la población en Canarias

La evolución de la potencia instalada de ciclos combinados se presenta en la Tabla 8.

MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potencia Instalada	-	-	-	696	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505

Tabla 8: Potencia instalada de ciclos combinados en Canarias

La evolución de la punta diaria de demanda de gas en Canarias se presenta en la Tabla 9.

GWh/día	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sector eléctrico	-	-	-	28	60	60	60	60	60	60
Convencional	-	-	-	0,0	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8

Tabla 9: Previsión de demanda punta en Canarias

4.2 CRITERIOS DE DESARROLLO DE LA RED BÁSICA DE GAS NATURAL

Teniendo en cuenta que la retribución de la inversión supone la mayor parte de los costes de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento subterráneo, la correcta definición de las inversiones a realizar a medio y largo plazo es la pieza clave para obtener un Sistema Gasista que garantice la seguridad y que sea económicamente sostenible.

Los criterios de dimensionamiento del Sistema Gasista deben establecerse en base a tres pilares fundamentales:

1. Cobertura de la demanda de gas.
2. Garantía de seguridad de suministro.
3. Sistema económicamente sostenible.

que han de conjugarse acertadamente con objeto de diseñar el Sistema Gasista del horizonte 2020.

En los últimos años, Francia y España han desarrollado procesos de oferta de capacidad (en adelante, Open Season) para la comercialización de capacidades de interconexión entre ambos países. El objetivo de estos procedimientos de Open Season es desarrollar nueva capacidad de interconexión entre dos países adyacentes en base a la capacidad comercial solicitada por los distintos agentes interesados. El proceso Open Season incluye también mecanismos de asignación de la capacidad ofertada.

Como resultado de estos procesos, ambos países van a ampliar la capacidad de las interconexiones de Larrau, e Irún. Así pues, el Sistema español ha de adaptarse a los nuevos escenarios de exportaciones e importaciones por las Conexiones Internacionales (en adelante, CI), integrándolas en el conjunto del Sistema, sin poner en peligro la seguridad de suministro y sin provocar cuellos de botella que impidan el funcionamiento de otros puntos de entrada.

4.2.1 Criterios de diseño de los puntos de entrada

La capacidad global de entrada al Sistema debe ser suficiente para garantizar:

- a) La cobertura de la demanda convencional en situación de punta anual y, simultáneamente, la atención a todos los ciclos combinados y turbinas de gas establecidos como necesarios para la cobertura de la demanda del Sistema eléctrico, así como la demanda de transporte para exportación por las CI bidireccionales.

b) Criterio N-1

b1). Criterio (N-1) Nacional: La cobertura, en caso de fallo total de una cualquiera de las entradas, del 100% de la demanda convencional en situación de día laborable invernal excepto, en su caso, la demanda interrumpible existente, así como el suministro a un mínimo del 90% de los ciclos combinados considerados como necesarios para la cobertura de la demanda eléctrica. En caso de necesidad se consideran importaciones por las Conexiones Internacionales con Francia.

b2). Criterio (N-1) Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro: La cobertura, en caso de fallo de la entrada de mayor capacidad, conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) nº 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas, de la demanda convencional en situación de punta anual (*en un día de demanda excepcionalmente elevada, con una probabilidad de ocurrencia de 1/20 años*), y, simultáneamente, la atención a todos los ciclos combinados establecidos como necesarios para la cobertura de la demanda del Sistema eléctrico. En caso de necesidad se consideran importaciones por las Conexiones Internacionales con Francia.

c) La existencia de una sobrecapacidad suficiente, en torno al 10%, para asegurar la cobertura de la demanda ante la eventualidad de que la demanda convencional punta de gas crezca durante varios años seguidos a un ritmo superior al previsto.

d) La cobertura de la demanda punta estival, garantizando simultáneamente la inyección estacional media y la demanda de transporte para exportación por las CI.

Una vez se determina la capacidad de entrada necesaria para dar cumplimiento a los criterios citados, la elección de los puntos de entrada se realiza con el objetivo de aproximarlos a las zonas de consumo que se encuentran más alejadas de los puntos existentes, reduciendo, por tanto, la distancia media de transporte y, como consecuencia, los refuerzos de transporte.

En cuanto a las capacidades de entrada y a su evolución en el tiempo, éstas se han definido teniendo en cuenta la evolución prevista de la demanda en las diferentes zonas gasistas, así como criterios de seguridad del Sistema y de continuidad del suministro ante posibles fallos totales de una cualquiera de las entradas (situación de vulnerabilidad N-1), especialmente, el obligado cumplimiento del Reglamento (UE) nº 994/2010, que se ha de garantizar “a más tardar el 3 de diciembre de 2014”.

4.2.2 Criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de gas natural licuado (GNL)

Para el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL de cada una de las plantas de regasificación del Sistema Gasista español se han considerado los siguientes criterios:

a) Capacidad de almacenamiento frente a posibles contingencias meteorológicas (cierres de puertos). Para hacer frente a esta eventualidad, cada planta de

regasificación debe disponer de una capacidad operativa de almacenamiento 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 estar dotadas de una capacidad de almacenamiento de GNL que permita disponer de una autonomía de al menos otros 3 días de producción nominal. Esta reserva adicional se constituye con objeto de garantizar la seguridad de suministro durante el periodo invernal.

*El Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista, aprobado en la Resolución de 11 de noviembre de 2010 de la Dirección General de Política Energética y Minas, estableció, en su Regla 1ª sobre existencias mínimas de Gas Natural Licuado en plantas de regasificación, que *El GTS podrá declarar no viable el programa mensual de regasificación y/o descarga de buques de un usuario si en algún momento del mes las existencias totales de GNL de dicho usuario llegasen a ser inferiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de plantas de regasificación del sistema, siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema.**

El cumplimiento de los criterios de diseño anteriores implica una capacidad de almacenamiento en tanques equivalente a 9 días de autonomía de su capacidad nominal de producción en las plantas ubicadas en el Mediterráneo y 11 días de autonomía de su capacidad nominal de producción en las plantas ubicadas en el Atlántico o en el Cantábrico.

4.2.3 Criterios de diseño de los gasoductos de transporte

Los gasoductos de transporte suponen una parte relevante de la inversión que se efectúa en el Sistema Gasista español. Por ello, la retribución asociada a los mismos representa una parte sustancial de los costes que deben cubrir los peajes aplicados, siendo, por tanto, importante que las inversiones que se realicen estén suficientemente justificadas, bien por ser necesarias para la cobertura de la demanda prevista, bien por su contribución al incremento de la seguridad del Sistema Gasista.

Asimismo, el diseño de los gasoductos de transporte debe estar íntimamente ligado al de los puntos de entrada y por ello, además de los criterios de cobertura de la demanda convencional (a) y los criterios N-1 (b.1) y N-1 relativo al Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro (b.2) que se exponen en el apartado Criterios de diseño de los puntos de entrada, se utilizan los siguientes criterios de diseño:

- a) Incremento de mallado de la red de gasoductos de tal forma que:
 - a. aporte seguridad de suministro a zonas de importante consumo.
 - b. aumente la liquidez del mercado y elimine cuellos de botella y limitaciones de transporte en caso de operación normal.

- c. se cumplan las presiones mínimas de garantía establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS)* con márgenes de capacidad razonables
- b) La cobertura de la demanda punta estival, garantizando simultáneamente la inyección estacional media y la demanda de transporte para exportación por las CI.
- c) Asegurar que es posible la inyección/extracción nominal de los AASS a través de su propio ramal de acceso.

Para conseguir dichos objetivos, el dimensionamiento de los gasoductos de transporte, diámetro y presión máxima de diseño fundamentalmente, debe ser tal que permita vehicular los caudales de gas previstos con unos márgenes de capacidad razonables, que garantice la seguridad, que aporte flexibilidad suficiente al Sistema de transporte eliminando cuellos de botella y que sea económicamente sostenible.

4.2.4 Criterios de diseño de los gasoductos de la red de transporte dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia

En el caso particular de los gasoductos de transporte dedicados al suministro a su zona geográfica de influencia, la cantidad de gas a transportar por estos gasoductos vendrá determinada fundamentalmente por la demanda de gas en su zona geográfica de influencia.

Para el desarrollo de estas infraestructuras es necesario conciliar el interés social de promover su desarrollo en las zonas de menor penetración del gas, con el objetivo de evitar un aumento excesivo de costes para el Sistema Gasista que, al ser repercutidos a las tarifas y peajes, incrementen el precio final para el consumidor final.

Para determinar la idoneidad de una determinada infraestructura propuesta como de atención a la demanda prevista en su zona geográfica de influencia, se ha realizado un doble análisis:

A) Criterios de adecuación técnica

El análisis técnico tiene por objeto asegurar la adecuación técnica del dimensionamiento de la infraestructura a la demanda prevista que debe suministrar, para lo que se realiza un análisis de idoneidad y suficiencia de las características descritas por el promotor (longitud, diámetro y presión):

El análisis de longitud tiene por objeto asegurar que la longitud propuesta se ajusta al trazado descrito por el promotor, ya que:

- Considerar una longitud significativamente distinta a la que finalmente tenga el gasoducto podría dar lugar a una mala estimación del diámetro

* La normativa de gestión técnica del sistema gasista tiene por objeto el fijar los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema, coordinando la actividad de todos los sujetos o agentes que intervienen en el sistema para garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural y gases manufacturados por canalización, respetando, en todo caso, los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.(ORDEN ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista)

necesario para el suministro de la demanda punta en las condiciones de presión exigidas.

- Considerar una longitud inferior a la necesaria podría dar lugar a una falsa evaluación positiva de su rentabilidad.

El análisis de diámetro y presión de operación tiene por objeto asegurar que el gasoducto propuesto es adecuado para el suministro de la demanda punta estimada por el promotor en las condiciones de presión exigidas por las NGTS, ya que:

- Considerar un diámetro inferior al necesario daría lugar a la saturación del gasoducto en un horizonte próximo a su puesta en marcha, pudiendo hacer necesaria su duplicación, para ello se contempla un índice de saturación máxima del 80%.
- Considerar un diámetro superior al necesario, daría lugar a costes innecesarios para el Sistema.

Por último, se establece 8" como diámetro mínimo para gasoductos de atención a la demanda, al considerarse que la utilización de diámetros inferiores debería limitarse a la distribución.

B) Criterios de rentabilidad económica asumidos en el análisis económico

Una vez analizada la adecuación técnica de las infraestructuras propuestas, se procede a evaluar la rentabilidad económica de las mismas.

Atendiendo a los criterios económicos establecidos, en los casos en los que los costes marginales añadidos al Sistema por un proyecto sean menores o iguales a los ingresos aportados por el mercado a atender, el proyecto es incorporado a la Planificación Obligatoria.

Por el contrario, en los casos en los que la demanda prevista de una zona de nueva gasificación proporcione al Sistema menos ingresos que costes marginales, el proyecto queda no aprobado. Estas infraestructuras podrían incorporarse posteriormente a la Planificación si recibieran una subvención de capital por el importe necesario para igualar los costes marginales a los ingresos.

Para realizar el análisis económico las principales hipótesis y criterios económicos considerados han sido las siguientes:

- Análisis económico realizado a 30 años.
- Demanda prevista declarada por los proponentes de las infraestructuras.
- Ingresos por peajes y retribución de las infraestructuras calculados en base al marco regulatorio establecido en el Real Decreto 326/2008 y la orden ITC/3354/2010.
- Se han considerado como justificadas económicamente todas aquellas infraestructuras cuya demanda prevista a suministrar es superior o igual al 100% de la demanda teórica necesaria para conseguir un balance económico positivo para el Sistema Gasista.

Adicionalmente, para el análisis de los gasoductos de atención a su zona geográfica de influencia se han tenido en consideración los siguientes aspectos:

- En aquellas zonas donde sea técnicamente factible y adecuado, realizar el suministro de gas a partir de la extensión de redes de distribución.
- En cumplimiento el artículo 9 2.b de la Orden ITC/3993/2006 se excluyen del Sistema retributivo, y por tanto de la propuesta en Planificación, los gasoductos para suministro a un único consumidor.

De acuerdo con todo lo anterior, se define **Demanda Crítica** como la demanda que iguala los ingresos por recaudación de peajes a los costes de retribución a 30 años. Esta demanda crítica define, pues, el umbral de rentabilidad que determina si una infraestructura debe incluirse en la Planificación Obligatoria.

Los gasoductos de atención a la demanda de su zona de influencia que figuren en Planificación con categoría B condicionados a consumos superiores a la demanda crítica pasarán a categoría A una vez que el promotor haya justificado debidamente que se alcanza la demanda crítica, o si existen subvenciones o ayudas de otro tipo que permitan alcanzar el umbral de rentabilidad deseado para incluir dicha infraestructura en la Planificación.

4.2.5 Criterios de diseño de los almacenamientos subterráneos

La disponibilidad de almacenamientos subterráneos (en adelante AASS) en el Sistema Gasista español no es comparable a la de los países de nuestro entorno como Italia, Alemania, Francia, Austria, Holanda o el Reino Unido. Esta comparación es especialmente desfavorable en lo que respecta a las capacidades de extracción o inyección, parámetros más relevantes de la utilidad de un almacenamiento.

La capacidad operativa de los almacenamientos subterráneos incluidos en la Planificación Obligatoria –aquella extraíble sin necesidad de emplear medios mecánicos– debe ser suficiente para dar cobertura a las siguientes necesidades:



Figura 8 Necesidades cubiertas por los almacenamientos subterráneos

- Existencias mínimas de seguridad**, necesarias para hacer frente a un fallo de suministro sostenido en el tiempo y cumplir con los requisitos establecidos en la regulación nacional y europea (*Reglamento (UE) nº 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010*).

b. Existencias de modulación estacional

Debe existir capacidad suficiente para atenuar la estacionalidad anual producida por el mercado doméstico en un invierno climatológicamente 'normal'.

La disponibilidad de capacidad suficiente para poder reducir la estacionalidad anual, implicaría un aprovisionamiento de GNL más regular a lo largo del año que permitiría una disminución en el precio medio anual del GNL.

c. Existencias de modulación diaria

La capacidad operativa de almacenamiento subterráneo debe asumir, junto con la capacidad de almacenamiento de GNL, la variabilidad/modulación diaria de la demanda, tanto doméstico-comercial –debida fundamentalmente a olas de frío– como eléctrica –debida a la variabilidad media mensual que pueda tener la generación con energías renovables, fundamentalmente eólica.

Asimismo, la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos (en adelante AASS) debería dimensionarse de tal forma que permita que cada uno de los tipos de existencias puedan cumplir la funcionalidad para la que han sido diseñadas, es decir, que puedan ser extraídas en el periodo utilizado para su cuantificación.

4.3 INFRAESTRUCTURAS GASISTAS A CONSTRUIR

4.3.1 Escenarios analizados

Tal y como se establece en el Capítulo 4.2 CRITERIOS DE DESARROLLO DE LA RED BÁSICA DE GAS NATURAL, para poder garantizar la cobertura del suministro de gas en todo momento, se parte de la hipótesis de simultaneidad entre la punta de gas del sector convencional y la punta de entrega de gas para la generación de electricidad.

De acuerdo con lo anterior, la previsión de demanda que fundamenta el dimensionamiento del Sistema Gasista de esta Planificación, se elabora mediante la agregación de la previsión de demanda punta diaria de dos sectores diferenciados que por su naturaleza requieren tratamientos específicos:

1. **Demanda de gas convencional**, cuya previsión realiza el Gestor Técnico del Sistema Gasista basándose en un único escenario CENTRAL de evolución de las variables macroeconómicas (ver apartado de Previsiones de demanda nacional 2011-2020 en Península y Baleares).
2. **Demanda de gas para generación de electricidad**, donde el consumo varía en función de la contribución del gas natural a la cesta de generación eléctrica que debe integrarse con el resto de tecnologías de generación. Para la definición de esta demanda se han considerado los siguientes subescenarios, ambos coherentes con el escenario de diseño recogido en el Capítulo 3:

a) Escenario CENTRAL

a.1. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW.

En este caso el incremento necesario de potencia de generación eléctrica se realiza con instalaciones que no utilizan gas natural. Esto hace que la potencia peninsular de generación con CTCC's prevista en 2020 sea de **25.235 MW**.

a.2. Escenario CENTRAL. Subescenario 27.035 MW.

En este caso el incremento necesario de potencia de generación eléctrica se realiza con instalaciones que utilizan gas natural. Puesto que, de acuerdo con el Capítulo 3, el incremento de potencia eléctrica necesario para cubrir la punta en 2020 es de 1.800 MW, la potencia peninsular de generación a partir de gas natural prevista en 2020 será de **27.035 MW**

b) Escenario SUPERIOR

Ver Capítulo Análisis de sensibilidad a la punta eléctrica: ESCENARIO SUPERIOR

De acuerdo con lo anterior, el escenario CENTRAL considerado en la elaboración de la Planificación 2012-2020 incluye:

	Convencional	Sistema Eléctrico
ESCENARIO CENTRAL a.1 (25.235 MW)	CENTRAL (definido por el GTS)	Escenario EFICIENTE del OSE (+1.800 MW en instalaciones que no utilizan gas natural.)
ESCENARIO CENTRAL a.2 (27.035 MW)	CENTRAL (definido por el GTS)	Escenario EFICIENTE del OSE (+1.800 MW en Turbinas de gas)

Tabla 10. Resumen escenarios analizados. Planificación 2012-2020

Las infraestructuras necesarias para el cumplimiento de los criterios establecidos en el subescenario CENTRAL 25.235 MW tendrán categoría A, mientras que las infraestructuras necesarias para cumplir con los criterios establecidos en el subescenario CENTRAL 27.035 MW tendrán categoría B condicionadas a que se den los incrementos de potencia a partir de gas natural detallados anteriormente.

Con todo, los análisis realizados, para cada uno de los subescenarios definidos anteriormente, son los siguientes:

1. Análisis de capacidad de entrada necesaria.
2. Análisis de capacidad de transporte necesaria.
3. Análisis de capacidad de almacenamiento en tanques necesaria.
4. Análisis de capacidad de almacenamiento subterráneo necesaria.
5. Análisis de Conexiones Internacionales.
6. Análisis de gasoductos de atención a la demanda.
7. Análisis de gasoductos insulares.

4.3.2 Inclusión de infraestructuras en la Planificación 2012-2020

La Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural (en adelante Programa Anual), dictada al amparo de lo establecido en los artículos 14 y 15 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, reconsideró la necesidad de disponer, en los plazos inicialmente previstos para las mismas, de algunas de las infraestructuras gasistas recogidas en la Planificación 2008-2016. Como consecuencia de ello, dicho Programa Anual creó una nueva categoría "R" a la que se trasladaron todas aquellas infraestructuras recogidas en la Planificación 2008-2016 que se entienden no necesarias en ese horizonte, si bien se emplazaba a analizar su necesidad en el ejercicio de Planificación 2012-2020.

Como consecuencia de lo anterior, es preciso establecer previamente un **escenario BASE** de infraestructuras a partir del cual poder evaluar técnicamente la necesidad de aquellas infraestructuras que, tras los cambios introducidos por el Programa Anual, aparecen en la Planificación 2008-2016 con categoría "R" y "B". Así, el escenario BASE de esta Planificación está constituido por infraestructuras de la Planificación 2008-2016 cuya necesidad dentro del periodo 2012-2020 no se cuestiona y que, por lo tanto, quedan

integradas automáticamente en la misma con categoría A. De acuerdo a lo anterior, el escenario BASE está constituido por las siguientes infraestructuras:

1. Infraestructuras con categoría "A" incluidas en los apartados a), b), d), f) y g) del Capítulo 4.3.3 de la Planificación 2008-2016 que se refieren a:
 - a) Plantas de regasificación e infraestructuras de almacenamiento de GNL asociadas.
 - b) Almacenamientos subterráneos.
 - d) Conexiones Internacionales.
 - f) Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema.
 - g) Estaciones de compresión (EC).
2. Infraestructuras con categoría "A" incluidas en el apartado h) del Capítulo 4.3.3 de la Planificación 2008-2016 que se refiere a:
 - h) Infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia siempre que no se hayan aportado nuevos datos durante el proceso de Planificación 2012-2020 que afecten a su análisis económico.
3. Infraestructuras con categoría "A" incluidas en los apartados a) y b) del Capítulo 4.3.4 de la Planificación 2008-2016 que se refiere a infraestructuras extrapeninsulares:
 - a) Baleares
 - b) Canarias,siempre que no se hayan aportado nuevos datos durante el proceso de Planificación 2012-2020 que afecten a su análisis económico.

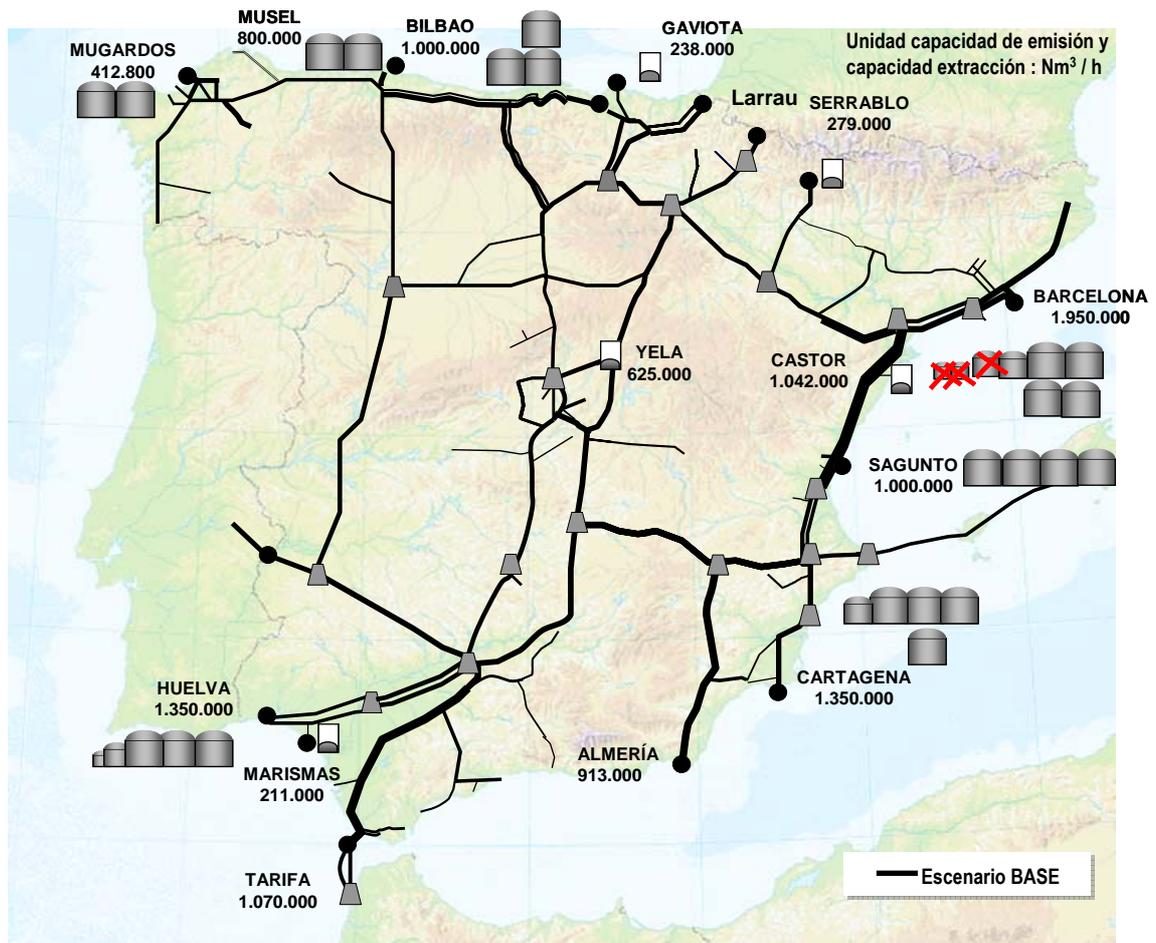


Figura 9 Infraestructuras del escenario BASE

Esta Planificación mantiene las mismas categorías “A” y “B” que ya contemplaba la Planificación 2008-2016, si bien el significado de las mismas se modifica de la siguiente manera:

- Categoría A – Infraestructuras necesarias para el cumplimiento de los criterios establecidos en base al subescenario CENTRAL 25.235 MW y sin ningún tipo de condicionante.
- Categoría B – Infraestructuras condicionadas al cumplimiento de algún hito o la satisfacción de alguna condición previa.

Esta categoría incluye, entre otros:

- Infraestructuras relacionadas con Conexiones Internacionales que están condicionadas al cumplimiento de algún hito para su decisión y aprobación definitiva.
- Infraestructuras necesarias para el cumplimiento de los criterios establecidos en base al subescenario CENTRAL 27.035 MW.

- Infraestructuras necesarias para el cumplimiento de los criterios de diseño en el caso del escenario SUPERIOR (ver Capítulo Análisis de sensibilidad a la punta eléctrica: ESCENARIO SUPERIOR).
- Infraestructuras de atención a la zona geográfica de influencia que actualmente no justifican su necesidad y que están condicionadas al cumplimiento de algún hito para su aprobación definitiva.
- Infraestructuras insulares que actualmente no justifican su necesidad y que igualmente están condicionadas al cumplimiento de algún hito para su aprobación definitiva.

Cada una de las infraestructuras recogidas en esta Planificación incluye una fecha de necesidad estimada cuyo cumplimiento estará condicionado, en cualquier caso, al cumplimiento de los hitos administrativos correspondientes.

4.3.3 Análisis Realizados

La metodología empleada para determinar las infraestructuras necesarias en el periodo 2012-2020, consiste en identificar, en primera instancia, aquellos refuerzos que son necesarios en el año 2020 conforme a los criterios de diseño establecidos. Una vez identificado el conjunto de infraestructuras necesarias en el año horizonte, se realizan análisis para ubicar cada una de las infraestructuras en el año en que identifica la necesidad, dentro del periodo 2012-2020.

En primer lugar, se determina la capacidad de entrada y almacenamiento que es necesaria para cumplir con los criterios en el año 2020, así como su ubicación geográfica en el sistema; posteriormente se determina en qué año del periodo 2012-2020 es preciso incorporar dicho refuerzo.

Una vez identificados y ubicados en el tiempo los refuerzos necesarios de capacidad de entrada, y almacenamiento se determinan los refuerzos necesarios en red de transporte. Para ello, se realiza una serie de simulaciones del comportamiento del Sistema, en primer lugar para el año 2020 y posteriormente para cada uno de los años dentro del horizonte 2012-2020 en condiciones de:

- Demanda punta invernal:
 - En operación normal, con caudales nominales de exportación a través de las Conexiones Internacionales.
 - Ante fallo total de la mayor entrada al Sistema, que corresponde al fallo de planta de Barcelona, con importación desde las Conexiones Internacionales con Francia, si se precisa.
- Demanda laborable invernal, ante fallo total de cualquiera de las entradas al Sistema, a excepción de planta de Barcelona, con importación desde las Conexiones Internacionales con Francia, si se precisa.
- Demanda punta estival, con caudales nominales de exportación en las Conexiones Internacionales y niveles de inyección medios en los almacenamientos subterráneos.

4.3.4 ESCENARIO CENTRAL

Tal y como se menciona en el apartado el dimensionamiento del Sistema de transporte de gas se lleva a cabo en un escenario de demanda CENTRAL que se define como la suma de la demanda punta convencional en un escenario CENTRAL de evolución y la demanda punta de gas del Sector eléctrico correspondiente al escenario de Diseño del sistema eléctrico definido en el Capítulo 3.

De acuerdo con lo anterior, los valores de demanda del escenario CENTRAL son los que se recogen en la Tabla 6.

Tal y como se explicó en el apartado de Escenarios analizados, el escenario de demanda del sector eléctrico supone un incremento de potencia instalada de generación eléctrica para cubrir la punta en el Sistema peninsular de +1.800 MW hasta 2020.

El hecho de que esta potencia adicional sólo sea necesaria unas pocas horas al año hace suponer que las tecnología más adecuadas para cubrirla sean las turbinas de gas de ciclo abierto o la generación en centrales hidráulicas. El escenario CENTRAL contempla estas dos alternativas y como consecuencia analiza separadamente los refuerzos necesarios en el Sistema Gasista en ambos casos. Por ello, el escenario CENTRAL se divide en dos subescenarios:

Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW a partir de gas natural.

Escenario CENTRAL. Subescenario 27.035 MW a partir de gas natural.

4.3.4.1 Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW a partir de gas natural

MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
escenario CENTRAL	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235

**Tabla 11 Potencia instalada de generación eléctrica a partir de gas natural.
Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW**

4.3.4.1.1 Capacidad de entrada

La capacidad de entrada al Sistema debe ser suficiente para garantizar el cumplimiento de los criterios de diseño de capacidad de entrada. Así, a partir del escenario BASE de infraestructuras, y con objeto de valorar rigurosamente la necesidad de ampliaciones de emisión en el Sistema, se evalúa el cumplimiento de los criterios de diseño de capacidad de entrada mencionados anteriormente.

No se considerarán para el dimensionamiento de capacidad de entrada los medios de producción no básicos independientemente de su naturaleza (plantas de regasificación o almacenamientos subterráneos).

Cobertura de la demanda punta (criterio A) + Sobrecapacidad 110% (criterio C)

- *Determinación de la capacidad de entrada:*

En el horizonte 2020, para alcanzar el margen de sobrecapacidad no se precisa nueva capacidad de entrada en el Sistema.

Cobertura de la punta 2020 con entradas Escenario BASE

Nm ³ /h		
Plantas	Barcelona	1.950.000
	Huelva	1.350.000
	Cartagena	1.350.000
	Bilbao	1.000.000
	Sagunto	1.000.000
	Mugardos	412.800
	El Musel	800.000
Conexiones	CI Tarifa	1.070.000
	CI Almería	913.000
	CI Larrau	0
	CI Irún	0
	CI Tuy	0
	CI Badajoz	0
AASS	Serrablo	185.000
	Gaviota	202.000
	Castor	417.000
	Yela	223.000
	Marismas	127.000
Entradas		10.999.800
Demanda	Convencional	5.368.574
	Eléctrica	3.679.214
	Transp. Internacional	1.030.000
	Autoconsumos	60.000
	Salidas	
Margen de Cobertura		116%

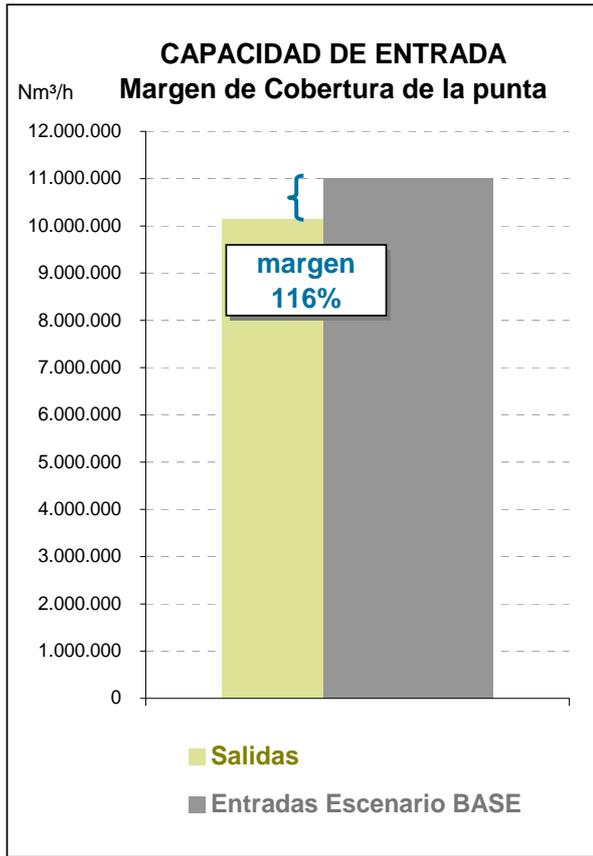


Figura 10 Margen de cobertura de la demanda punta del año 2020 con la capacidad de entrada en el escenario BASE

De acuerdo al balance entradas/salidas, se mantiene un margen de cobertura de la punta del 16% sin ampliación adicional de la capacidad de entrada.

- *Ubicación de la nueva capacidad de entrada en caso de realizarse la 3ª Interconexión con Portugal y en función de la capacidad de dicha conexión:*

De hacerse efectivo el desarrollo de una nueva Interconexión con Portugal por Zamora (ver Capítulo Análisis de Conexiones Internacionales), para evitar limitaciones al transporte, en el caso de que la capacidad de interconexión lo requiera, se incrementaría la capacidad de emisión de las plantas del norte de la península en +200.000 Nm³/h.

Adicionalmente, como se observa a continuación, a las entradas del escenario BASE no se distribuyen de modo uniforme por el Sistema Gasista, generando zonas muy deficitarias de gas. País Vasco y Valle de Ebro constituye la zona del Sistema más deficitaria conforme al balance entradas y salidas, por lo que la ubicación de la nueva capacidad de entrada en Bilbao minimiza los refuerzos de transporte y optimiza el transporte por gasoducto.

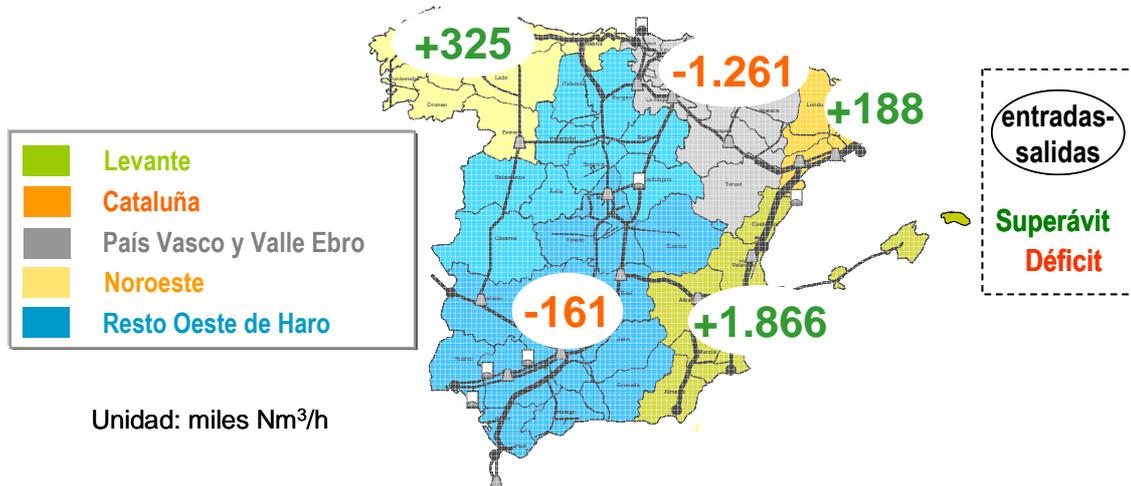


Figura 11 Balance entradas-salidas por zonas en punta 2020. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

Por último, cabe precisar que la corrección del desbalance del Sistema Gasista en su conjunto implica ampliaciones en su capacidad de entrada, mientras que los desbalances existentes entre las distintas zonas gasistas requieren infraestructuras de transporte que permitan los flujos entre ellas y equilibren los desbalances oferta/demanda existentes creando un Sistema flexible y poco condicionado a la ubicación final de los clientes.

El resto del déficit de la zona de País Vasco y Valle del Ebro se cubrirá desde las zonas gasistas colindantes.

En conclusión, la nueva capacidad de entrada para la cobertura de la punta e integración de la 3ª Interconexión, en función de la capacidad de la misma, se ubicaría del siguiente modo:

- ✓ Ampliación Planta de Bilbao + 200.000 Nm³/h

B) Cobertura de la demanda en caso de fallo total de un punto de entrada.

- *Determinación de la capacidad de entrada:*

B1) Criterio (N-1) Nacional

La capacidad de entrada del Sistema en el escenario BASE de infraestructuras es suficiente para la cobertura de la demanda en caso de fallo de cualquier punto de entrada, no precisando ningún incremento de capacidad de entrada adicional.

B2) Criterio (N-1) Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro

El Reglamento de Seguridad de Suministro europeo es de aplicación al fallo de la planta de Barcelona en el Sistema Gasista español. En condiciones normales de operación, desde esta planta se suministra toda la demanda del área de Cataluña, de modo que sustituir su producción supone invertir todos los flujos normales de gas, transportando hasta Tivissa en sentido noreste el caudal equivalente a la demanda de Cataluña. Este caudal deberá ser aportado desde los ejes de Levante y Valle del Ebro.

En conformidad con el Reglamento Europeo, se tienen en cuenta las medidas basadas en el mercado relativas a la demanda, es decir, la interrupción de suministro a clientes. Se considera un corte de suministro correspondiente al peaje interrumpible de 2011 (~150 GWh/día). Este peaje interrumpible corresponde al caudal contratado como interrumpible y no al caudal consumido el día punta de demanda. En base a los caudales contractuales del año 2011 que figuran en la orden ITC 3354/2010 de 28 de diciembre, se ha estimado el caudal interrumpible consumido en el día punta como un 85% del caudal contratado.

**Cobertura de la punta 2020 con
entradas Escenario BASE**

Nm³/h

	Barcelona	X
Plantas	Huelva	1.350.000
	Cartagena	1.350.000
	Bilbao	1.000.000
	Sagunto	1.000.000
	Mugardos	412.800
	El Musel	800.000
Conexiones	CI Tarifa	1.070.000
	CI Almería	913.000
	CI Larrau	580.000
	CI Irún	210.000
	CI Tuy	0
	CI Badajoz	0
AASS	Serrablo	185.000
	Gaviota	202.000
	Castor	417.000
	Yela	223.000
	Marismas	127.000
	Entradas	9.839.800
Demanda	Convencional	5.368.574
	Eléctrica	3.679.214
	Transp. Internacional	0
	Interrumpible Peaje	-447.934
	Autoconsumos	60.000
		Salidas
	Margen de Cobertura	114%

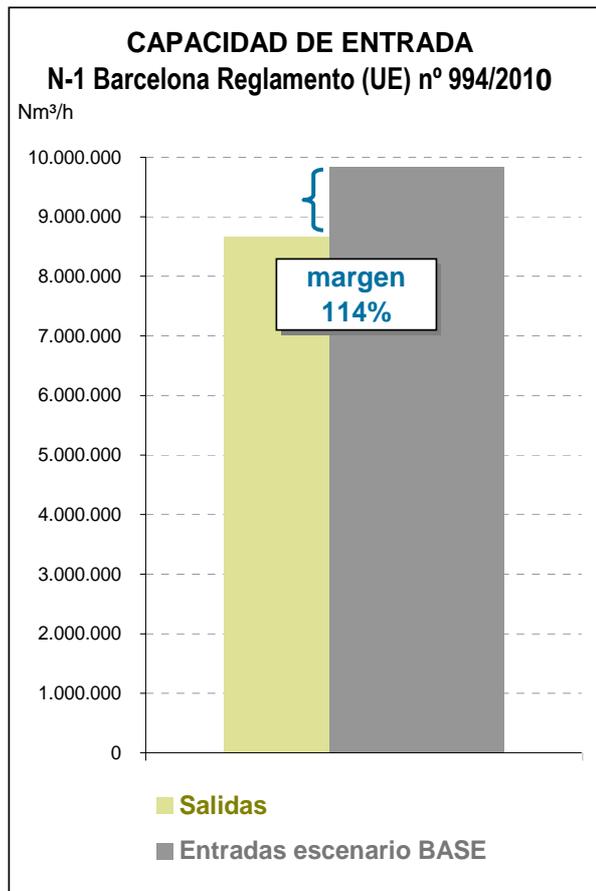


Figura 12. Margen de cobertura de la demanda punta del año 2020 ante fallo de la planta de Barcelona, con capacidad de entrada en el escenario BASE

Para dar cumplimiento al Reglamento (UE) 994/2010 se mantiene un margen de cobertura de la demanda nacional superior al 100%, sin embargo, en caso de que la demanda sea ligeramente superior al escenario CENTRAL aquí presentado, pueden existir limitaciones en la capacidad de transporte que solo pueden ser paliadas de dos formas:

- a) Refuerzos de transporte en el Valle del Ebro con un diámetro mayor al contemplado en esta Planificación, que puedan transportar emisiones desde la zona norte al Valle del Ebro-Levante Mediterráneo.
- b) Ampliación de emisión en la Planta de Sagunto (+200.000 Nm³/h).

la alternativa b) minimiza los costes del Sistema, si bien cabe destacar que, pese a que esta nueva capacidad de entrada es conveniente en caso de fallo de la planta de Barcelona, no es posible evacuarla en situación de operación normal y punta. Así pues, como posteriormente se verá en el Capítulo Análisis de sensibilidad a la punta eléctrica: ESCENARIO SUPERIOR no se considerará disponible dicha ampliación para analizar la cobertura de la demanda en situación punta.

En conclusión, la nueva capacidad de entrada, condicionada a incrementos de demanda respecto a este subescenario, necesaria en situación de N-1 se ubicará del siguiente modo:

- ✓ Ampliación Planta de Sagunto + 200.000 Nm³/h

D) Cobertura de la demanda punta estival

Con las entradas identificadas en los apartados anteriores existe capacidad de entrada suficiente para dar cobertura a la demamdna punta estival. En el caso de que se desarrollase la 3ª Interconexión, también se precisa la ampliación de Bilbao, que ya ha quedado contemplada su necesidad en un escenario de demanda punta.

Finalmente, se muestra una tabla resumen con la nueva capacidad adicional de entrada necesaria en el horizonte 2012-2020 (al escenario BASE) para dar cumplimiento a los criterios definidos en el apartado Criterios de diseño de los puntos de entrada:

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CARACTERÍSTICAS	DETALLE FUNCIONALIDAD
	C. Emisión (m ³ (n)/h)	
Δ emisión Bilbao a 1.200.000 Nm ³ /h	200.000	Cobertura de la punta invernal y estival condicionada a la 3ª Interconexión y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura
Δ emisión Sagunto a 1.200.000 Nm ³ /h	200.000	Cobertura del N-1 condicionado a un incremento de demanda por encima del previsto

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 12. Capacidad de entrada adicional necesaria en 2020.

En la siguiente figura, se puede ver cómo queda distribuida la capacidad de emisión de las plantas de regasificación en 2020:

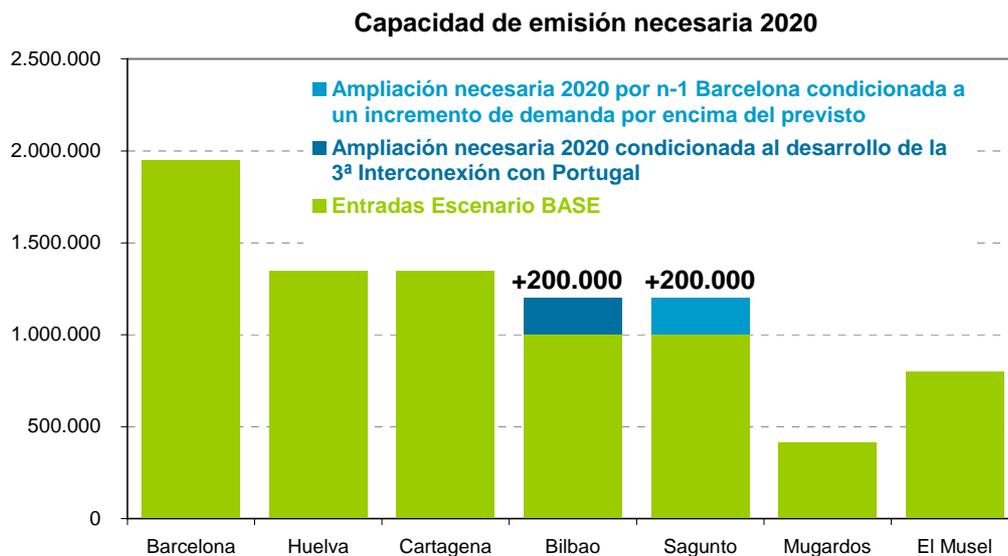


Figura 13. Capacidad de entrada necesaria en plantas de regasificación en 2020. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

4.3.4.1.2 Capacidad de almacenamiento en tanques de GNL

España, por razones históricas y de ubicación geográfica es, de los grandes consumidores de gas natural, y tras Japón y Corea, el país con una mayor participación del GNL en la composición de su aprovisionamiento.

El esquema de aprovisionamiento vía GNL-BUQUE-PLANTA de regasificación frente al gasoducto internacional supone las siguientes ventajas:

- Diversificación de los orígenes de los suministros, al poder transportarse desde cualquier planta de licuefacción, frente a un gasoducto condicionado a sus campos de producción. Esta característica ha quedado de manifiesto en los problemas de abastecimiento de parte de la Europa Comunitaria desde Rusia/Ucrania.
- Posibilita la competencia al facilitar la concurrencia de nuevos comercializadores/suministradores, frente a los acuerdos cerrados precisos para hacer frente a una gran inversión a muy largo plazo en gasoductos internacionales. Este aspecto ha sido una de las claves del éxito en la liberalización del Sistema español – todos los nuevos entrantes han sido importadores de GNL que pudieron empezar con cantidades discretas.
- Rapidez en la reacción ante fallos de origen de aprovisionamiento al poder dirigir el elemento de transporte, el buque metanero, a fuentes de suministro alternativo. Indisponibilidades prolongadas en plantas argelinas, nigerianas y cataríes (hasta ahora) no han supuesto ningún problema real en el abastecimiento de gas natural para España.

En el caso español, el desarrollo de un Sistema Gasista muy apoyado en las plantas de regasificación ha supuesto dos ventajas adicionales:

1. **Almacenamiento alternativo** ante la carencia de suficientes yacimientos/almacenamientos subterráneos debido a nuestra configuración geológica. La dependencia del exterior en el caso de suministros por gasoductos sin almacenamientos interiores suficientes resulta un gran riesgo.
2. **La facilidad y rapidez de variación de la emisión** desde las plantas de regasificación ha contribuido a facilitar implantación de una capacidad de generación eléctrica de fuentes renovables no gestionables, al poder atender sin restricciones la demanda de los CTCC's que actúan, en algunos casos, como back up de estas energías.

El cumplimiento de los criterios de diseño de capacidad de almacenamiento en tanques que recoge el apartado 1.2.2. implica una capacidad de almacenamiento equivalente a 9 días de autonomía de su capacidad nominal de producción en las plantas ubicadas en el Mediterráneo y 11 días de autonomía de su capacidad nominal de producción en las plantas ubicadas en el Cantábrico o Atlántico.

La situación de los tanques incluidos en la Planificación 2008-2016 a 31-dic-2010 queda de la siguiente forma:

Unidad: m³ GNL		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Escenario BASE	Δ TK's	220.000		300.000	150.000						
		+ 8º BCN + 4º SAG - 80.000 BCN		+ 2 Musel	+ 3er Bilbao						
	TOTAL	3.077.000	3.077.000	3.377.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000
Categoría R	Δ TK's		150.000	150.000		300.000			150.000		
			+ 5º SAG	+ 3er Musel		+ 4º Musel 6º HUE			+ 4º Bilbao		
	TOTAL	3.077.000	3.227.000	3.677.000	3.827.000	4.127.000	4.127.000	4.127.000	4.277.000	4.277.000	4.277.000

Tabla 13: Situación capacidad tanques GNL incluidos en la Planificación 2008-2016 tras aprobarse el Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte 2010

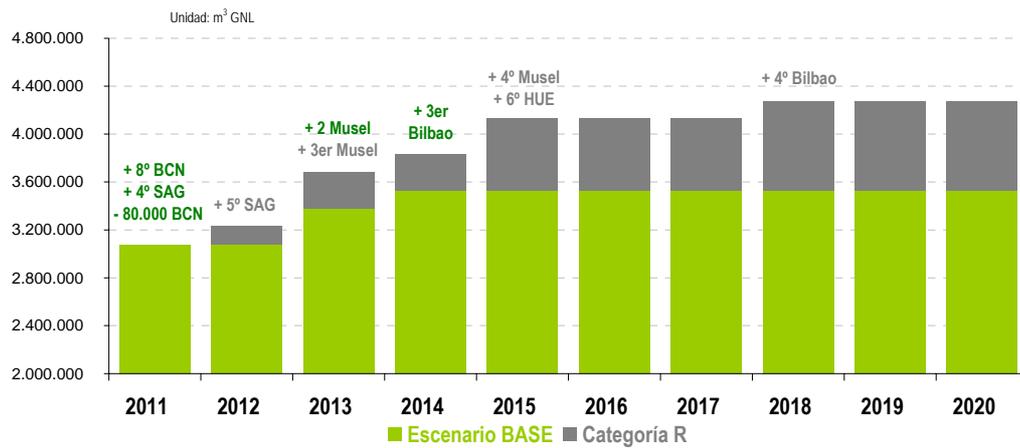


Figura 14 Situación de los tanques incluidos en la Planificación 2008-2016 tras aprobarse el Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte 2010

Con la capacidad de emisión de las plantas de regasificación detallado en el apartado 4.3.4.1.1, sin condicionantes (es decir, sin tener en cuenta la ampliación de Sagunto y la ampliación de Bilbao), los días de autonomía de cada planta de regasificación en el año 2020 se presentan en la siguiente tabla:

		Barcelona	Sagunto	Cartagena	Huelva	Mugardos	Musel	Bilbao
Capacidad de emisión	(Nm³/h)	1.950.000	1.000.000	1.350.000	1.350.000	412.800	800.000	1.000.000
Capacidad de almacenamiento	(m³ GNL)	680.000	600.000	587.000	610.000	300.000	300.000	450.000
Días de autonomía	(días)	8	14	10	10	16	8	10

Tabla 14 Días de autonomía de las Plantas de Regasificación con los tanques del Escenario BASE. Año 2020

Por tanto, para alcanzar los días de autonomía que establecen los criterios de diseño de capacidad de almacenamiento, son necesarios los siguientes refuerzos en tanques:

		Barcelona	Sagunto	Cartagena	Huelva	Mugardos	Musel	Bilbao
Capacidad de emisión	(Nm ³ /h)	1.950.000	1.000.000	1.350.000	1.350.000	412.800	800.000	1.000.000
Capacidad de almacenamiento	(m ³ GNL)	830.000	600.000	587.000	760.000	300.000	450.000	450.000
Días de autonomía	(días)	9	14	10	12	16	12	10
Δ Tanques		+ 1 			+ 1 		+ 1 	

Tabla 15 Días de autonomía de las Plantas de Regasificación aplicando criterio de diseño por cada planta. Año 2020

Con objeto de no incrementar excesivamente el coste del Sistema y de conciliar el actual nivel de ocupación de los tanques de GNL con el cumplimiento de los criterios de diseño establecidos y los desarrollos de AASS previstos, se contabiliza el número de días de autonomía de las plantas, de forma que el cumplimiento del criterio se aplique a la zona Mediterráneo y a la zona Cantábrico-Atlántico contabilizando todas las plantas de cada zona de forma conjunta. De esta forma la capacidad de almacenamiento necesario en tanques de GNL es:

		Zona Mediterráneo			Zona Cantábrico-Atlántico			
		Barcelona	Sagunto	Cartagena	Huelva	Mugardos	Musel	Bilbao
Capacidad de emisión	(Nm ³ /h)	1.950.000	1.000.000	1.350.000	1.350.000	412.800	800.000	1.000.000
Capacidad de almacenamiento	(m ³ GNL)	680.000	600.000	587.000	610.000	300.000	450.000	450.000
Días de autonomía	(días)	9,5			11			
Δ Tanques							+ 1 	

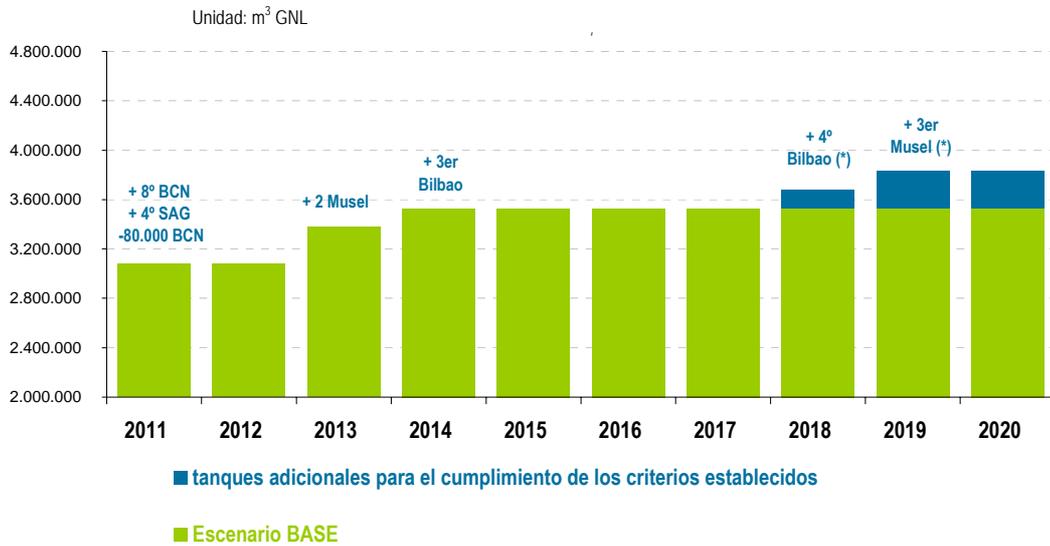
(*) 3º Tanque de Musel condicionado a la utilización de la planta de Musel en los siguientes términos: capacidad de emisión punta (superior a 600.000 m³(n)/h) y un factor de utilización medio igual o superior al 45% a tres años vista.

Tabla 16 Días de autonomía de las Plantas de Regasificación aplicando criterio de diseño por cada zona

Es decir, se requiere un tanque en Musel para cumplir con los criterios de autonomía en tanques. Si bien, debido a la incertidumbre existente en este momento sobre el futuro grado de utilización de las plantas en el horizonte 2020, especialmente de la última planta puesta en marcha, el tercer tanque de Musel se desarrollará condicionado a la confirmación, dentro del horizonte de la Planificación 2012-2020, de la utilización de la Planta de Musel por encima de un determinado nivel: si existe una previsión, con un horizonte no superior a 3 años, de emisión punta de la planta superior a 600.000 Nm³/h en el escenario CENTRAL de demanda y se constata una utilización anual de esta planta superior al 45% a tres años vista, el tanque de Musel deberá pasar de Categoría B a Categoría A.

En caso de acometer el incremento de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h, condicionado a la 3ª Interconexión, se requeriría un tanque adicional en dicha planta para cumplir con los criterios de autonomía en plantas.

A continuación, se muestra un gráfico que contempla los tanques que se requieren en el Sistema –es decir, el tercer tanque de Musel y el cuarto tanque de Bilbao- en caso de confirmar los condicionantes anteriormente mencionados:



(*) 4º tanque de Bilbao condicionado a la ampliación de emisión a 1.200.000 Nm³/h de Bilbao

(*) 3º tanque de Musel condicionado a la utilización de la planta de Musel por encima de un determinado nivel

Figura 15 Tanques GNL necesarios para el cumplimiento de los criterios de diseño establecidos. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

En conclusión, la nueva capacidad de almacenamiento adicional (al escenario BASE) de tanques de GNL a desarrollar en el sistema en el horizonte 2012-2020 es la siguiente:

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CARACTERÍSTICAS	DETALLE FUNCIONALIDAD
	TK GNL (m³ GNL)	
3º Tanque Musel	150.000	Cumplimiento de criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL. Condicionado a la utilización de la Planta de Musel por encima de un determinado nivel
4º Tanque Bilbao	150.000	Cumplimiento de criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL. Condicionado al desarrollo de la ampliación de la Planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 17 Capacidad de almacenamiento de tanques GNL adicional en 2020

Una vez identificadas y determinadas las necesidades de almacenamiento en tanques de GNL, resulta necesario cuantificar la contribución que puede asumir la capacidad de almacenamiento de GNL para dar cobertura a:

1. Existencias mínimas de seguridad en Plantas de Regasificación..*
2. Existencias necesarias para la modulación diaria.

* Como referencia se considera el documento IT-CPC-P02 (08/2009) "Criterios para la determinación de las existencia mínimas de seguridad en Planta de Regasificación".

3. Capacidad suficiente para flexibilidad en la descarga de buques.

1. Existencias de seguridad

Las existencias de seguridad en plantas de regasificación reflejan los niveles mínimos de GNL a mantener en los tanques de cada una de las Plantas, que han de tenerse en cuenta para la programación y ser respetados en todo momento -en situaciones de operación normal- para garantizar la seguridad del Sistema.

Existen tres tipos de niveles de seguridad a considerar en las plantas:

- a) Las existencias a satisfacer debido a las necesidades técnicas-operativas asociadas a cada infraestructura: *Talones de tanques en Plantas de Regasificación.*
- b) Las existencias mínimas necesarias equivalentes a tres días de utilización de las entradas mínimas establecidas para cada infraestructura y la producción equivalente a cinco días de carga de cisternas (EMEM)

$EMEM = 3 \text{ días} * \text{MAX}(\text{Mínimo Técnico, Entradas Mínimas Zonales}) + 5 \text{ días} * \text{Carga de Cisternas.}$

donde:

- El mínimo técnico se define como el nivel mínimo de GNL necesario en tanques para salvaguardar su correcta operación y funcionamiento.
 - Las entradas mínimas zonales de una planta son aquellas que se necesitan desde una planta de regasificación para que, maximizando las entradas desde las zonas adyacentes, se cubra el 100% de la demanda de dicha zona.
- c) Las existencias requeridas en el Plan de Actuación Invernal para cada instalación, que se analizarán y publicarán anualmente antes del inicio de la campaña de invierno (EMPI)

De acuerdo con lo anterior, las existencias mínimas de seguridad en Plantas de Regasificación se calculan como:

Existencias Mínimas de Seguridad = Talón + máximo (EMEM , EMPI)

De esta forma, en el caso de una incidencia sobrevenida que no permitiera la descarga de buques programados o en caso de roturas en el gasoducto de transporte que dejaran aislada una zona del resto del sistema durante el invierno, las existencias mínimas de seguridad a asegurar por la terminal vienen definidas por el Plan Invernal (EMPI), cuyas necesidades de almacenamiento son mayores a las definidas por entradas mínimas (EMEM).

Sin embargo, durante el verano las existencias mínimas vienen definidas por EMEM (apartado b) considerandose limitante asegurar las entradas mínimas en el sistema de 3 días de entradas mínimas en plantas mas 5 días de Carga de Cisternas,

2. Existencias de modulación diaria

Los tanques de GNL deben disponer de capacidad suficiente para asumir parte de la modulación diaria de la demanda. La modulación no asumida por los tanques de GNL sería asumida por los AASS.

Con objeto de optimizar el uso de la capacidad existente en tanques de GNL y minimizar la necesidad de desarrollo de nuevas infraestructuras de almacenamiento, se maximiza la contribución de los tanques de GNL para dar cobertura a la modulación diaria, tanto doméstico-comercial como eléctrica.

Modulación doméstico- comercial: capacidad para asumir incrementos de demanda atribuible al mercado D/C por dos olas de frío de 15 días de duración.

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
fecha		día más frío de los 20 últimos años										
Temp. media diaria		←-----> -0,4 °C ----->										
Temp. media últimos 3 días		←-----> 3,9 °C -----> registrado el 22-dic-2001										
Temp.Normal		←-----> 7,8 °C ----->										
GRUPO 3	nº clientes Grupo 3 en miles	7.304	7.468	7.637	7.851	8.086	8.332	8.584	8.853	9.123	9.425	
	grupo 3 "normal" GWh/día	383	391	400	411	424	436	449	463	478	493	
	incremento por ola de frío GWh/día	200	205	209	215	222	228	235	243	250	258	
Indus.	industrial "normal" GWh/día	656	685	713	743	752	756	765	769	772	777	
	convencional punta TEÓRICA	1.239	1.281	1.323	1.369	1.398	1.420	1.450	1.475	1.500	1.528	
	Factor de Carga (punta / media anual)	1,68	1,69	1,69	1,71	1,71	1,71	1,72	1,73	1,75	1,77	

La capacidad del almacenamiento en tanques debería asumir la contribución máxima posible del incremento debido a dos olas de frío

Tabla 18 Incremento de demanda convencional por ola de frío

Modulación sector eléctrico: capacidad para afrontar la variabilidad diaria derivada del funcionamiento de los CTCC's como consecuencia de la variación de la producción con energías renovables. Debido al carácter vinculante de la programación mensual de buques, se calcula la variabilidad media mensual que puede tener la generación con energías renovables y que impactaría directamente en una menor generación a partir de CTCC's y, como consecuencia, en un mayor almacenamiento de GNL/GN en tanques y AASS.

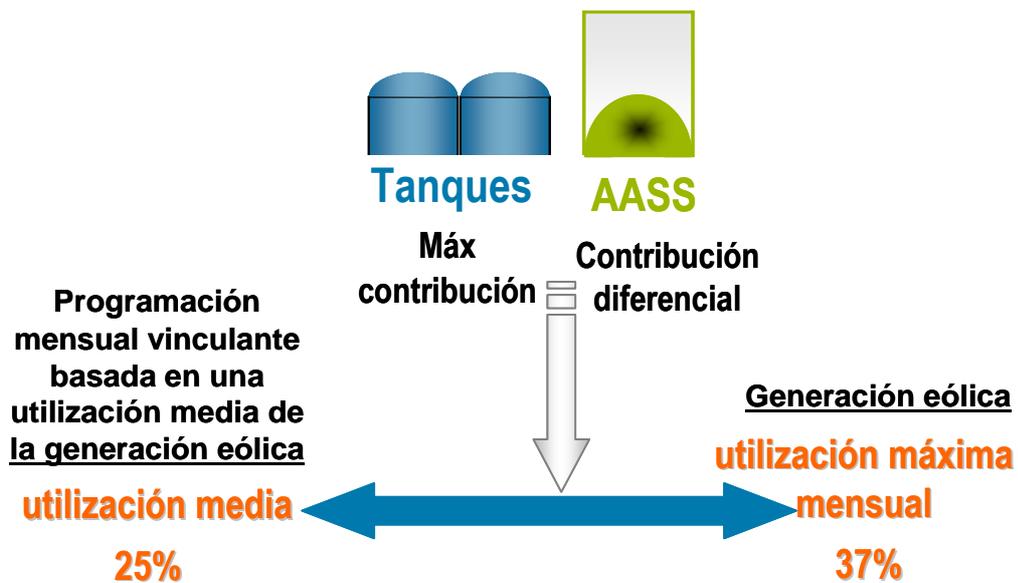


Figura 16 Variación de la demanda Sector eléctrico por variabilidad de generación con energías renovables

3. Flexibilidad descarga de buques

Dentro del Sistema Gasista español, 5 de las 7 plantas dispondrán (en 2020) de muelles de descarga que puedan albergar buques Q-flex y Q:

- ✓ Barcelona, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Musel.
- ✗ Mugaridos y Huelva

Debería garantizarse una flexibilidad en los tanques suficiente para permitir la descarga de:

- Buques Q-max: Al menos en 3 de plantas.
- Buques Q-flex: Al menos en 2 plantas.
- Buques convencionales 140.000 m³ GNL: En 2 plantas.

El análisis cuantitativo de cada uno de los tres conceptos anteriores aparece recogido en la siguiente tabla:

Unidad: m ³ GNL		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Capacidad existencias de seguridad	647.600	724.656	729.460	772.835	798.356	818.618	835.420	857.734	881.897
2	Capacidad existencias de Modulación	682.470	878.414	1.010.110	966.735	941.214	920.952	1.040.650	1.154.836	1.130.673
	contribución máxima a la modulación	47%	59%	65%	60%	56%	53%	57%	61%	58%
	Modulación D/C	423.876	537.654	611.254	579.934	558.837	542.418	609.439	671.444	654.026
	Modulación sector eléctrico	258.593	340.760	398.856	386.800	382.377	378.534	431.212	483.391	476.648
3	Capacidad Flexibilidad Descarga Buques	1.470.000	1.470.000	1.470.000	1.470.000	1.470.000	1.470.000	1.470.000	1.470.000	1.470.000
	3 x Qmax 263.000 - 266.000 m ³	750.000	750.000	750.000	750.000	750.000	750.000	750.000	750.000	750.000
	2 x Offlex 210.000 - 216.000 m ³	420.000	420.000	420.000	420.000	420.000	420.000	420.000	420.000	420.000
	2 x Buques convencionales ~150.000 m ³	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
4	Talón (9%)	276.930	303.930	317.430	317.430	317.430	317.430	330.930	344.430	344.430
	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
	Capacidad necesaria (9 y 11 días)	3.077.000	3.377.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000	3.677.000	3.827.000	3.827.000

↓
Contribución máxima posible de la modulación diaria asumible por los tanques de GNL existentes/previstos

Tabla 19 Análisis cuantitativo de capacidad mínima necesaria en tanques de GNL. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW.

Los resultados anteriores confirman que el incremento de tanques previsto en esta Planificación en cumplimiento con el criterio de diseño (análisis zonal) resulta suficiente para cubrir las necesidades de existencias de seguridad, modulación diaria y flexibilidad en la descarga. La máxima contribución posible para mitigar la modulación diaria oscila entre 50% y 60% y la modulación diaria restante, será asumida por los AASS.

4.3.4.1.3 Capacidad de transporte

La capacidad de transporte en el Sistema debe ser suficiente para garantizar el cumplimiento de los criterios de diseño establecidos en el Capítulo Criterios de diseño de los gasoductos de transporte, viniendo definida la necesidad de nuevas infraestructuras de transporte por la identificación de limitaciones en el Sistema que impiden el cumplimiento de estos criterios.

A) Cobertura de la demanda punta

En 2020, en situaciones de punta invernal, se observa una serie de limitaciones de transporte en el Sistema, que dan lugar a los siguientes refuerzos:

1. Incremento de capacidad de transporte en los ramales de suministro a Pamplona mediante el gasoducto Puente de la Reina-Muruarte de Reta y la Duplicación Sansoain-Lumbier. Con la incorporación de estos gasoductos se evita que la presión de aspiración de la estación de compresión de Navarra, asociada a importaciones o exportaciones a través de Larrrau, pueda comprometer la presión mínima de entrega en Egües y Beirriain, respectivamente.

2. Repotenciación y retapado de la estación de compresión de Almendralejo para permitir un funcionamiento versátil, que combina el transporte por Ruta de la Plata con distintos niveles de exportación por Badajoz.

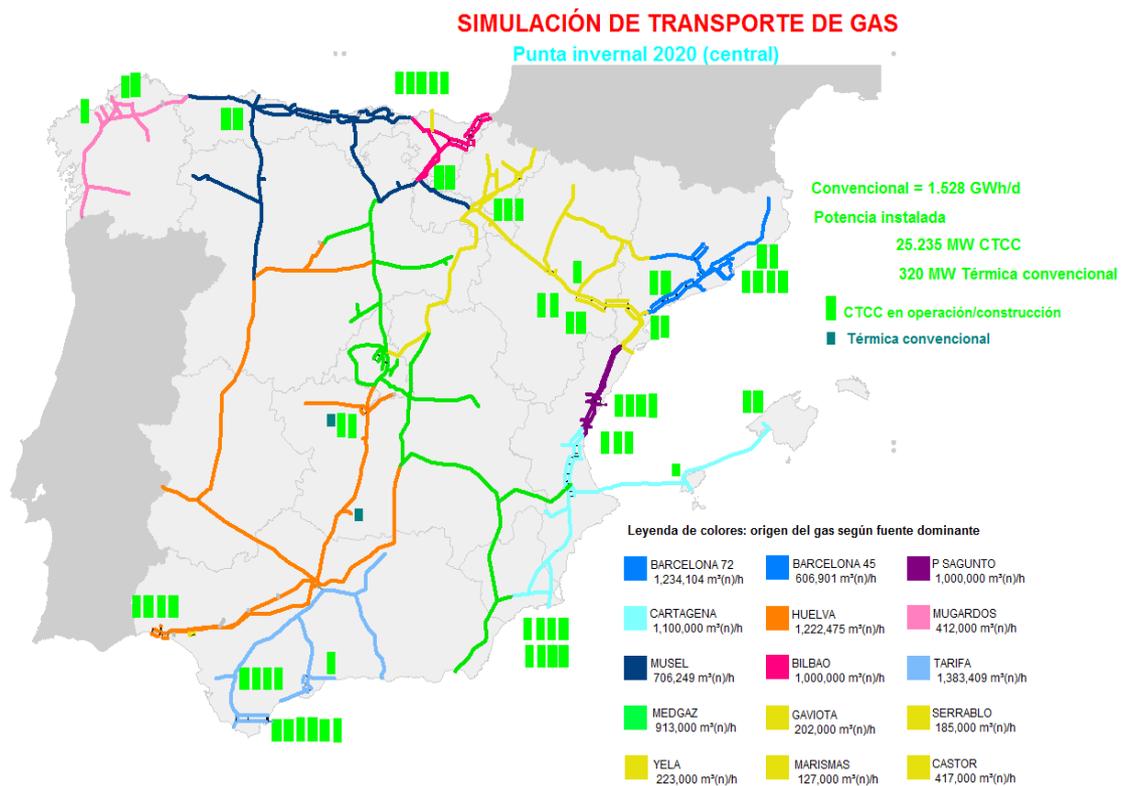


Figura 17. Año 2020. Cobertura de la demanda punta. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

En resumen, la relación de infraestructuras de transporte necesarias en 2020 para la cobertura de la punta son:

- ✓ Gasoducto Puente la Reina- Muruarte de Reta
- ✓ Duplicación Sansoáin- Lumbier
- ✓ Reetapado y Repotenciación EC Almendralejo

B) Cobertura de la demanda en caso de fallo total de un punto de entrada

B1) Criterio (N-1) Nacional

El Sistema de transporte debe estar definido conforme al criterio establecido para permitir hacer frente al fallo total de cualquiera de las entradas.

En 2020, en condiciones de demanda laborable invernal en vulnerabilidad (N-1) de planta de Mugaridos, la capacidad de transporte en la zona noroeste es insuficiente para dar cobertura a la totalidad de la demanda de la zona, dando lugar al corte de suministro a los 3 CTCC's de Galicia.

Con las hipótesis de funcionamiento de las centrales de generación en 2020, si se pretende garantizar el suministro a los CTCC's de Galicia es necesario el desarrollo de los gasoductos entre Lugo y Zamora: Lugo – Villafranca del Bierzo, Villafranca del Bierzo – Castropodame, y Castropodame – Zamora, así como la ampliación de la estación de compresión de Zamora.

Dado que el suministro de estos CTCC's se puede llevar a cabo a partir de otro combustible alternativo al gas natural, no sería necesario el desarrollo de ninguna infraestructura adicional, garantizando aún así el 100% de la demanda convencional en situación de día laborable invernal excepto, en su caso, la demanda interrumpible existente, así como el suministro a un mínimo del 90% de los ciclos combinados considerados como necesarios para la cobertura de la demanda eléctrica.

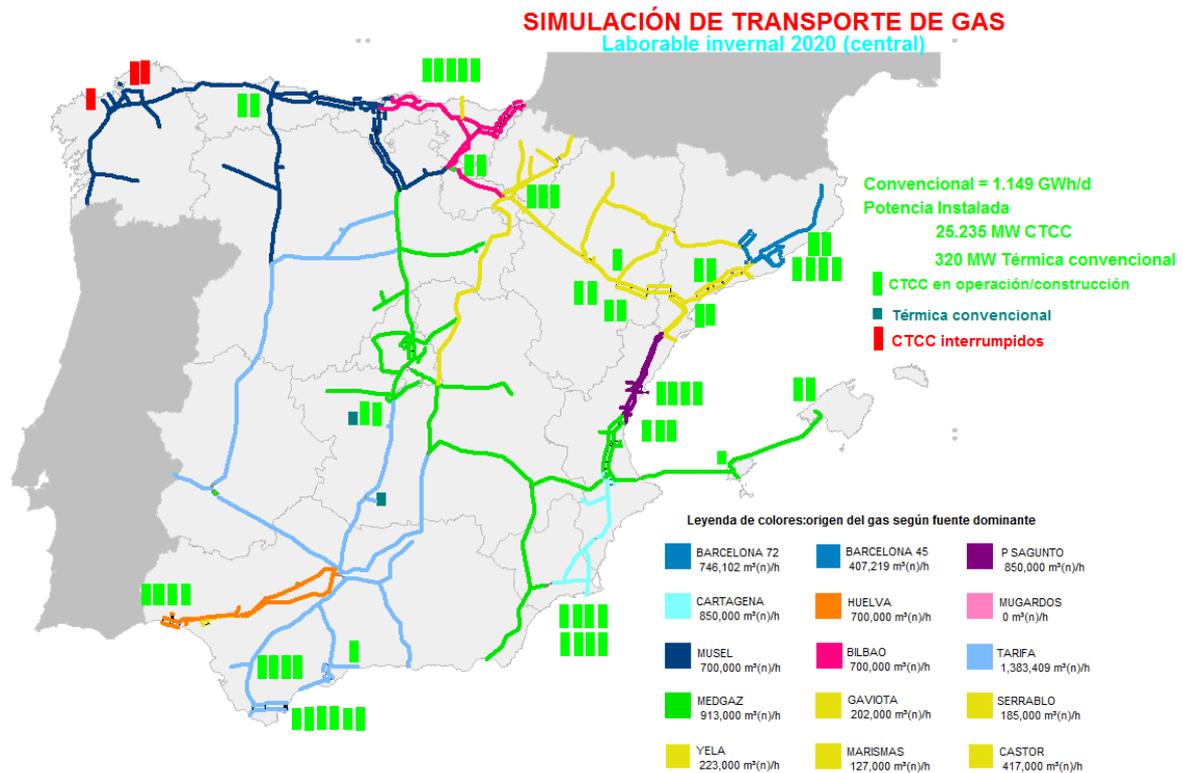


Figura 18. Año 2020. Vulnerabilidad (N-1) planta de Mugarodos. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

B2) Criterio (N-1) Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro

El Reglamento (UE) nº 994/2010 es de aplicación al fallo total de la planta de Barcelona.

En condiciones normales de operación, desde esta planta se suministra toda la demanda del área de Cataluña, de modo que sustituir la producción de esta planta supone invertir todos los flujos normales de gas, transportando hasta Tivissa en sentido noreste el caudal equivalente a la demanda de Cataluña. Este caudal deberá ser aportado desde los ejes de Levante y Valle del Ebro.

Como resultado de las simulaciones del Sistema ante el fallo total de la Planta de Barcelona para el año 2020, se concluye que existen dos limitaciones de transporte que no permiten la total cobertura de la demanda de Cataluña:

1. Por un lado, la capacidad de transporte por el Valle del Ebro, con la infraestructura del escenario BASE, resulta insuficiente para transportar el gas necesario que permitan dar cobertura a la totalidad de la demanda de Cataluña.

2. Por otro lado, la capacidad de transporte en el tramo comprendido entre las estaciones de compresión de Tivissa y Arbós resulta también insuficiente para atender la demanda de la zona de Barcelona-Martorell-Gerona y Barcelona-Martorell-Arbós.

De no acometer ningún refuerzo adicional en estos tramos, se estima una demanda no atendida en los tramos Barcelona-Martorell-Gerona y Barcelona-Martorell-Arbós valorada en 500.000 Nm³/h en 2020.

Los refuerzos que serían necesarios llevar a cabo para poder cubrir la totalidad de la demanda de la zona, serían:

1. Duplicación del actual gasoducto entre Villar de Arnedo y Castelnou (quedando así completa su duplicación hasta Tivissa) y la ampliación de las estaciones de compresión de Zaragoza y Haro para permitir el transporte del gas necesario por el Valle del Ebro hasta Tivissa
2. Triplicación del gasoducto Tivissa – Arbós para ampliar la capacidad de transporte en este tramo.

Por último, resulta necesario realizar ampliaciones en los sistemas auxiliares de la estación de compresión de Tivissa, esenciales para mantener de forma sostenida el elevado caudal a vehicular, que permite, ante la vulnerabilidad (N-1) de Barcelona, la utilización del turbocompresor de reserva de la estación.

Con las infraestructuras definidas, resultado de la simulación del Sistema ante el fallo total de planta de Barcelona, y en el supuesto de que no haya restricciones adicionales para la disponibilidad de GNL en el resto de plantas de regasificación, se puede garantizar la cobertura total de la demanda convencional un día punta invernal y, en simultáneo, al 100% de las centrales generadoras de electricidad con gas natural definidas como necesarias para la cobertura de la demanda eléctrica.

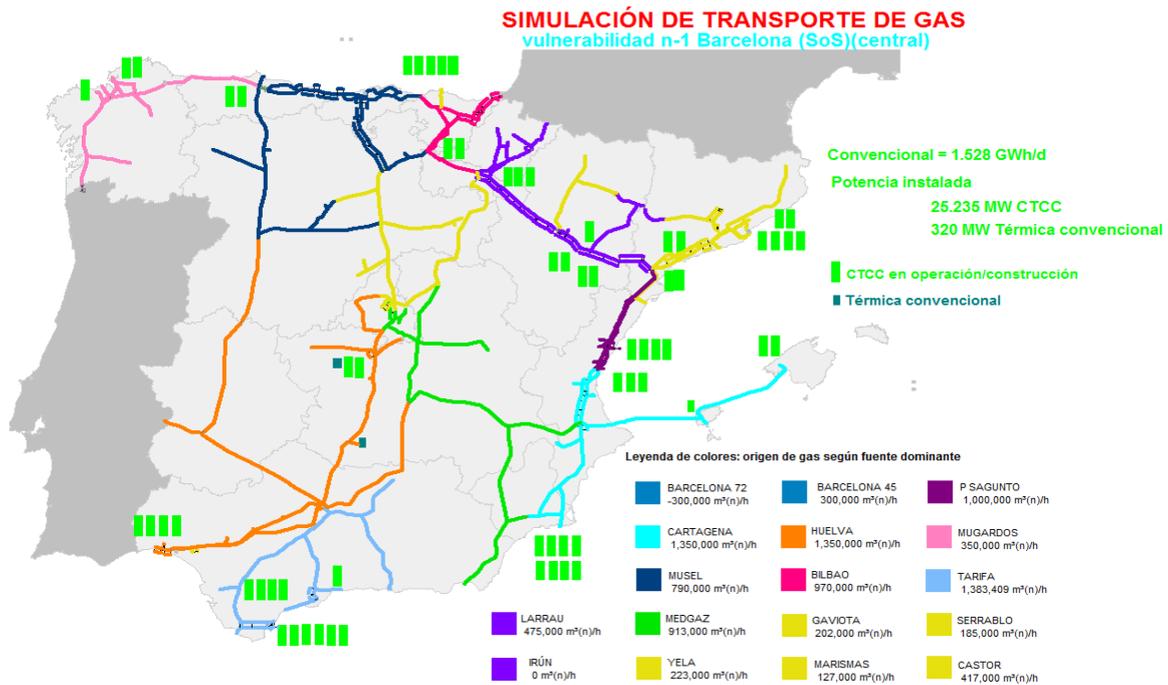


Figura 19. Año 2020. Vulnerabilidad (N-1) planta de Barcelona. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

A continuación se muestra la relación de infraestructuras de transporte necesarias en 2020 para la cobertura de la demanda en caso de fallo total de un punto de entrada:

- ✓ Duplicación Castelnou- Villar de Arnedo
- ✓ Ampliación EC Zaragoza
- ✓ Ampliación EC Haro
- ✓ Nuevo gasoducto Tivissa- Arbós
- ✓ Sistemas auxiliares EC Tivissa

C) Operación Normal

Conforme a los criterios de diseño mencionados en el capítulo 4.2, el Sistema ha sido dimensionado para que en condiciones de demanda punta y fallo total de una de las entradas sea posible cubrir la demanda específica en cada caso, evacuando la producción nominal total de las entradas restantes.

Se incorpora la interconexión Los Rábanos que conecta el gasoducto Yela-Villar de Arnedo con el ramal a Soria, incrementando el mallado del sistema y garantizando la seguridad de suministro de la zona.

D) Cobertura de la demanda punta estival

En 2020 en condiciones de demanda punta estival, y para la correcta integración en el Sistema de la ampliación de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h (en caso de desarrollo de la 3ª

Interconexión con Portugal) es necesaria la duplicación del gasoducto Arrigorriaga-Lemona (43X).

Por lo tanto, la infraestructuras de transporte necesaria para la cobertura de la demanda punta estival, (en caso de que se acometa la ampliación de la planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h), es:

- ✓ Duplicación Arrigorriaga-Lemona (43X)

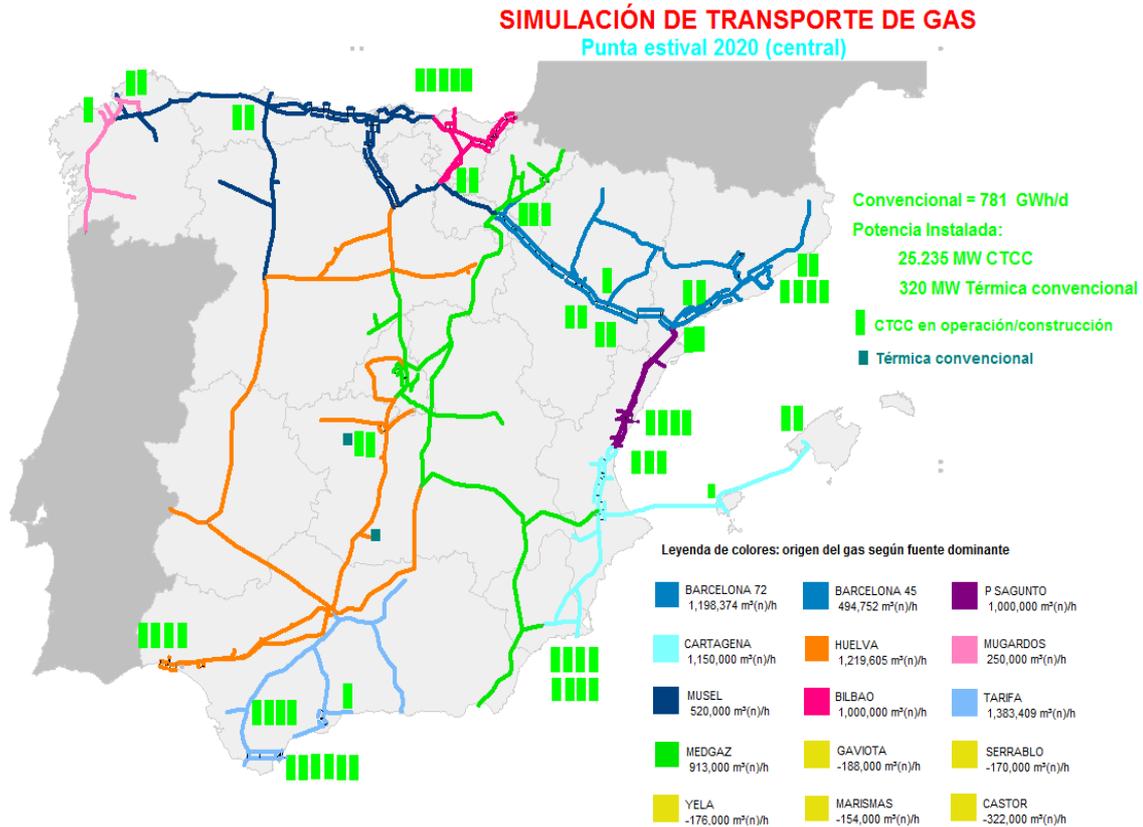


Figura 20. Año 2020. Cobertura de la demanda punta estival. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

E) Inyección y extracción nominal de los almacenamientos subterráneos.

En 2020 en condiciones de demanda laborable estival, es necesaria la duplicación del gasoducto Bermeo-Lemona para mantener una presión adecuada para la inyección en Gaviota.

Así pues, la infraestructuras necesarias en 2020 para la inyección y extracción nominal de los almacenamientos subterráneos:

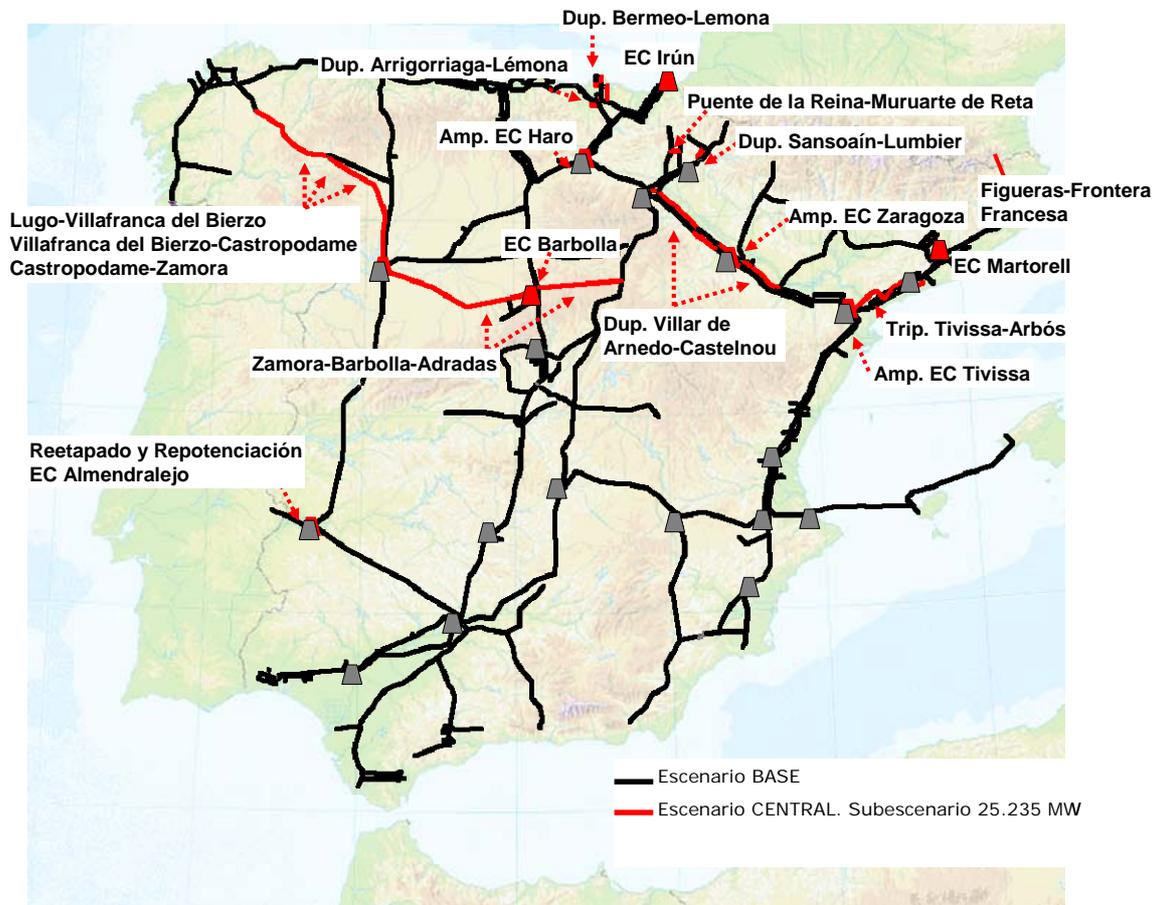
- ✓ Duplicación Bermeo- Lemona

Por último, y tal y como se verá en el capítulo de Conexiones Internacionales, cabe mencionar que, en función de la construcción de la 3ª interconexión con Portugal y de la capacidad de la misma, podrías precisarse las siguientes infraestructuras:

- ✓ Gasoducto Lugo-Zamora
- ✓ Gasoducto Zamora-Barbolla-Adradas
- ✓ Ampliación de la EC de Zamora
- ✓ Nueva EC en La Barbolla

El gasoducto Zamora-Barbolla-Adradas y la nueva estación de compresión de la Barbolla, son funcionalmente similares al gasoducto Zamora-Algete y a la ampliación de la estación de compresión de Algete, que habiendo sido incluidos en Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 con categoría R, tras la aprobación del Programa Anual, han sido finalmente descartados dado que su mayor impacto ambiental, en el paso de Somosierra, impediría una futura duplicación del gasoducto Algete-Burgos. Si bien el trazado del tramo Barbolla-Adradas podría ser modificado a Barbolla-Yela o cualquier punto intermedio entre Yela y Adradas que desde el punto de vista de transporte, ingeniería y medioambiente suponga una mejor solución que el propuesto en esta planificación.

En la Figura 21 se muestran de forma esquemática los refuerzos de transporte necesarios en 2020.



Nota: este mapa incluye las futuras infraestructuras asociadas a CI

Figura 21. Infraestructuras de transporte necesarias. Categorías A y B. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW. Año 2020

Además de gasoductos de transporte y estaciones de compresión, son necesarios otros elementos de transporte para asegurar el correcto funcionamiento del Sistema y la optimización del mismo, como son las válvulas controladoras de presión o presostatos, las válvulas controladoras en línea y las válvulas controladoras de presión/caudal en nudo.

Finalmente, se muestra una tabla resumen con las infraestructuras de transporte necesarias en el año 2020 para el cumplimiento de los criterios definidos en el apartado Criterios de diseño de los gasoductos de transporte

GASODUCTOS	CARACTERÍSTICAS			DETALLE FUNCIONALIDAD
	Km	bar	"	
Puente la Reina-Muruarte de Reta	20	80	14	Para eliminación de saturación del ramal a Beriain en caso de exportación por Larrau
Duplicación Sansoain-Lumbier	14	80	8	Para eliminación de saturación del ramal a Egües en caso de importación por Larrau
Villafranca del Bierzo-Castropodame	30	80	30	Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura
Lugo-Villafranca del Bierzo	90	80	30	Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura
Castropodame-Zamora	170	80	26	Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura
Dup. Castelnou-Villar de Arnedo	214	80	26	Cobertura de la demanda en caso de n-1
Nuevo gasoducto Tivissa-Arbós	114	80	30	Cobertura de la demanda en caso de n-1
Zamora-Barbolla-Adradas	307	80	32	Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura
Duplicación Arrigorriaga-Lemona	15	80	26	Integración en el Sistema ampliación de Bilbao a 1.200.000 Nm ³ /h
Interconexión los Rábanos	3	80	16	Conexión gasoducto Yela-Villar de Arnedo con gasoducto Aranda-Soria
Duplicación Bermeo-Lemona	32	80	26	Inyección adecuada en el AASS Gaviota

Planificación 2008-2016

Planificación 2012-2020

Tabla 20. Infraestructuras de transporte necesarias en 2020. Categorías A y B. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

ESTACIONES DE COMPRESIÓN	CARACTERÍSTICAS		DETALLE FUNCIONALIDAD
	Grupos	kW	
Reetapado y Repotenc EC Almendralejo			Incremento de la versatilidad en la operación de la EC Almendralejo
ampliación ZAMORA	(3+1)	33.500	Desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal
ampliación ZARAGOZA	(3+1)	18.000	Cobertura de la demanda en caso de n-1
ampliación HARO	(2+1)	34.500	Cobertura de la demanda en caso de n-1
Sistemas auxiliares EC Tivissa			Cobertura de la demanda en caso de n-1
EC La Barbolla	(2+1)	20.000	Desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal

Planificación 2008-2016

Planificación 2012-2020

Tabla 21. Estaciones de compresión necesarias en 2020. Categorías A y B. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

4.3.4.1.4 Capacidad de almacenamiento subterráneo necesaria

Capacidad Operativa de AASS

El desarrollo de capacidad de almacenamiento subterráneo es esencial para garantizar la seguridad de suministro del Sistema Gasista y energético español dentro del Sistema Europeo.

El Sistema Gasista español dispone en la actualidad de una capacidad útil* de almacenamiento en torno al 7% de la demanda anual (la capacidad operativa es inferior al 5% de la demanda anual), valor considerablemente inferior a la media europea que se sitúa aproximadamente en el 16% de capacidad operativa respecto a la demanda anual.

Adicionalmente a esta escasez, se añade la limitada capacidad de extracción existente en el Sistema Gasista, requiriéndose más de 190 días para poder extraer la totalidad del volumen útil, valor que reduce notablemente la flexibilidad de operación de los almacenamientos subterráneos.

De conformidad con el apartado de criterios de diseño de los almacenamientos subterráneos, la capacidad operativa de los almacenamientos subterráneos incluidos en la Planificación 2012-2020 debe ser suficiente para dar cobertura a las necesidades recogidas en la Figura 22.

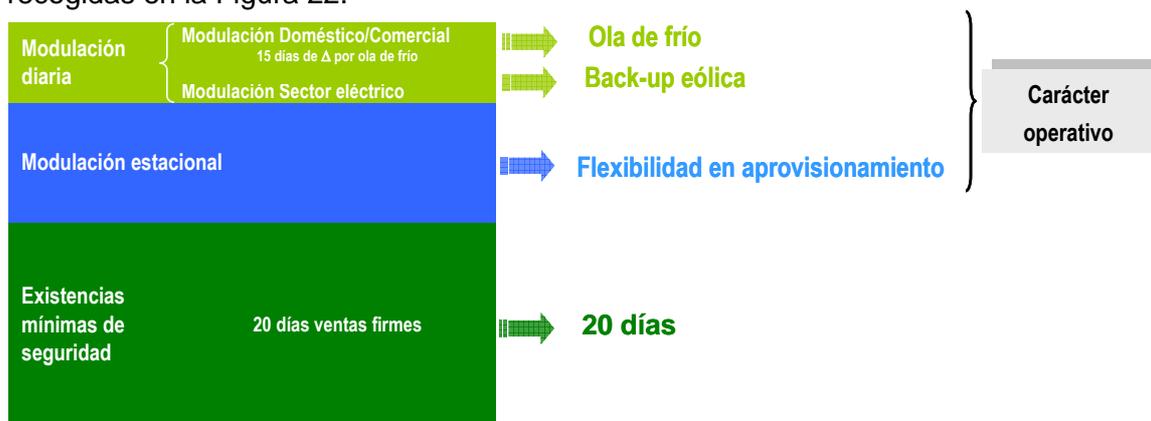


Figura 22 Tipos de existencias en almacenamientos subterráneos

1. Existencias mínimas de seguridad

Con las previsiones de demanda establecidas para el periodo de Planificación 2012-2020, y de acuerdo con el Real Decreto 1766/2007 por el que se establece que las existencias mínimas de seguridad de gas natural deberán ser de 20 días de las ventas firmes del año natural anterior, resulta una capacidad necesaria de AASS de 22.845 GWh en el año 2012 y de 26.046 GWh en el 2020.

* La Capacidad o Volumen Útil es superior a la Capacidad o Volumen operativo ya que incluye 1/3 del gas colchón de compleja extracción por medios mecánicos y dedicado, en exclusiva, a existencias para situaciones de emergencia

2. Existencias de modulación estacional (Carácter Operativo)

Según IGU (*International Gas Union*), en un Sistema Gasista optimizado el Sistema de aprovisionamiento debería ser el siguiente:

1. La demanda no invernal debería ser suministrada por gas propio o por contratos de GN/GNL a largo plazo.
2. La demanda invernal debería ser atendida mediante almacenamientos subterráneos.
3. La demanda provocada por el frío extremo debería cubrirse a través de GNL spot, almacenamientos subterráneos o mediante herramientas de gestión de la demanda.

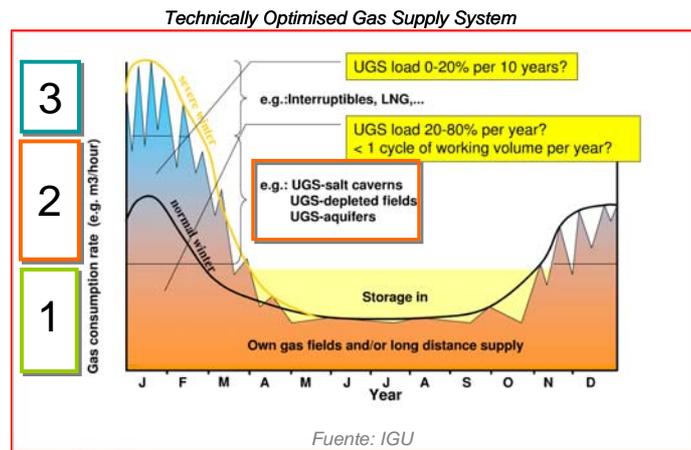


Figura 23 Sistema de aprovisionamiento técnicamente optimizado

Aplicando lo anteriormente expuesto al Sistema español, la demanda convencional invernal (en azul sólido) debería suministrarse a partir de almacenamientos subterráneos.

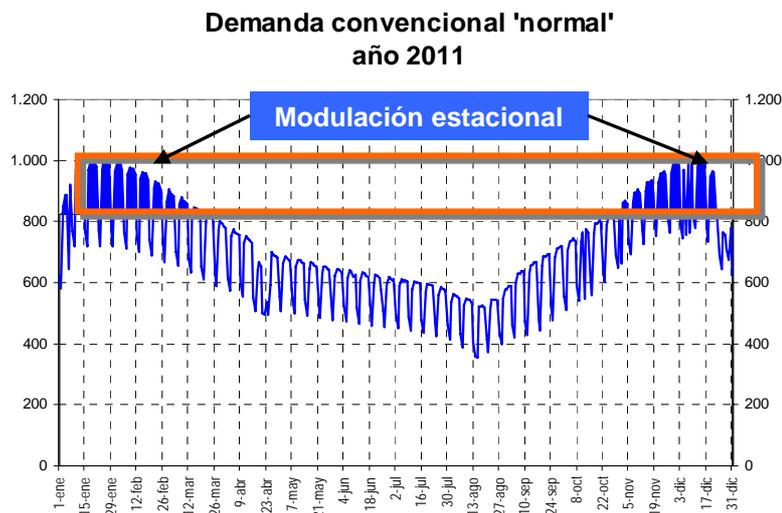


Figura 24 Modulación estacional provocada por el mercado Doméstico-Comercial

Con las previsiones de demanda convencional establecidas para el periodo de Planificación 2012-2020, resultaría necesaria una capacidad de 10.377 GWh para el año

2012 y de 11.821 GWh para el 2020, con el fin de dar cobertura a las existencias de modulación estacional.

3. Existencias de modulación diaria (Carácter Operativo)

Los almacenamientos subterráneos deben disponer de capacidad suficiente para paliar la modulación diaria de la demanda doméstico-comercial y eléctrica no asumida por los tanques de GNL (ver apartado 1.3.5.4. *Capacidad de almacenamiento en tanques de GNL*).

Por tanto, los almacenamientos subterráneos deberán dar cobertura a:

- **Modulación doméstico- comercial:** capacidad para asumir Δ de demanda atribuible al mercado D/C por dos olas de frío de 15 días de duración.
- **Modulación sector eléctrico:** capacidad para afrontar la variabilidad diaria derivada del funcionamiento de los CTCC's como consecuencia de la variación de la producción con energías renovables. Debido al carácter vinculante de la programación mensual de buques, se calcula la variabilidad media mensual que puede tener la generación con energías renovables y que impactaría directamente en una menor generación a partir de CTCC's y, como consecuencia, en un mayor almacenamiento de GNL/GN en tanques y AASS.

Para dar cobertura a las existencias de modulación diaria del sector Doméstico-Comercial se requiere una capacidad de almacenamiento subterráneo de 3.246 GWh en el año 2012 y de 3.260 GWh en el 2020. Asimismo para atender a la modulación del sector eléctrico es necesario disponer de una capacidad de almacenamiento subterráneo de 1.981 GWh en 2012 y de 2.376 GWh en 2020.

La evolución de capacidad operativa prevista con los almacenamientos subterráneos incluidos en el escenario BASE en el horizonte 2012-2020 se recoge en la siguiente tabla:

Unidad: GWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Volumen Operativo	27.397	29.923	40.704	43.431	46.041	48.628	51.106	52.067	52.945

Tabla 22 Evolución de la capacidad de almacenamiento operativo con los AASS del escenario BASE

La capacidad operativa prevista es suficiente para cubrir las necesidades de volumen operativo descritas anteriormente

Capacidad de extracción de AASS

Además de la capacidad de almacenamiento de los AASS, es necesario evaluar la capacidad de extracción y comprobar si ésta permite que cada uno de los tipos de existencias puedan cumplir la funcionalidad para la que han sido diseñadas, es decir, que puedan ser extraídas en el periodo utilizado para su cuantificación.

Existencias en AASS		Finalidad	Periodo máx extracción
Modulación diaria	Modulación Doméstico/Comercial 15 días de Δ por ola de frío	Demanda D/C ola de frío	30 días
	Modulación Sector eléctrico	Variabilidad eólica	30 días
Modulación estacional		Demanda D/C periodo invernal	Periodo invernal (151/152 días)
Existencias mínimas de seguridad 20 días ventas firmes		Seguridad del sistema gasista	20 días

Figura 25 Necesidades capacidad de extracción en almacenamientos subterráneos

Teniendo en cuenta que la capacidad de extracción es el punto más vulnerable del Sistema, se incluyen en esta Planificación todos los almacenamientos subterráneos contemplados en el escenario BASE y adicionalmente el incremento de la capacidad de extracción de Serrablo (capacidad de extracción total ~ 671 GWh/día).

Unidad: GWh/día		2012	...	2020
A	Existencias de seguridad	a extraer	22.845	26.046
	Capacidad extracción necesaria	en 20 días	1.142	1.302
B	Modulación estacional	a extraer	10.377	11.821
	Capacidad extracción necesaria	en 151/152 días	69	78
	Modulación diaria	a extraer	5.227	5.636
	Capacidad extracción necesaria sector D/C	en 30 días	108	109
	Capacidad extracción necesaria sector eléctrico		66	79
A+B	Capacidad Extracción necesaria 100% factor simultaneidad	GWh/día	1.385	1.568
	Capacidad de extracción prevista AASS 2012-2020	GWh/día	295	671
A	Capacidad Extracción necesaria Existencias de seguridad	GWh/día	1.142	1.302
B	Capacidad Extracción necesaria Existencias de modulación	GWh/día	243	266

Capacidad de extracción prevista << Capacidad de extracción necesaria

Tabla 23 Capacidad de extracción necesaria vs capacidad de extracción de los AASS 2012-2020

Suponiendo que se requiriese que los diferentes tipos de existencias se extrajeran simultáneamente, sería necesario una capacidad de extracción de 1.385 GWh/día para el año 2012 y de 1.568 GWh/día para el año 2020.

Tal y como se refleja en la tabla anterior, con este incremento, la capacidad de extracción prevista en el horizonte 2020 sería suficiente para garantizar, separadamente, la extracción de las existencias de modulación -diaria y estacional-, pero insuficiente para garantizar que las existencias de seguridad cumplan la funcionalidad para la que han sido diseñadas.

En consecuencia, si bien las existencias de seguridad y modulación definidas pueden ser cubiertas por el volumen operativo de los AASS considerados en el horizonte 2012-2020, la capacidad de extracción de los mismos resulta insuficiente para garantizar las necesidades del sistema; las existencias mínimas de seguridad establecidas en el RD 1766/2007 no podrían ser extraídas en 20 días, sino que se requerirían 64 días, es decir, durante los 20 días establecidos en dicho Real Decreto sólo se podría extraer el inventario equivalente a un tercio de las ventas firmes.

La Tabla 24 y la Tabla 12 muestran los almacenamientos subterráneos y las infraestructuras asociadas a los mismos incluidos en el subescenario CENTRAL 25.235 MW de la Planificación 2012-2020.

ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	CARACTERÍSTICAS				DETALLE FUNCIONALIDAD
	Inyección (Mm³(n)/día)	Extracción (Mm³(n)/día)	V.Operativo (Mm³(n))	Gas colchón (Mm³(n))	
AASS Yela	7	15	1.222	901	Necesidad de capacidad de almacenamiento subterráneo
AASS Castor	8	25	1.300	600	Necesidad de capacidad de almacenamiento subterráneo
Δ extracción Serrablo	4,4	7,4	680	420	Necesidad de capacidad de almacenamiento subterráneo
AASS Marismas	6	5	620	180	Necesidad de capacidad de almacenamiento subterráneo

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 24 Almacenamientos Subterráneos incluidos en la Planificación 2012-2020

GASODUCTOS	CARACTERÍSTICAS			DETALLE FUNCIONALIDAD
	Km	bar	"	
Gasoducto al AASS de Castor	12	80	30	Vinculado al almacenamiento de Castor
Gasoducto Marismas-Almonte	7	80	20	Vinculado al almacenamiento de Marismas

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 25 Gasoductos de conexión a los almacenamientos subterráneos incluidos en la Planificación 2012-2020

4.3.4.1.5 Análisis de Conexiones Internacionales

El incremento de la capacidad de Interconexión entre España y Francia y entre España y Portugal se identifica como una prioridad dentro de las Iniciativas Regionales del Sur del ERGEG (South Gas Regional Initiative), cuya finalidad es integrar los mercados de España, Portugal y Francia en un único mercado, como paso previo a la creación de un mercado gasista Europeo, objetivo fundamental de la Unión Europea, y es básico para el cumplimiento del Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro.

A continuación, se describe brevemente la evolución de las capacidades de las Conexiones Internacionales existentes en España con Francia y con Portugal y los proyectos futuros.

A) Capacidad de las Conexiones Internacionales con Francia

▪ *Conexión Internacional con Francia por Larrau (existente):*

La Conexión Internacional de Larrau, en servicio desde 1993, ha supuesto un punto de entrada al Sistema Gasista imprescindible para el adecuado funcionamiento del Sistema en su conjunto ya que, hasta el año 2010, han sido necesarias unas entradas mínimas de caudal desde Francia hacia España por esta Conexión Internacional a fin de no poner en riesgo la cobertura de la demanda y seguridad del Sistema Gasista.

En los últimos años, se han puesto en servicio numerosas infraestructuras de transporte en el Valle del Ebro y sus zonas colindantes, País Vasco, Cataluña y Levante cuya puesta en marcha incrementa la capacidad de transporte de la Conexión Internacional de Larrau y supone:

- Un aumento en la capacidad de importación (sentido Francia → España).
- Posibilidad de invertir el flujo de transporte, permitiendo la exportación España → Francia.

En 2009, tuvo lugar el proceso de Open Season 2013 para la evaluación de la necesidad del desarrollo de la capacidad de Interconexión entre España y Francia desde el 1 de abril de 2013 en adelante. Dicho proceso se califica como un éxito fundamental para la Iniciativa Regional del Sur del ERGEG, dado el alto grado de participación de las comercializadoras, lo que pone de manifiesto, nuevamente, el interés del mercado en el desarrollo de las interconexiones.

A través de este proceso, se validan las infraestructuras del lado francés que permiten el desarrollo y la ampliación de la Conexión Internacional de Larrau hasta una capacidad de 165 GWh/día en ambos sentidos de flujo. Las infraestructuras del Sistema español que permiten alcanzar dicha capacidad estaban ya aprobadas en la Planificación 2008-2016.

En la siguiente tabla se indica la evolución prevista en la capacidad de esta Interconexión en función de las nuevas infraestructuras que se espera incorporar tanto en el Sistema Gasista español como en el Sistema francés. El valor indicado en la tabla corresponde a la capacidad considerando las infraestructuras de ambos lados de la frontera.

Infraestructura	Fecha pem	Francia --> España		España --> Francia	
Situación actual	actual	Invernal	100 GWh/día	Invernal	30 GWh/día
		Estival		50 GWh/día	
+ EC Villar de Arnedo + Zarza de Tajo-Yela + Yela-Villar de Arnedo	2011	Invernal	100 GWh/día	Invernal	110 GWh/día
	2012	Estival		100 GWh/día	
+ Gasoducto Lussagnet-Lacq + EC Mont	2013	Invernal	165 GWh/día	Invernal	165 GWh/día
		Estival		165 GWh/día	

Tabla 26 Evolución prevista en la capacidad de la interconexión con Francia por Larrau

▪ *Conexión Internacional con Francia por Irún (existente):*

En 2010, tuvo lugar el proceso de Open Season 2015 para la evaluación de la necesidad del desarrollo de la capacidad de interconexión entre España y Francia desde el 1 de diciembre de 2015 en adelante. Nuevamente, se califica el proceso como éxito ya que la capacidad solicitada por los comercializadores, una vez aplicado el test económico requerido en Francia para validar las inversiones de sus infraestructuras que incrementan la capacidad, permite el desarrollo de una capacidad de transporte de 60 GWh/día en la Conexión Internacional de Irún/Biriattou. La infraestructura del lado francés que incrementa la capacidad de esta Interconexión es el gasoducto Arcangues-Coudures.

Las infraestructuras del Sistema español que permiten alcanzar dicha capacidad están en operación desde 2010, excepto una nueva estación de compresión (EC Euskadour), con categoría B en la Planificación 2008-2016, cuya aprobación está condicionada al desarrollo del Arcangues-Coudures en el lado francés. Tras la Decisión Final de Inversión (FID) por parte de su promotor para acometer el Arcangues-Coudures, queda justificada la necesidad de incluir la EC de Euskadour con categoría A.

En la tabla siguiente se muestra la evolución de capacidades. El valor indicado en la tabla corresponde a la capacidad considerando las infraestructuras de ambos lados de la frontera.

Infraestructura	Fecha pem	Francia --> España		España --> Francia	
Situación actual	actual	Invernal	0 GWh/día	Invernal	5 GWh/día
		Estival	10 GWh/día	Estival	9 GWh/día
+ Gasoducto Arcangues-Coudures + EC Euskadour	2015	Invernal	60 GWh/día	Invernal	60 GWh/día
		Estival	65 GWh/día	Estival	65 GWh/día

Tabla 27 Evolución prevista en la capacidad de la Interconexión con Francia por Irún

Adicionalmente a lo anterior, en la reunión 13^o del Grupo de Implementación celebrada en Madrid en febrero de 2010, en el marco de la Iniciativa Regional de Gas del Sur del ERGEG, se planteó la opción de **incrementar la capacidad de esta Interconexión**

hasta 120 GWh/día en ambos sentidos de flujo. Esta posibilidad se encuentra actualmente en estudio por lo que su inclusión afectiva en la Planificación se realizará una vez se materialicen los acuerdos oportunos mediante su inclusión en el oportuno Programa Anual.

Con el objeto de integrar esta nueva capacidad de Interconexión con Francia por Irún en el conjunto del Sistema y no vincular la exportación a la producción de la planta de Bilbao, se deberán incorporar en el Sistema refuerzos de transporte adicionales, además de la ampliación de la EC de Euskadour y refuerzos locales de transporte.

La ubicación final de la estación dependerá de las posibilidades físicas del terreno, así como de su viabilidad técnica. Se determinará tras los estudios correspondientes a fin de maximizar las capacidades del Sistema Gasista español sin perjuicio del cumplimiento de los compromisos de presiones y capacidad con el Sistema francés.

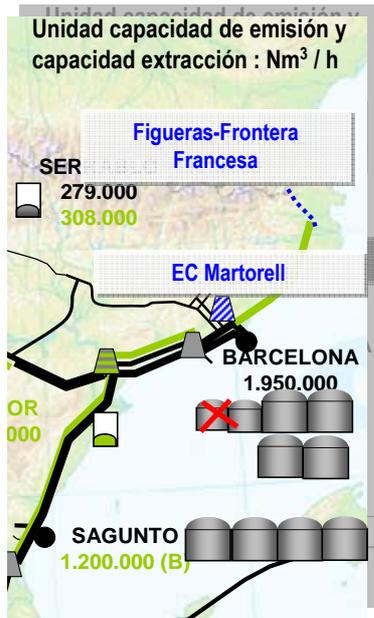
▪ *Posible Conexión Internacional MidCat (nueva):*

La capacidad solicitada por los comercializadores en el proceso de la Open Season 2015 no ha sido suficiente para validar el desarrollo del proyecto MidCat. No obstante, con la iniciativa de los Gobiernos de los países implicados y, una vez superada la actual coyuntura económica, es posible barajar la posibilidad de lanzar en el futuro un nuevo proceso de Open Season para validar nuevamente su desarrollo.

MidCat representaría un nuevo punto de Interconexión del Sistema Gasista con la red de transporte francesa con el cual mejoraría significativamente la integración del mercado de gas ibérico y europeo, facilitando la creación del mercado único de gas en Europa, siguiendo las directrices y las prioridades de la Comisión Europea en el marco de su política energética. Del mismo modo, contribuiría notablemente a la seguridad de suministro de ambos Sistemas y, a la postre, del Sistema Gasista europeo.

El funcionamiento efectivo de esta Interconexión está condicionado a los desarrollos necesarios en la red de transporte del país vecino y por lo tanto su inclusión en esta Planificación 2012-2020 se realiza con categoría B condicionada a la consecución de los oportunos acuerdos con Francia.

Para la operación de esta Interconexión en el Sistema Gasista español, además del nuevo gasoducto Tivissa-Arbós, con categoría A, es necesaria la construcción de un gasoducto desde Figueras hasta la frontera francesa de unos 25 km de longitud y diámetro 36", además de una estación de compresión en el tramo Martorell-Sentmenat, de modo que se produzca una equivalencia de capacidades de transporte entre las infraestructuras gasistas de ambos países que resulte equilibrada en función de los acuerdos de caudal y presión que se establezcan. Estas infraestructuras se incluyen también en esta Planificación con categoría B.



La funcionalidad básica de la nueva estación de compresión es doble:

- Permitir independizar el funcionamiento del Sistema Gasista español de las condiciones operativas asociadas a los caudales / presiones de la interconexión.
- Garantizar la entrega de los caudales a la presión acordada en la frontera hispano-francesa.

Figura 26 Refuerzos de transporte asociados al desarrollo de la posible nueva la conexión internacional con Francia de MidCat. Categorías A y B.

La ubicación final de la estación dependerá de las posibilidades físicas del terreno, así como de su viabilidad técnica. Se determinará tras los estudios correspondientes a fin de maximizar las capacidades del Sistema Gasista español sin perjuicio del cumplimiento de los compromisos de presiones y capacidad con el Sistema francés.

B) Capacidad de las Conexiones Internacionales con Portugal

- *Conexión Internacional por Badajoz (existente):*

La Interconexión por Badajoz se encuentra en operación desde 1996 y es uno de los puntos de entrada principales para el abastecimiento de gas en el mercado portugués.

En el momento del desarrollo de la presente Planificación y hasta el 2029, esta Interconexión está contratada al 100% para la cobertura de la demanda de Portugal. En la tabla siguiente se muestra la capacidad en Badajoz. El valor indicado en la tabla corresponde a la capacidad considerando las infraestructuras de ambos lados de la frontera.

	Portugal --> España		España --> Portugal	
Situación actual	Invernal	35 GWh/día	Invernal	134 GWh/día (*)
	Estival	70 GWh/día	Estival	134 GWh/día (*)
	Presión Badajoz	55 bar	Presión Badajoz	76 bar

(*) Si la presión en la frontera es de 80 bar, la capacidad de la CI es de 128 GWh/día

Tabla 28 Capacidad de la Interconexión con Portugal por Badajoz

▪ *Conexión Internacional por Tuy (existente):*

En la tabla siguiente se muestra la capacidad en Tuy. El valor indicado en la tabla corresponde a la capacidad considerando las infraestructuras de ambos lados de la frontera.

	Portugal --> España		España --> Portugal	
Situación actual	Invierno	25 GWh/día	Invierno	30 GWh/día
	Verano	25 GWh/día	Verano	40 GWh/día
	Presión Tuy	60 bar	Presión Tuy	60 bar

Tabla 29 Capacidad de la interconexión con Portugal por Badajoz

▪ *Conexión Internacional por Zamora (nueva):*

En la última cumbre hispano-portuguesa celebrada en enero de 2009, los Gobiernos de España y Portugal acordaron estudiar la ampliación de la capacidad de Interconexión de gas entre el Nordeste de Portugal y la zona Norte de España con la construcción de un nuevo gasoducto de alta presión.

Entre las distintas alternativas que se han barajado para el desarrollo de una nueva conexión internacional entre España y Portugal en 2016, se perfila como una opción adecuada un nuevo gasoducto entre Celorico da Beira (Portugal) y Zamora (España). De los aproximadamente 376 Km de este gasoducto, unos 290 Km estarían en Portugal y aproximadamente 86 Km discurrirían en España, siendo necesarios además refuerzos de compresión en ambos países.

En España, el nuevo gasoducto desde Portugal conectaría en Zamora que, tras la ampliación de la estación de compresión ya existente, será un nudo versátil y flexible operativamente que permitirá vehicular grandes caudales hacia los almacenamientos de Yela (España) y Carriço (Portugal).

Tal y como se ha descrito en el apartado Capacidad de entrada, para permitir la integración de la nueva Interconexión con Portugal y condicionado a su efectivo desarrollo y en función de la capacidad que se determine, se precisaría la ampliación de la capacidad de emisión de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h.

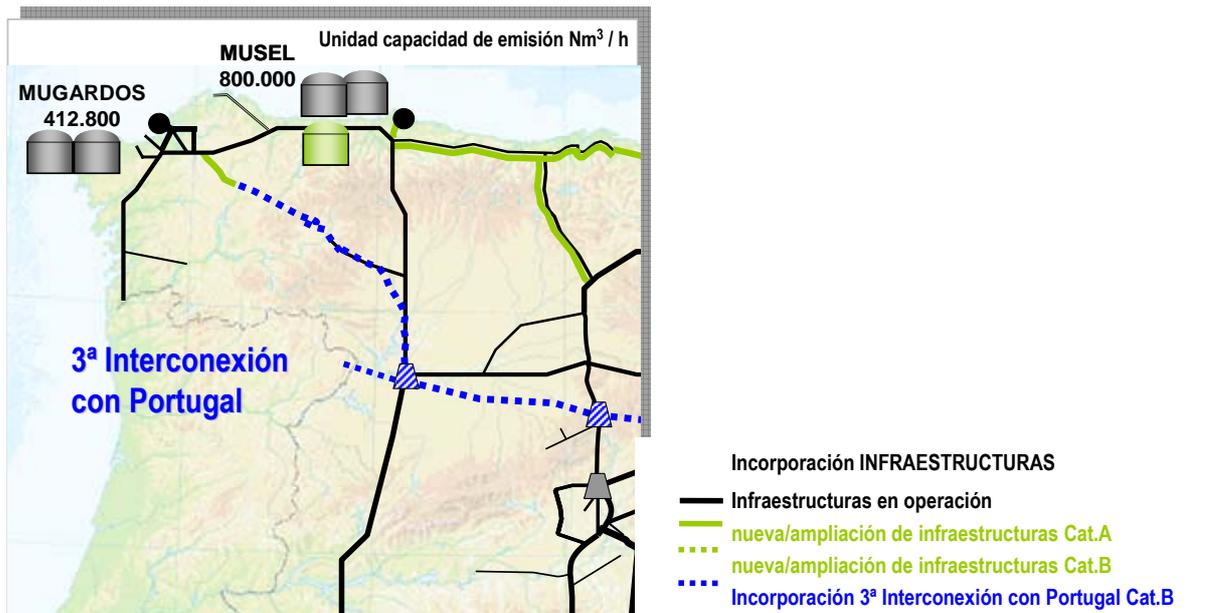


Figura 27 3ª Interconexión por Zamora con Portugal.

Adicionalmente, las infraestructuras de transporte que han de servir para la 3ª Interconexión con Portugal son las siguientes:

- Gasoducto Zamora-La Barbolla-Adradas y una nueva EC en La Barbolla
- Gasoductos Lugo-Villafranca del Bierzo-Castropodame-Zamora y ampliación de la EC de Zamora.

La capacidad adicional en ambos sentidos aportada por ella resulta una oportunidad para potenciar el intercambio de energía entre los Sistemas Gasistas de Portugal y España, incrementando la liquidez y la integración de los AASS de Carriço y Yela.

Asimismo, esta Interconexión contribuye a la integración de las redes europeas, favoreciendo el desarrollo del mercado interior del gas -siguiendo las directrices de la Unión Europea- así como a la seguridad de suministro gasista y diversificación de fuentes suministro en Europa, actualmente, prioridades de la política energética de la UE.

Dentro del marco del Plan de Desarrollo de las Redes a 10 años, llevado a cabo por ENTSOG (Energy Network Transmission System Operator of Gas), el desarrollo de la Conexión Internacional España-Portugal por Zamora, se ha planteado en dos fases: la primera, prevista en 2016, con una capacidad en ambos sentidos de 107 GWh/d; y una segunda fase con puesta en marcha en 2018 en la que se alcanza la capacidad total de 142 GWh/d.

En la tabla siguiente se muestra la evolución de capacidades, así como las infraestructuras necesarias en el lado español para permitir estas capacidades.

	Portugal --> España		España --> Portugal	
FASE I: 2016 Gasoducto Zamora-Frontera Ampliación EC Zamora Lugo-Zamora	Capacidad	107 GWh/día	Capacidad	107 GWh/día
	Presión Frontera	<i>por determinar</i>	Presión Frontera	<i>por determinar</i>
FASE II: 2018 Zamora-Barbolla-Adradas EC Barbolla Bilbao 1.200.000 Nm3/h	Capacidad	142 GWh/día	Capacidad	142 GWh/día
	Presión Frontera	<i>por determinar</i>	Presión Frontera	<i>por determinar</i>

Tabla 30 Capacidad de la Interconexión con Portugal por Zamora

Así pues, la 3ª Interconexión con Portugal tendrá Categoría B, condicionada a un acuerdo con Portugal para el desarrollo de la misma, estableciéndose la capacidad de dicha Interconexión en base a criterios comerciales, del tipo Open Season.

4.3.4.1.6 Gasoductos de atención a su zona geográfica de influencia

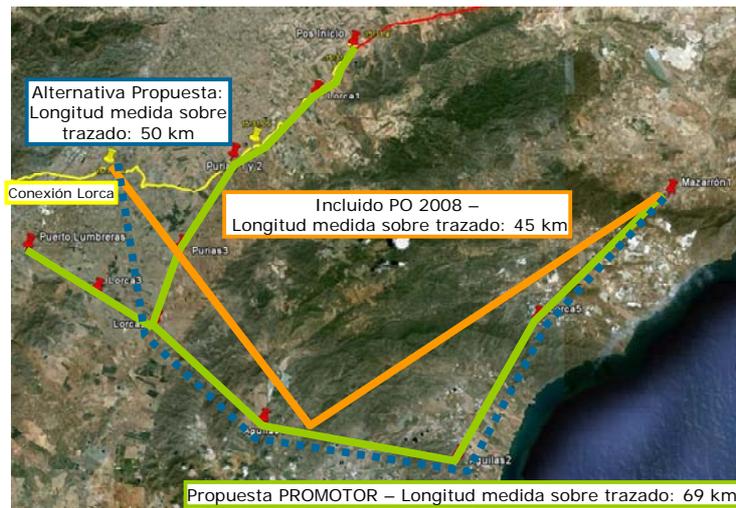
Para el desarrollo de los gasoductos para atención a la zona de influencia es necesario conciliar el interés social de promover su desarrollo en las zonas de menor penetración del gas, con el objetivo de evitar un aumento excesivo de costes para el Sistema Gasista que, al ser repercutidos a las tarifas y peajes, incrementen el precio final para el consumidor final.

Para determinar la idoneidad y justificación de cada una de las infraestructuras propuestas por los distintos agentes como de atención a la demanda prevista en su zona geográfica de influencia, se han aplicado los criterios descritos en el apartado de “Criterios de diseño de los gasoductos dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia”.

Para la evaluación de cada propuesta se ha realizado un doble análisis:

1. **Análisis técnico:** tiene por objeto asegurar la adecuación técnica del dimensionamiento de la infraestructura a la demanda prevista que debe suministrar.

Figura 28 Ejemplo de adecuación técnica realizada para un gasoducto de atención a la



zona geográfica de influencia.

2. **Análisis económico:** tiene por objeto asegurar que los costes marginales añadidos al Sistema por un proyecto sean menores o iguales a los ingresos por recaudación de peajes.

Gasoducto Propuesto	Fecha p.e.m		Demanda Objetivo				
	2019		826 Gwh/año				
	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049
INGRESOS ACUMULADOS OBTENIDOS (M€)	0,00	14,56	29,87	45,96	62,86	80,63	99,31
COSTES ACUMULADOS POR EL GASODUCTO (M€)	0,00	9,93	20,12	30,46	40,82	51,04	60,92
BENEFICIOS ACUMULADOS PARA EL SISTEMA (M€)	0,00	4,63	9,75	15,50	22,05	29,59	38,38

Figura 29 Ejemplo de análisis económico realizado para un gasoducto de atención a la demanda de su zona geográfica de influencia

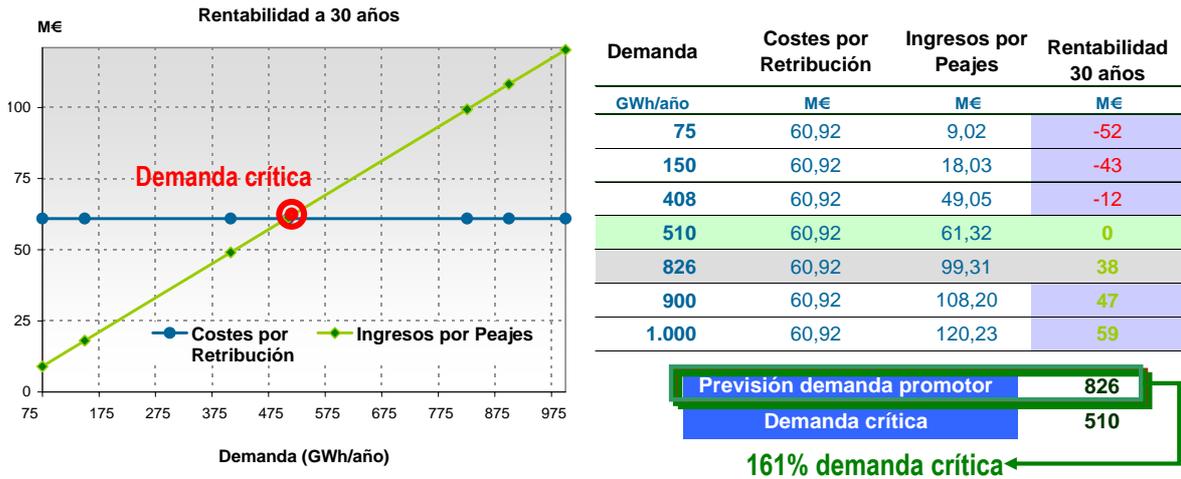


Figura 30 Ejemplo de análisis de sensibilidad rentabilidad/demanda realizado para un gasoducto de atención a la demanda de su zona geográfica de influencia

A continuación se recogen los gasoductos para el suministro de su zona de influencia, tanto los incluidos en la Planificación 2008-2016 como las nuevas propuestas de la Planificación 2012-2020, que como resultado de los análisis técnicos, de demanda y económicos realizados, han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020.

Se realiza una doble distinción: por un lado, entre los que se corresponden con gasoductos primarios (presión ≥ 60 bar) y los que se corresponden con gasoductos secundarios ($60 \text{ bar} > \text{presión} > 16 \text{ bar}$), y por otro lado, entre los que se incluyen en esta nueva Planificación con categoría A y los que se incluyen con categoría B.

1. Gasoductos primarios para la atención de los mercados de su zona de influencia que se incluyen en la Planificación 2012-2020

CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA						OBSERVACIONES						
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017		2018	2019	2020			
ANDALUCIA	Baeza-Mancha Real	A	18	80	8													
ANDALUCIA	Espera-Las Cabezas-Lebrija	A	34	80	10													
ANDALUCIA	Huerca-Overa-Baza-Guadix	A	132	80	16													
ANDALUCIA	Villanueva del Arzobispo- Puente Genave	A	23	80	8													
CATALUÑA	Frontera Francesa- Vielha	A Urgente	20	80	8													
GALICIA	Arteixo (Culleredo-Complejo Repsol YPF)	A	2	80	12													Gasoducto incluido en PO 2008-2016 como secundario y que ha justificado su necesidad de reclasificación a primario
GALICIA	Gasoducto a Barbanza	A	45	80	10													
GALICIA	Gasoducto a la Mariña Lucense	A	56/11	80	12/8													

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 31 Infraestructuras de transporte primario para la atención de los mercados de su zona de influencia que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020. Categoría A

CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA						OBSERVACIONES							
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017		2018	2019	2020				
C.Y LEÓN	Castropodame-Villafranca del Bierzo	B	30	80	16														Conicionado al no desarrollo del gasoducto Lugo-Villafranca del Bierzo

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 32 Infraestructuras de transporte primario para la atención de los mercados de su zona de influencia que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020. Categoría B

2. Gasoductos secundarios para la atención de los mercados de su zona de influencia que se incluyen en la Planificación 2012-2020

TIPO	CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA							OBSERVACIONES			
				Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019	2020	
2º	ANDALUCÍA	Almonte-Bollullos Par del Condado-La Palma del Condado	A	19	45	8											
2º	ANDALUCÍA	Archidona-Loja	A	35	45	8											
2º	ANDALUCÍA	Palos de la Frontera- Moguer	A	11	45	8											
2º	ANDALUCÍA	Pto Sta María-Pto Real-S Fernando- Acceso Cádiz-Chiclana de la Frontera	A	31	45	12											Este gasoducto parte del gasoducto secundario en operación Jerez de la Frontera-El Puerto de Sta María
2º	ANDALUCÍA	Puebla de Cazalla - Marchena - Arahal	A	34	45	8											
2º	ANDALUCÍA	Villanueva del Arzobispo- Castellar	A	17	59	8											
2º	ARAGÓN	Brea de Aragón-Illueca	A	18	59	8											
2º	ARAGÓN	Ramal a Belchite	A	22	59	10											
2º	ASTURIAS	Zona industrial Veriña	A	4	59	12											
2º	C.LA MANCHA	La Sagra	A	51	45	8											
2º	C.LA MANCHA	Ramal a Hellín	A	9	59	8											
2º	C.LA MANCHA	Villanueva de la Torre-Almoguera	A	47	59	12											
2º	C.LA MANCHA	Villanueva de la Torre-El Casar de Talamanca	A	24	59	10											
2º	C.VALENCIANA	Altea-Callosa	A	10	45	8											
2º	C.VALENCIANA	Catadau-Llombai-Monserrat	A	16	45	8											
2º	C.VALENCIANA	Elche-Monóvar-La Algueña	A	59	59	10											
2º	C.VALENCIANA	Oliva-Altea	A	44	59	10											
2º	C.VALENCIANA	Oliva-Cullera	A	38	45	10											
2º	C.Y LEÓN	El Tiemblo-Cebreros-Hoyos de Pinares-Candeleda	A	186	59	18											
2º	C.Y LEÓN	Gasoducto Salamanca Sur	A	23	59	12											
2º	C.Y LEÓN	Gasoducto Segovia Norte	A	70	59	12											Este gasoducto parte del gasoducto secundario en operación Moiadós-Cuellar
2º	C.Y LEÓN	Valdevimbre-Jabares de los Oteros	A	9	45	8											
2º	C.Y LEÓN	Villadangos del Páramo	A	22	45	10											
2º	C.Y LEÓN	Villafranca del Bierzo-Puente de Domingo Flórez	A	32	45	8											
2º	C.Y LEÓN	Villarcayo-Medina de Pomar	A	57	59	8											Sustituye al gasoducto incluido en PO 08-16 "Villarcavo"
2º	CATALUÑA	Agramunt-Ponts	A	41	45	10											
2º	CATALUÑA	Águaviva-Fornells de la Selva (refuerzo a Fornells)	A	1	49	6											Gasoducto en construcción en 6".
2º	CATALUÑA	Benissanet-Mora-Ascó-Flix	A	24	59	10											
2º	CATALUÑA	El Perelló-L'Ametlla-Camarles	A	26	49	8											
2º	CATALUÑA	Figuera-Figuera	A	3	49	10											
2º	CATALUÑA	Figuera-Roses	A	25	49	8											
2º	CATALUÑA	Refuerzo Costa Brava	A	28,5+16,7	49	10/8											
2º	CATALUÑA	Refuerzo Prelitoral Posición Hostalrich	A	0,5	49	16											
2º	CATALUÑA	Refuerzo Prelitoral Posición Les Franqueses	A	0,1	49	12											
2º	CATALUÑA	Refuerzo Prelitoral Posición Vilablareix	A	1	49	16											
2º	CATALUÑA	Torrefarrera-Granja D'escarp	A	43	59	10											
2º	EXTREMADURA	Granja de Torrehermosa-Llerena	A	44	59	12											
2º	EXTREMADURA	Villanueva de la Serena	A	5	59	8											Sustituye al gasoducto primario incluido en PO 08-16 "Ramal a Villanueva de la Serena"
2º	EXTREMADURA	Villanueva de la Serena-Valdivia	A	16	59	10											
2º	GALICIA	Ponteareas Salvaterra	A	24	45	8											
2º	GALICIA	Pontevedra-Marin-Bueu-Cangas	A	33	59	10											
2º	GALICIA	Sanxenxo-O Grove	A	44	59	10											
2º	GALICIA	Sarria-Monforte de Lemos	A	65	59	12											
2º	GALICIA	Xinxo de Limia-Verín	A	70	45	10											
2º	MADRID	Griñón-Alcorcón	A	8,5+10,7	59	16/12											
2º	MADRID	Morata-Valdilecha-Nuevo Batzán	A	31	45	8											
2º	MADRID	Navacerrada-Cercedilla-Los Molinos	A	20	45	8											
2º	MURCIA	Caravaca (M08)-Archivel	A	11	45	8											
2º	MURCIA	Caravaca-Mula-Calasparra	A	59	45	10											
2º	PAÍS VASCO	Bakio	A	6	59	8											
2º	PAÍS VASCO	Ramal Rioja Alavesa	A	23	59	8											

Planificación 2008-2016 Planificación 2012-2020

Tabla 33 Infraestructuras de transporte secundario para la atención de los mercados de su zona de influencia que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020. Categoría A

TIPO	CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA							OBSERVACIONES			
				Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019	2020	
2º	ANDALUCÍA	Andasol	B	15	45	8	■										(2). Sustituye al ramal a la CTS de Andasol incluido en PO 08-16
2º	ANDALUCÍA	Aznalcázar-Isla Mayor	B	35	45	10											(2)
2º	ANDALUCÍA	El Carpio-Montoro-Villa del Río	B	33	45	10											(2)
2º	ANDALUCÍA	Marmolejo	B	15	45	8											(2). Corresponde a la propuesta "Termosolar Marmolejo"
2º	ANDALUCÍA	Palma del Río	B	5	45	8											(2). Sustituye al ramal a la CTS Palma del Río-Fuente Palmera incluido en PO 08-16
2º	ANDALUCÍA	Peñarroya-Pozoblanco	B	61	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	ANDALUCÍA	Pilas-Aznalcóllar	B	19	59	10											(2). Sustituye al ramal a la CTS de Pilas-Aznalcóllar incluido en PO 08-16
2º	ANDALUCÍA	Puebla del Río-Utrera-Los Palacios	B	53	45	10											(2)
2º	ANDALUCÍA	Rute- Priego	B	47	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	ARAGÓN	Gasoducto Onda- Teruel	B	103	59	12											(2)
2º	ARAGÓN	Monreal-Molina de Aragón	B	50	59	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	ASTURIAS	Ribera de Arriba- Trubia- Grado	B	23	59	10											(1)
2º	C.LA MANCHA	Alcazar de San Juan-Herencia-Villarrubia de los Ojos	B	33	59	12											(2)
2º	C.LA MANCHA	El Alamo-Casarrubios-Valmojado-Méntrida	B	26	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	C.VALENCIANA	Montesa-Bolbaite-Vallada-Moixent	B	38	49	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	C.VALENCIANA	Torrelanca-Alcalá de Xivert-Coves de Vinromá	B	34	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	C.Y LEÓN	Calzada de Valdunciel-Forfoleda	B	2	59	8											(2)
2º	C.Y LEÓN	Moreruela de los Infanzones-Montamarta	B	10	59	8											(2)
2º	C.Y LEÓN	Velliza-Villán de Tordesillas	B	7	59	8											(2)
2º	CANTABRIA	Rasines-Lanestosa	B	15	59	10											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	EXTREMADURA	Almendrales-Villafraña (Refinería)	B	19	59	16											Condicionado al desarrollo efectivo de la Refinería Gallardo
2º	EXTREMADURA	Cáceres-Trujillo	B	25	59	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	EXTREMADURA	Miñadas-Logrosan	B	45	59	8											(2)
2º	EXTREMADURA	Montijo-La Garrovilla	B	12	59	8											(2)
2º	EXTREMADURA	Plasencia-Moraleja	B	57	59	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	EXTREMADURA	Valdivia-Talarrubias	B	47	59	10											(2). Adicionalmente, condicionado al gasoducto Villanueva de la Serena-Valdivia
2º	EXTREMADURA	Villafraña del Guadiana-Torre de Miguel Sesmero	B	40	59	8											(2)
2º	MADRID	Villanueva de la Cañada-Madrid	B	28	59	10											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	MURCIA	Cieza-Abarán-Blanca-Ulea	B	21	59	8											(2). Adicionalmente, condicionado al desarrollo del gasoducto Cieza-Jumilla-Yecla
2º	MURCIA	Cieza-Jumilla-Yecla	B	79	59	10											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	MURCIA	Lorca-Águilas-Mazarrón	B	50	45	10											Condicionado a que el trazado final haga rentable el gasoducto. Sustituye al gasoducto incluido en PO 08-16 "Lorca-Mazarrón-Águilas"
2º	MURCIA	Ramal a Moratalla	B	11	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	MURCIA	Ramal a Pedanías Altas de Lorca	B	17	59	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

(1) Demanda crítica definida en el apartado Criterios de diseño de los gasoductos de la red de transporte dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia

(2) Condicionado a que la demanda efectiva requerida por el desarrollo de la planta justifique económicamente su construcción.

Tabla 34 Infraestructuras de transporte secundario para la atención de los mercados de su zona de influencia que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020. Categoría B

4.3.4.1.7 Infraestructuras insulares

a) Baleares

El 23 de septiembre de 2009, se produjo la llegada del gas natural a Baleares, con la finalización del gasoducto submarino Denia – Ibiza- Mallorca, que permite llevar el gas natural a esta Comunidad Autónoma.

La introducción del gas natural en las islas Baleares supone un gran número de beneficios no solo a sus habitantes, sino al medio ambiente y la sostenibilidad. Entre los numerosos beneficios destacan:

- Desde el punto de vista de seguridad de suministro, el gasoducto submarino a Baleares se ha diseñado con el criterio de integración total en el Sistema Gasista español.
- Los precios que pagarán por el gas los consumidores de Baleares serán los mismos que pague el resto de los consumidores españoles.
- El gas natural contribuye a lograr una mayor protección del medio ambiente. Las centrales que se encuentran en Ibiza y Mallorca funcionan con gasoil. Al pasar a funcionar con gas natural, se reducen las emisiones de CO₂ a la atmósfera contribuyendo así a la lucha contra el cambio climático.

Gasificación de Menorca

La gasificación de la isla de Menorca sería posible con la construcción de los siguientes gasoductos:

- Manacor-Capdepera (30 Km, 16")
- Interconexión Mallorca (42 Km 16")
- Cala en Bosc-Mao (54 Km, 16")

Estos gasoductos ya se encontraban incluidos en la Planificación 2008-2016 como gasoductos primarios para la atención a la demanda de su zona geográfica de influencia incluidos con categoría B pendientes de estudio de su justificación.

En el ejercicio de la Planificación 2012-2020 se realiza un análisis económico de este conjunto de gasoductos, considerando los mismos criterios de rentabilidad que los asumidos en los análisis económicos de los gasoductos dedicados a la atención de demanda de su zona de influencia (ver apartado Criterios de diseño de los gasoductos de la red de transporte dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia).

Como resultado de este análisis económico se observa que la atención a la demanda de la zona de Son Servera, Cadepera así como los consumos de Menorca no aseguran el retorno económico de la inversión para el Sistema Gasista.

Manacor- Capdepera- Interconexión Mallorca-Menorca- Cala de Bosc-Mao	126 Km 16"		Fecha p.e.m	Demanda Objetivo					
			2014	716 Gwh/año					
			2014	2019	2024	2029	2034	2039	2044
INGRESOS ACUMULADOS OBTENIDOS (M€)			0,00	4,79	13,16	22,62	32,55	43,00	53,98
COSTES ACUMULADOS POR EL GASODUCTO (M€)			0,00	52,75	106,70	161,31	215,86	269,41	320,77
BENEFICIOS ACUMULADOS PARA EL SISTEMA (M€)			0,00	-47,96	-93,54	-138,70	-183,31	-226,41	-266,80

NOTA: Al tratarse de un proyecto singular, se ha realizado una estimación de la inversión del gasoducto interconexión Mallorca-Menorca.

b) Canarias

Actualmente la Comunidad Autónoma de Canarias no cuenta con infraestructuras de gas natural, aunque ya se han iniciado los proyectos de construcción de algunas infraestructuras en las islas de Gran Canaria y Tenerife, cuyas autorizaciones administrativas están siendo tramitadas.

La introducción del gas natural en las islas Canarias se traducirá en un ahorro muy significativo de los costes finales de generación de electricidad y permitirá una mayor diversificación de las fuentes de abastecimiento energético.

Actualmente, las plantas de generación eléctrica que se encuentran en Canarias están consumiendo gasoil. Con la sustitución de este combustible por gas natural, se reducirán de forma significativa las emisiones de CO₂ a la atmósfera, aportando adicionalmente mayor seguridad al Sistema eléctrico insular.

**Ciclos Combinados y Centrales Térmicas
Tenerife**

Nombre de la instalación	Potencia (MW)	FECHA PREVISTA
CT Granadilla 1 y 2	160	Operación
Granadilla 1	215	2014
Granadilla 2	230	2014
Granadilla 3	230	2014
Candelaria	215	2016

**Ciclos Combinados y Centrales Térmicas
Gran Canaria**

Nombre de la instalación	Potencia (MW)	FECHA PREVISTA
CT Jinamar	80	Operación
CT Tirajana 1 y 2	160	Operación
Tirajana 1	215	2014
Tirajana 2	230	2014
Tirajana 3	230	2014

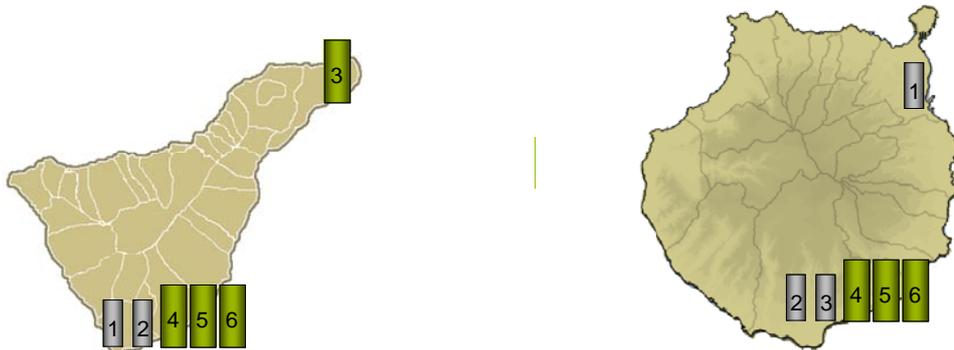


Figura 33 CT convencionales y CTCC's previstos en Canarias en el horizonte de la Planificación*

En Granadilla existen dos centrales térmicas de 80 MW cada una (1 y 2) que se encuentran en operación consumiendo como combustible gas-oil. Adicionalmente a estas dos centrales existe un CTCC de 215 MW (4) que se encuentra en operación consumiendo gas-oil así como previsión de dos centrales de ciclo combinado de más de 230 MW cada una (5 y 6)

Además de para generar electricidad, la introducción del gas natural en Canarias podrá ser utilizada para dar servicio a otros sectores como el industrial, el hostelero y el doméstico

* Conforme a la información facilitada por el promotor a fecha 31 de diciembre de 2010.

Gran Canaria

Esta Planificación propone como objetivo la entrada en operación de la planta de regasificación de Gran Canaria en 2015.

La planta de regasificación de Gran Canaria, ubicada en el Puerto industrial de Arinaga, contará con una capacidad de emisión de 150.000 Nm³/h, un tanque de GNL de 150.000 m³ y una capacidad de atraque de buques metaneros de 145.000 m³ de GNL.

La Tabla 36 recoge todas las infraestructuras ubicadas en Gran Canaria que por haber justificado su necesidad están incluidas en esta Planificación. La ubicación y trazados aproximados de las mismas puede verse en la Figura 34.

TIPO	INFRAESTRUCTURA	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS				FECHA PREVISTA							OBSERVACIONES			
			Km	bar	"	Pot (MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019	2020	
Planta Reg	Planta de Gran Canaria Emisión 150.000 Nm ³ /h	A															
Planta Reg	Planta de Gran Canaria 1er tanque GNL 150.000 m ³ GNL	A															
Planta Reg	Planta de Gran Canaria Ampliación emisión 225.000 Nm ³ /h	B															condicionado a incrementos de demanda que lo justifiquen
Planta Reg	Planta de Gran Canaria 2º tanque GNL 150.000 m ³ GNL	B															condicionado a incrementos de demanda que lo justifiquen
1º	Gasoducto norte Gran Canaria	A	30+6	72	20/16												
1º	Gasoducto sur Gran Canaria	A	12	72	16												
1º	Planta Gran Canaria-San Bartolomé de Tirajana	A	7	72	20												

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 36 Infraestructuras de transporte incluidas en la Planificación 2008-2016 en Gran Canaria que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020



Figura 34 Mapa de infraestructuras de transporte de gas natural incluidas en la Planificación 2012-2020 para Gran Canaria

Tenerife

Esta Planificación tiene como objetivo que en 2014 finalicen las obras de la planta de regasificación de Tenerife, pudiendo empezar a recibir GNL y realizar las actividades de descarga, regasificación y transporte a las centrales eléctricas así como la posible distribución a los sectores turístico, industrial y doméstico.

La planta de regasificación de Tenerife, ubicada en el Polígono Industrial de Granadilla, contará con una capacidad de emisión de 150.000 Nm³/h, un tanque de GNL de 150.000 m³ y una capacidad de atraque de buques metaneros de 145.000 m³ de GNL.

La Tabla 37 recoge todas las infraestructuras ubicadas en Tenerife que por haber justificado su necesidad están incluidas en esta Planificación. La ubicación y trazados aproximados de las mismas puede verse en la Figura 35.

TIPO	INFRAESTRUCTURA	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS				FECHA PREVISTA									OBSERVACIONES		
			Km	bar	"	Pot (MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
Planta Reg	Planta de Tenerife Emisión 150.000 Nm ³ /h	A																
Planta Reg	Planta de Tenerife 1er tanque GNL 150.000 m ³ GNL	A																
Planta Reg	Planta de Tenerife Ampliación emisión 225.000 Nm ³ /h	B																condicionado a incrementos de demanda que lo justifiquen
Planta Reg	Planta de Tenerife 2º tanque GNL 150.000 m ³ GNL	B																condicionado a incrementos de demanda que lo justifiquen
1º	Gasoducto Norte Tenerife	A	37+11	72	20/16													
1º	Gasoducto Sur Tenerife	A	22	72	16													

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 37 Infraestructuras de transporte incluidas en la Planificación 2008-2016 en Tenerife que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020

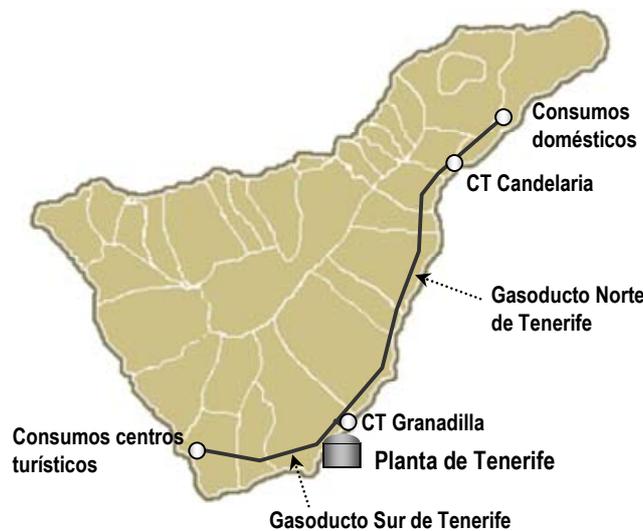


Figura 35 Mapa de infraestructuras de transporte de gas natural incluidas en la Planificación 2012-2020 para Tenerife

4.3.4.2 Escenario CENTRAL. Subescenario 27.035 MW a partir de gas natural

El subescenario CENTRAL 27.035 MW a partir de gas natural, supone que la incorporación de +1.800 de potencia de generación necesaria para la cobertura de la demanda punta eléctrica en 2020 se realiza con turbinas de ciclo abierto. La localización física en el Sistema de los esta potencia adicional condiciona la ubicación de la nueva capacidad de entrada y de los refuerzos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema.

MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
escenario CENTRAL	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.235	25.635	25.635	26.435	27.035
Δ potencia necesaria según OSE							+400		+1.200	+1.800

Tabla 38 Potencia instalada de generación eléctrica a partir de gas natural. Escenario CENTRAL. Subescenario 27.035 MW

Para el análisis, se ha tomado como escenario de referencia para la ubicación de las turbinas de gas natural la localización de centrales de ciclos combinados que el Operador del Sistema Eléctrico considera con mayor probabilidad de incorporación en el Sistema. Esto implica un incremento de potencia instalada con respecto al subescenario CENTRAL de 25.235 MW en 2020 distribuido de la siguiente forma:

Incremento potencia instalada en escenario CENTRAL 27.035 MW con respecto al CENTRAL 25.235 MW				
Levante	Cataluña	País Vasco y Valle Ebro	Noroeste	resto Oeste de Haro
+ 0	+ 0	+ 1.000	+ 0	+ 800

Tabla 39 Incremento potencia instalada en el subescenario CENTRAL 27.035 MW con respecto al subescenario CENTRAL 25.235 MW

En este escenario de demanda, para garantizar un margen de cobertura sobre la punta invernal se ha de incrementar la capacidad de emisión del sistema en +200.000 Nm³/h.

Con objeto de ubicar las ampliaciones necesarias allí donde estén los incrementos de demanda, minimizando así los refuerzos de transporte necesarios, la ampliación necesaria debe ubicarse en la Planta de Bilbao. Aún con esta ampliación la zona de País Vasco y Valle del Ebro continúan siendo deficitarias, este déficit se cubrirá desde las zonas gasistas colindantes.

Como consecuencia de la incorporación de la ampliación de emisión a 1.200.000 Nm³/h en Bilbao y para poder cumplir los criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento recogidos en el apartado 4.2.2, es necesaria la incorporación del 4º tanque de GNL en Bilbao.

Asociada a la ampliación de la Planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h, se precisa refuerzo de transporte con el gasoducto Arrigorriaga-Lemona (43X) .

Cualquier otra ubicación de los 1.800 MW adicionales requeriría un nuevo análisis de las necesidades asociadas a la misma.

Las infraestructuras asociadas al escenario CENTRAL. Subescenario 27.035 MW son:

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CARACTERÍSTICAS	DETALLE FUNCIONALIDAD
	C. Emisión (m ³ (n)/h)	
Δ emisión Bilbao a 1.200.000 Nm ³ /h	200.000	Cobertura de la demanda punta

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CARACTERÍSTICAS	DETALLE FUNCIONALIDAD
	TK GNL (m3 GNL)	
4ª Tanque Bilbao	150.000	Cumplimiento de criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL

GASODUCTOS	CARACTERÍSTICAS			DETALLE FUNCIONALIDAD
	Km	bar	"	
Duplicación Arrigorriaga-Lemona	15	80	26	Integración en el Sistema ampliación de Bilbao a 1.200.000 Nm ³ /h

Planificación 2008-2016

Planificación 2012-2020

Tabla 40 Infraestructuras necesarias Escenario CENTRAL 27.035 MW

4.3.4.3 Incorporación temporal de infraestructuras al Sistema Gasista

Una vez identificadas las infraestructuras necesarias en el año 2020 para dar cumplimiento a los criterios de diseño, se analiza la necesidad de incorporación de las mismas para cada año del período 2012-2020.

Escenario CENTRAL.

En la Tabla 41, se aprecian las capacidades de entrada al Sistema Gasista nominalmente disponibles para atender la demanda siempre y cuando se disponga de los contratos de gas, tanto GN como GNL, necesarios para poder hacer uso en su totalidad de la capacidad de entreda existente.

En todo caso, y en función de la evolución de la previsión de la demanda, la incorporación de capacidad de entrada adicional deberá adecuarse de forma que se asegure el cumplimiento de los criterios de cobertura establecidos.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Barcelona	Emisión (Nm ³ /h) 1.950.000 1.950.000 1.950.000 1.950.000 1.950.000 1.950.000 1.950.000 1.950.000 1.950.000								
	Δ vaporización (Nm ³ /h)								
Huelva	Emisión (Nm ³ /h) 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000								
	Δ vaporización (Nm ³ /h)								
Cartagena	Emisión (Nm ³ /h) 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000 1.350.000								
	Δ vaporización (Nm ³ /h)								
Bilbao	Emisión (Nm ³ /h) 800.000 800.000 800.000 1.000.000 1.000.000 1.000.000 1.000.000 1.200.000 1.200.000 1.200.000								
	Δ vaporización (Nm ³ /h) +200.000 +200.000 ⁽¹⁾								
Sagunto	Emisión (Nm ³ /h) 1.000.000 1.000.000 1.200.000 1.200.000 1.200.000 1.200.000 1.200.000 1.200.000 1.200.000								
	Δ vaporización (Nm ³ /h) +200.000 ⁽²⁾								
Mugardos	Emisión (Nm ³ /h) 412.800 412.800 412.800 412.800 412.800 412.800 412.800 412.800 412.800								
	Δ vaporización (Nm ³ /h)								
Musel	Emisión (Nm ³ /h) 800.000 800.000 800.000 800.000 800.000 800.000 800.000 800.000 800.000								
	Δ vaporización (Nm ³ /h) +800.000								
Total PO 2012-2020	Emisión (Nm ³ /h) 6.862.800 7.662.800 7.862.800 8.062.800 8.062.800 8.062.800 8.262.800 8.262.800 8.262.800								
	Δ vaporización (Nm ³ /h) +800.000 +200.000 +200.000 +200.000								

(1) Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura, o al incremento de potencia a 27.035 MW siempre y cuando parte de este incremento se localice en áreas que solo puedan ser atendidas desde esta planta
 (2) Condicionado a un incremento de demanda por encima del previsto



Tabla 41. Capacidad de emisión de plantas de regasificación en Nm³/h en el periodo 2012-2020. Escenario CENTRAL.

Se incluye en la siguiente figura la relación de las principales infraestructuras de almacenamiento de GNL que deben ser puestas en operación en el horizonte 2012-2020:

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Barcelona	Vol (m ³ GNL)	680.000	680.000	680.000	680.000	680.000	680.000	680.000	680.000	680.000
	días aut	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	Δ Tanques	5								
Huelva	Vol (m ³ GNL)	610.000	610.000	610.000	610.000	610.000	610.000	610.000	610.000	610.000
	días aut	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Δ Tanques	5								
Cartagena	Vol (m ³ GNL)	587.000	587.000	587.000	587.000	587.000	587.000	587.000	587.000	587.000
	días aut	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Δ Tanques	5								
Bilbao	Vol (m ³ GNL)	300.000	300.000	450.000	450.000	450.000	450.000	600.000	600.000	600.000
	días aut	8	8	12	10	10	10	11	11	11
	Δ Tanques	2		+1				+1		(1)
Sagunto	Vol (m ³ GNL)	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
	días aut	14	14	11	11	11	11	11	11	11
	Δ Tanques	4								
Mugardos	Vol (m ³ GNL)	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
	días aut	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Δ Tanques	2								
Musel	Vol (m ³ GNL)		300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	450.000	450.000
	días aut		8	8	8	8	8	8	12	12
	Δ Tanques		+2						+1	
Total PO 2012-2020	Vol (m ³ GNL)	3.077.000	3.377.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000	3.527.000	3.677.000	3.827.000	3.827.000
	Δ Tanques	23		+2		+1			+1	

(1) Condicionado al desarrollo de la ampliación de emisión de la Planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h, al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión, o al incremento de potencia a 27.035 MW siempre y cuando parte de este incremento se localice en áreas que solo puedan ser atendidas desde esta planta

(2) La fecha de entrada en operación de este tanque, se adelantará a 2018 en el caso que el 4º tanque de Bilbao no entrara en operación. Condicionado a la utilización de la Planta de Musel por encima de un determinado nivel

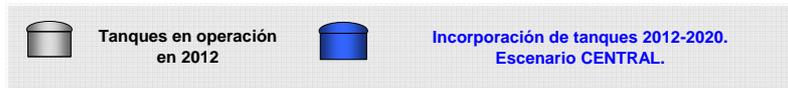


Figura 36 Incorporación de tanques en el Sistema en el horizonte 2012-2020. Escenario BASE y Escenario CENTRAL.

Asimismo, se incluye en la Tabla 42 la secuencia de incorporación al sistema de almacenamientos subterráneos en el período 2012-2020:

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gaviota	Vol operativo (GWh)	11.623	11.623	11.623	11.623	11.623	11.623	11.623	11.623	11.623
	capacidad extracción (GWh/día)	68	68	68	68	68	68	68	68	68
	capacidad inyección (GWh/día)	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Yela	Vol operativo (GWh)	-	2.526	4.127	5.384	6.523	7.640	8.648	9.608	10.486
	capacidad extracción (GWh/día)	74	83	83	83	83	83	83	83	83
	capacidad inyección (GWh/día)									
Castor	Vol operativo (GWh)	7.709	7.709	15.418	15.418	15.418	15.418	15.418	15.418	15.418
	capacidad extracción (GWh/día)	148	148	297	297	297	297	297	297	297
	capacidad inyección (GWh/día)	71	95	95	95	95	95	95	95	95
Marismas	Vol operativo (GWh)	-	-	1.471	2.941	4.412	5.883	7.353	7.353	7.353
	capacidad extracción (GWh/día)	31	43	55	60	60	60	60	60	60
	capacidad inyección (GWh/día)	22	27	38	58	63	67	67	67	67
Serrablo	Vol operativo (GWh)	8.065	8.065	8.065	8.065	8.065	8.065	8.065	8.065	8.065
	capacidad extracción (GWh/día)	79 + 8	88	88	88	88	88	88	88	88
	capacidad inyección (GWh/día)	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Total PO 2012-2020	Vol operativo (GWh)	27.397	29.923	40.704	43.431	46.041	48.628	51.106	52.067	52.945
	capacidad extracción (GWh/día)	303	401	576	602	625	640	649	660	671
	capacidad inyección (GWh/día)	250	305	310	321	341	346	350	350	350



Tabla 42. Incorporación de AASS en el Sistema en el periodo 2012-2020. Escenario BASE y Escenario CENTRAL.

A continuación se muestran los mapas de evolución en las infraestructuras del subescenario CENTRAL 25.235 MW en el horizonte 2012-2020.

Año 2012

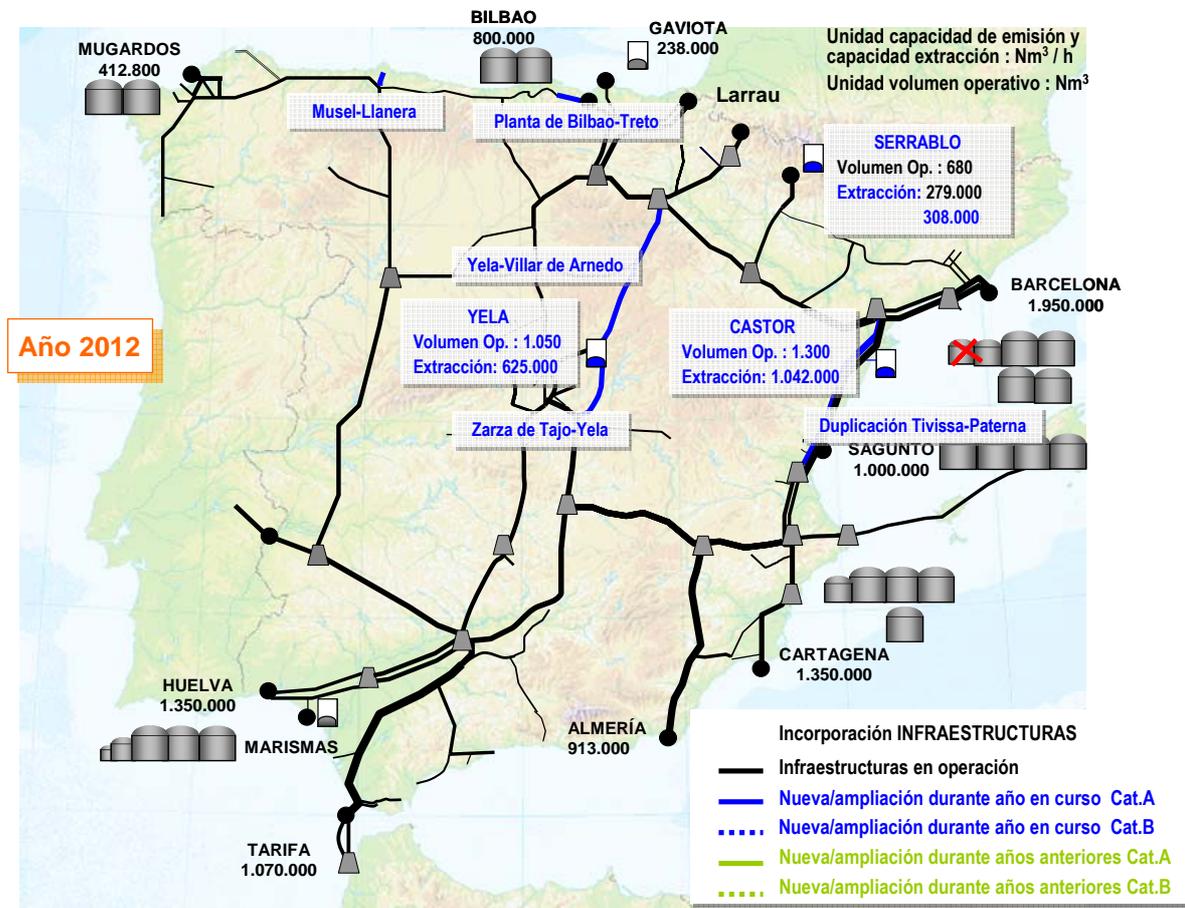


Figura 37. Mapa de infraestructuras año 2012. Escenario CENTRAL.

Capacidad de transporte

Durante este ejercicio se incorporan grandes ejes de transporte, que dotan al sistema de gran flexibilidad y robustez:

- El gasoducto Tivissa-Paterna: amplía muy notablemente la capacidad de transporte del eje de Levante, permitiendo transportar gas hasta la zona de Cataluña a fin de dar cobertura a la demanda de la zona, en caso de vulnerabilidad N-1 de la planta de Barcelona en un día laborable invernal. Asimismo, su incorporación está vinculada a los acuerdos de Conexiones Intencionales.
- Eje Zarza de Tajo-Yela-Villar de Arnedo: vinculado al almacenamiento de Yela, amplía muy notablemente la capacidad de transporte norte → sur, permitiendo cumplir con los contratos de exportación en Conexiones Internacionales con Francia.
- Gasoducto Planta de Bilbao-Treto: conecta la zona de País Vasco con Cantabria, aportando seguridad, flexibilidad y permitiendo cumplir con los acuerdos en Conexiones Internacionales con Francia

Además, entran en operación el gasoducto de conexión de la planta de Musel con el Sistema (Musel-Llanera), el desdoblamiento de interconexión Llanera-Otero, a fin de eliminar el cuello de botella que supone este tramo y la interconexión Los Rábanos, que conecta el gasoducto Yela-Villar de Arnedo con el ramal a Soria, incrementando el mallado del sistema y garantizando la seguridad de suministro de la zona.

Almacenamientos subterráneos

Entran en operación los nuevos almacenamientos subterráneos de Yela y Castor (así como su ramal de acceso). En cuanto a Yela, en 2012 empieza su llenado, si bien hasta 2013 no es posible proceder a la extracción.

Igualmente, se amplía la capacidad de extracción de Serrablo.

Año 2013

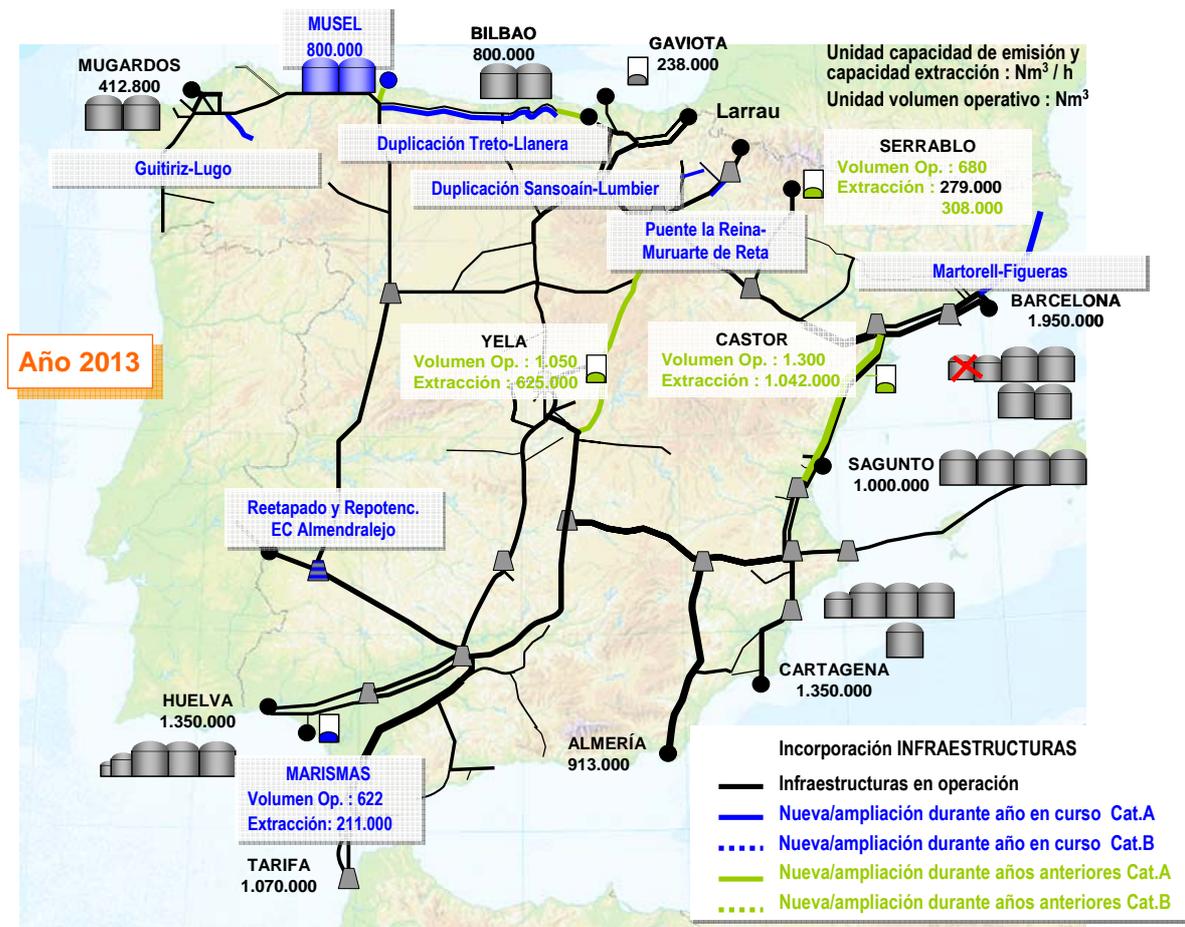


Figura 38. Mapa de infraestructuras año 2013. Escenario CENTRAL.

Capacidad de entrada

Entra en operación en 2013 la nueva planta de Musel, incrementando los márgenes de capacidad de entrada en el sistema, dotando al sistema de flexibilidad y seguridad en el suministro. Además, la producción de esta planta es necesaria para la cobertura de la demanda de la zona noroeste en caso de fallo de Mugarodos.

Almacenamiento en tanques de GNL

Junto con la nueva planta de Musel, se incorporan dos nuevos tanques de GNL de 150.000 m³ de GNL cada uno.

Capacidad de transporte

A fin de integrar la planta de Musel en el Sistema, se refuerza el transporte de la cornisa cantábrica con la duplicación Treto-Llanera.

Se incorpora el gasoducto Guitiriz-Lugo, eliminando la saturación actual de la red de distribución de Lugo y garantizando el suministro de la zona.

Igualmente, se pone en marcha el gasoducto Martorell-Figueras que resuelve la actual saturación del gasoducto secundario del Prelitoral Montmeló-Gerona

En el año 2013, comienzan los contratos de exportación e importación a través de la CI de Larrau, derivados de la OS 2013. Por ello, para que los ramales a Pamplona no supongan un punto vulnerable del Sistema y no se ponga en peligro la seguridad de suministro de la zona, es necesaria la incorporación de la duplicación Sansoain-Lumbier y el gasoducto Puente de la Reina - Muruarte de Reta.

Se precisa reetapar y repotenciar la EC de Almendralejo a fin de incrementar la versatilidad de esta EC.

Almacenamientos subterráneos

En 2013, se incorpora el almacenamiento de Marismas junto con el Marismas-Almonte

Año 2014

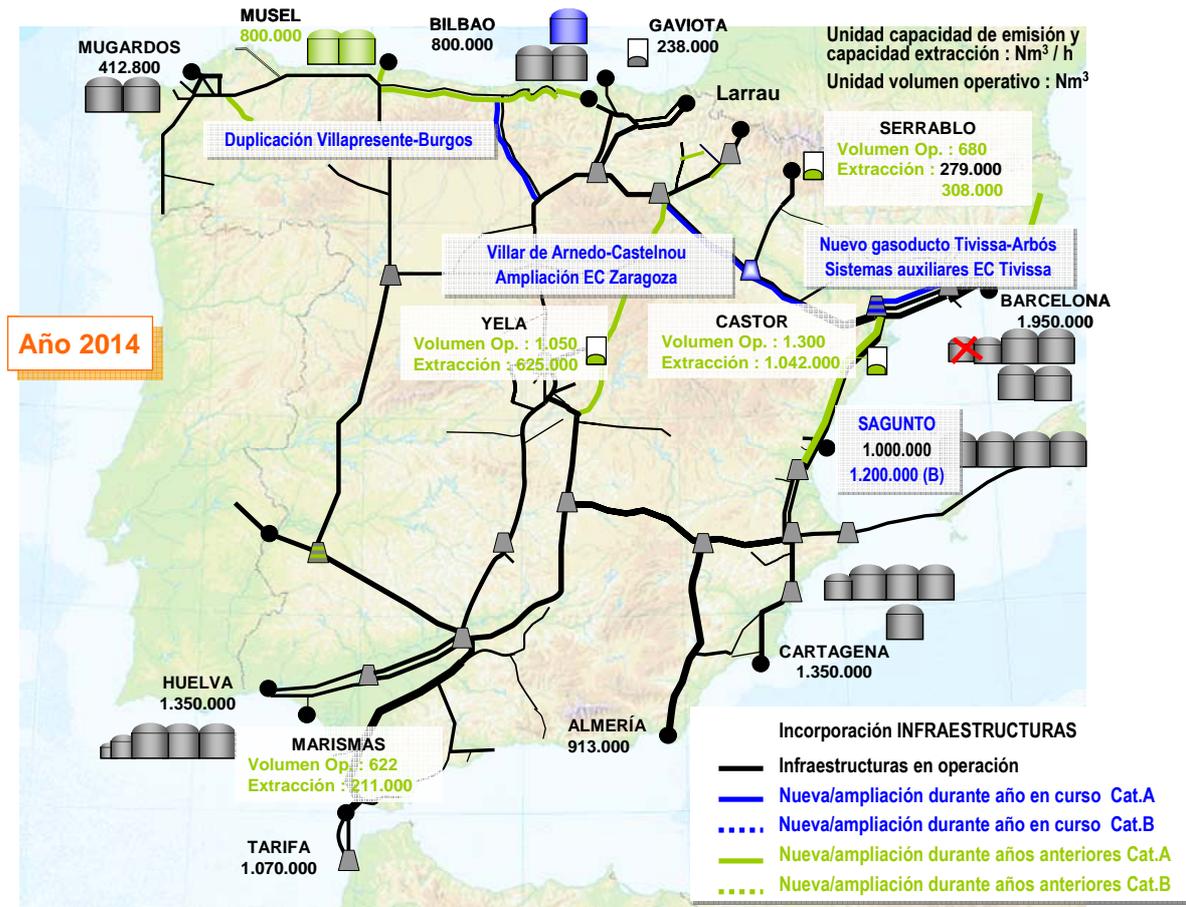


Figura 39. Mapa de infraestructuras año 2014. Escenario CENTRAL.

Capacidad de entrada

Para dar cumplimiento a la cobertura de la demanda punta en caso de fallo total de la planta de Barcelona (Reglamento (UE) 994/2010), se podría requerir la ampliación de Sagunto a 1.200.000 Nm³/h, en el caso de que la demanda sea superior a la contemplada en el escenario CENTRAL.

Almacenamiento en tanques de GNL

Entra en operación el tercer tanque de GNL de Bilbao en 2014.

Capacidad de transporte

En 2014, se incorpora la duplicación Villapresente-Burgos, para la completa integración de la producción de la planta de Musel en el Sistema.

Deben estar en servicio las infraestructuras necesarias para el cumplimiento del Reglamento (UE) nº 994/2010 de Seguridad de Suministro. Por lo tanto, se debe incorporar el gasoducto Castelnou – Villar de Arnedo, la ampliación de la EC de Zaragoza el nuevo gasoducto Tivissa-Arbós y los sistemas auxiliares de la EC de Tivissa para la correcta cobertura de la demanda punta ante fallo de Barcelona.

Año 2015

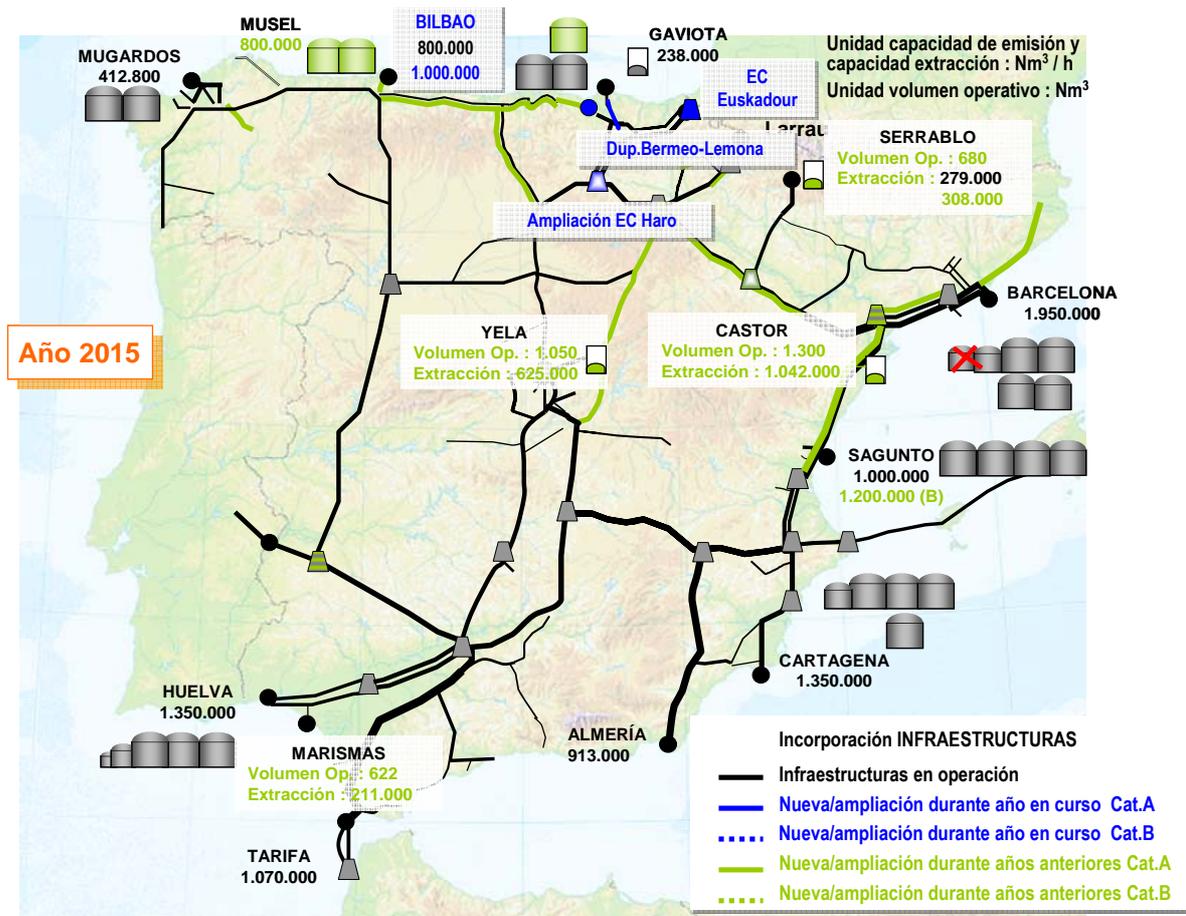


Figura 40. Mapa de infraestructuras año 2015. Escenario CENTRAL.

Capacidad de entrada

Con el desarrollo de la CI de Irún derivada de la Open Season 2015, para dar cumplimiento a los contratos de exportación e importación, debe incorporarse la ampliación de Bilbao hasta 1.000.000 Nm³/h

Capacidad de transporte

Se han de incorporar la EC de Eukadour y la ampliación de la EC de Haro para dar cumplimiento a los acuerdos internacionales así como para incrementar la capacidad de transporte al Valle de Ebro. Además, es necesaria la duplicación Bermeo-Lemona para garantizar presiones adecuadas en el almacenamiento de Gaviota.

Año 2016

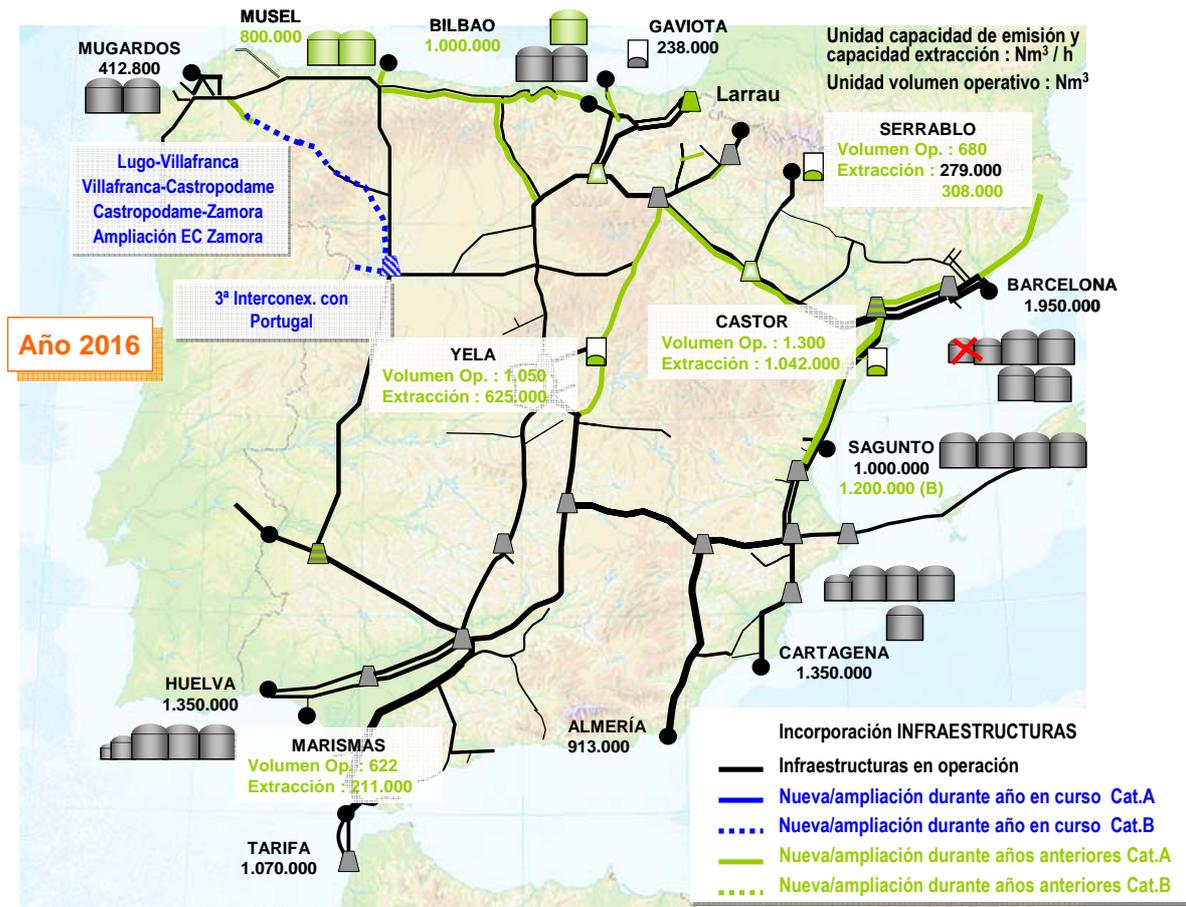


Figura 41. Mapa de infraestructuras año 2016. Escenario CENTRAL.

Capacidad de transporte

Se considera 2016 como fecha propuesta para la incorporación de la primera fase de la Conexión Internacional con Portugal por Zamora, con la puesta en marcha del gasoducto Zamora-Vale de Frades. El gasoducto Zamora-frontera portuguesa se trata de una infraestructura categoría B condicionado al acuerdo con Portugal para el desarrollo en el lado portugués de la mencionada Conexión Internacional.. La fecha final de ejecución de fijará en función de la necesaria coordinación de los sistemas Español y Portugués tanto en la definición del proyecto como en la ejecución de la inversión.

Durante este ejercicio, condicionados al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura, deberían entrar en operación los gasoductos que conectan Galicia con Zamora, es decir, el Lugo-Villafranca del Bierzo, Villafranca del Bierzo-Castropodame y Castropodame – Zamora, así como la ampliación de la EC de Zamora. Estas infraestructuras integrarían la zona gallega en el Sistema Gasista.

Año 2017

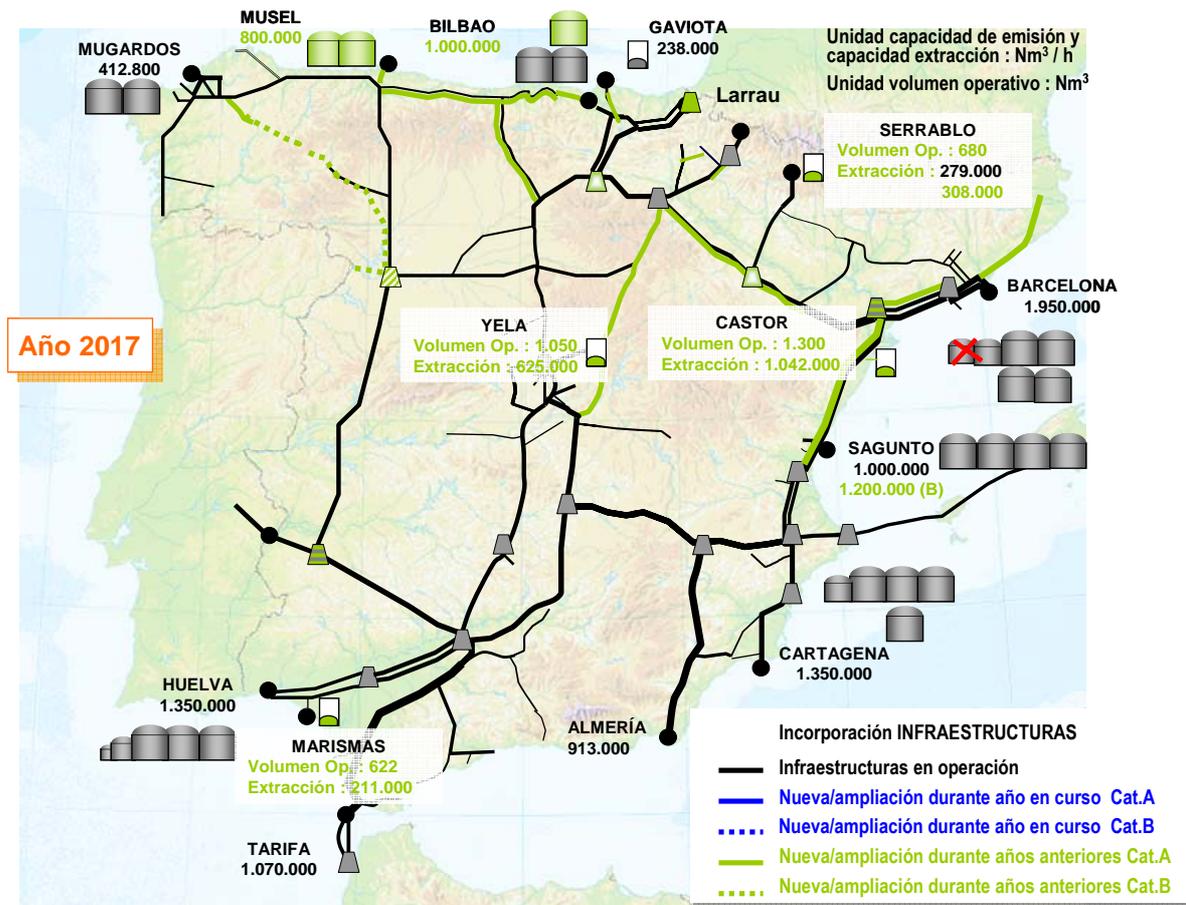


Figura 42. Mapa de infraestructuras año 2017. Escenario CENTRAL.

Con las nuevas infraestructuras incorporadas en años anteriores, el Sistema queda configurado de modo que no se precise ningún refuerzo adicional de entradas o transporte en el año 2017.

Año 2018

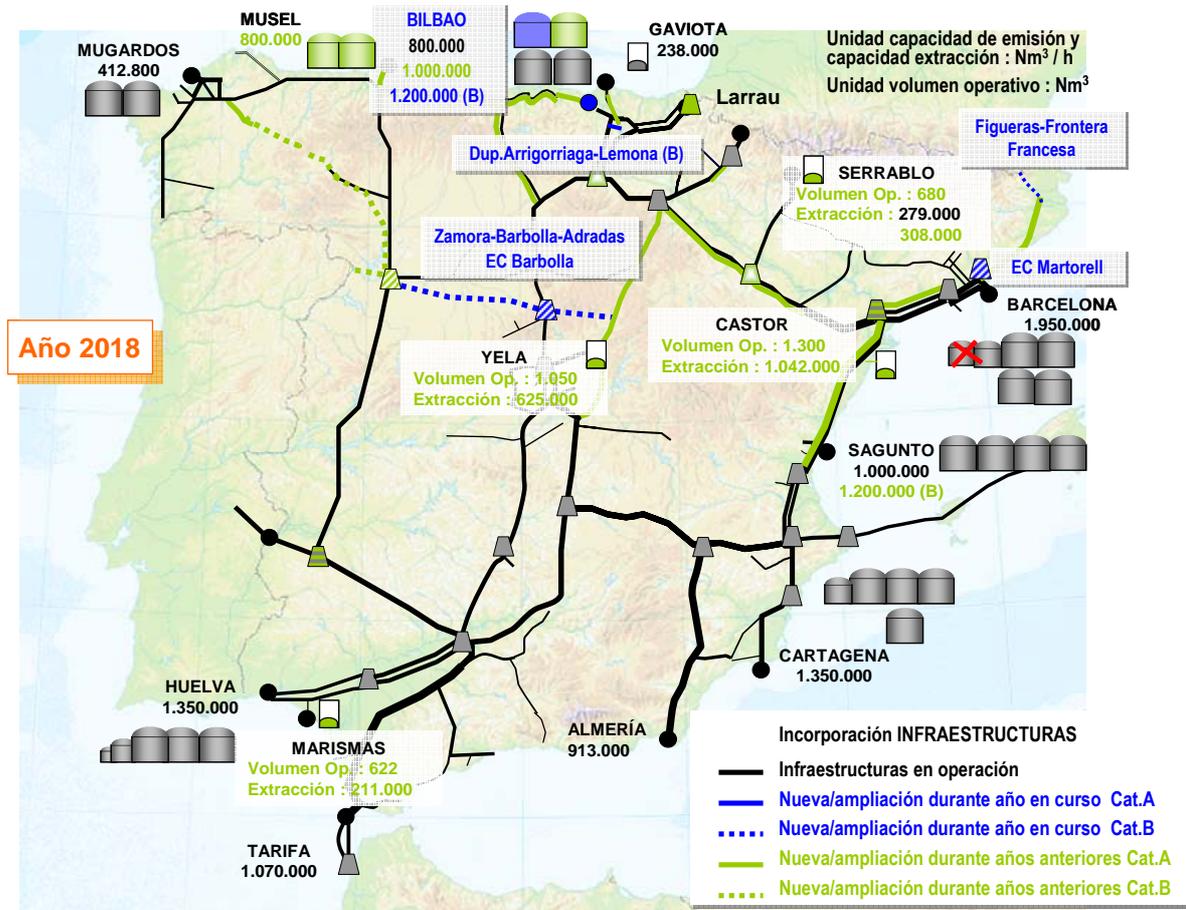


Figura 43. Mapa de infraestructuras año 2018. Escenario CENTRAL.

Se considera 2018 como fecha propuesta para la incorporación de la segunda fase de la Conexión Internacional con Portugal por Zamora que ampliará la capacidad de importación/exportación hasta el caudal objetivo de la conexión.

Capacidad de entrada

En 2018, para dar cumplimiento a las exportaciones por Zamora (correspondientes a la 2ª fase), se requiere la ampliación de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h que tendrá categoría B condicionada al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha Interconexión implique la necesidad de esta infraestructura.

Almacenamiento en tanques de GNL

Entra en operación el cuarto tanque de GNL de Bilbao para dar cumplimiento a los criterios de almacenamiento de GNL con una capacidad de 150.000 m³ de GNL. Esta nueva infraestructura tendrá categoría B y estará condicionada a la efectiva ampliación de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h.

Capacidad de transporte

Durante este ejercicio, se incorpora el gasoducto Zamora-La Barbolla-Adradas junto con una nueva EC en la Barbolla. Estas infraestructuras son necesarias para la correcta integración de la 2ª fase de la CI con Portugal por Zamora, por tanto tendrán categoría B.

Adicionalmente, como continuación del Eje Galicia-Zamora, permite mitigar las posibles congestiones que se produzcan entre la zona noroeste y el gas proveniente de la Ruta de la Plata, incrementando la evacuación de todos los medios de producción del sur y del noroeste. De esta forma, se constituye una ruta directa de Galicia al centro del Sistema, zona con una elevada demanda con alto componente estacional y donde se encuentra el almacenamiento subterráneo de Yela.

Además, a fin de no provocar cuellos de botella en el Sistema derivados de la nueva capacidad de entrada en la zona de País Vasco se ha de incorporar la duplicación Arrigorriaga-Lemona (43X). Esta infraestructura tendrá categoría B y estará condicionada a la efectiva ampliación de emisión de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h.

Finalmente, en caso de que un nuevo proceso de Open Season así lo confirmase, en 2018 se desarrollaría la nueva Conexión Internacional con Francia de MidCat, con la puesta en marcha del gasoducto Figueras-Frontera Francesa y la EC de Martorell que se incorporan con categoría B, condicionadas al desarrollo de la Conexión Internacional de MidCat.

Año 2019

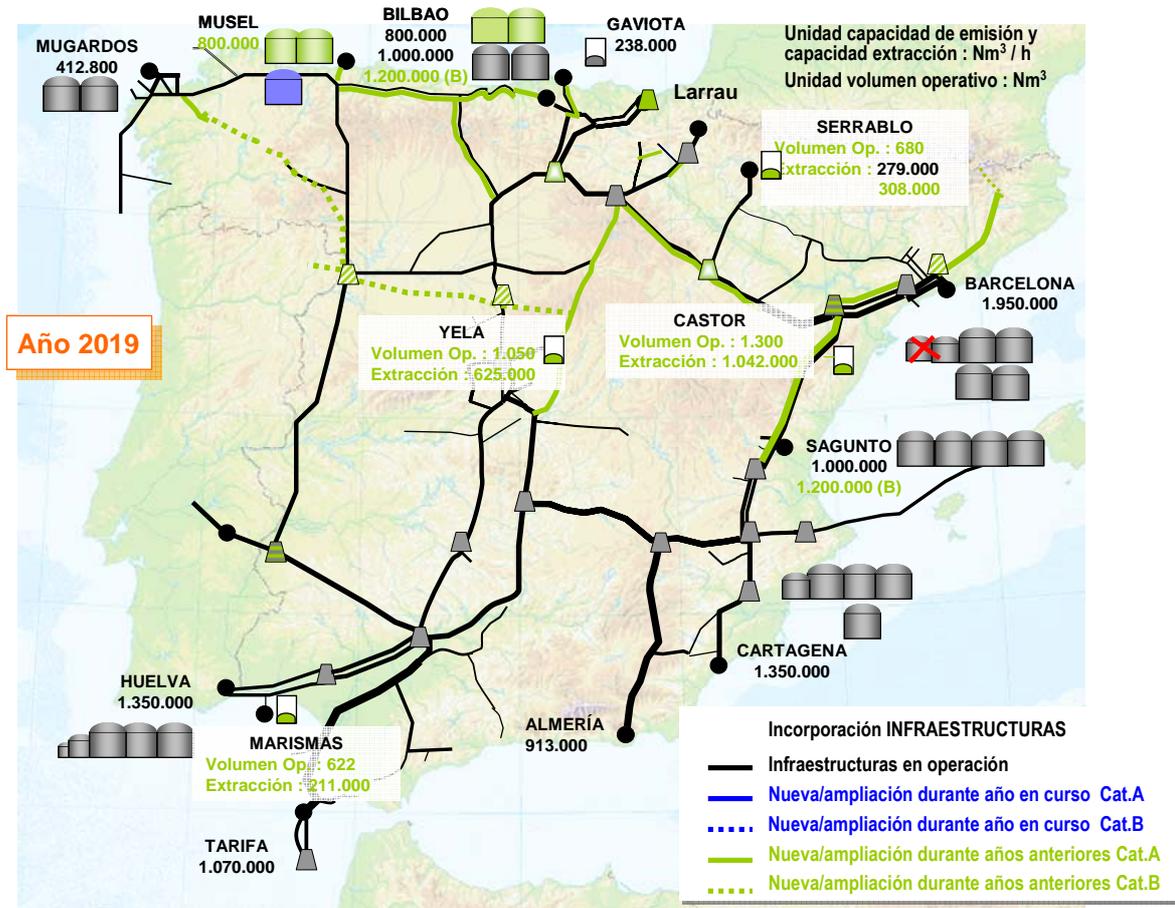


Figura 44. Mapa de infraestructuras año 2019. Escenario CENTRAL.

Almacenamiento en tanques de GNL

En 2019, se incorpora el 3^{er} tanque de la planta de Musel, con una capacidad de 150.000 m³ de GNL. Este tanque está condicionado a factores de demanda y de utilización de la planta.

Año 2020

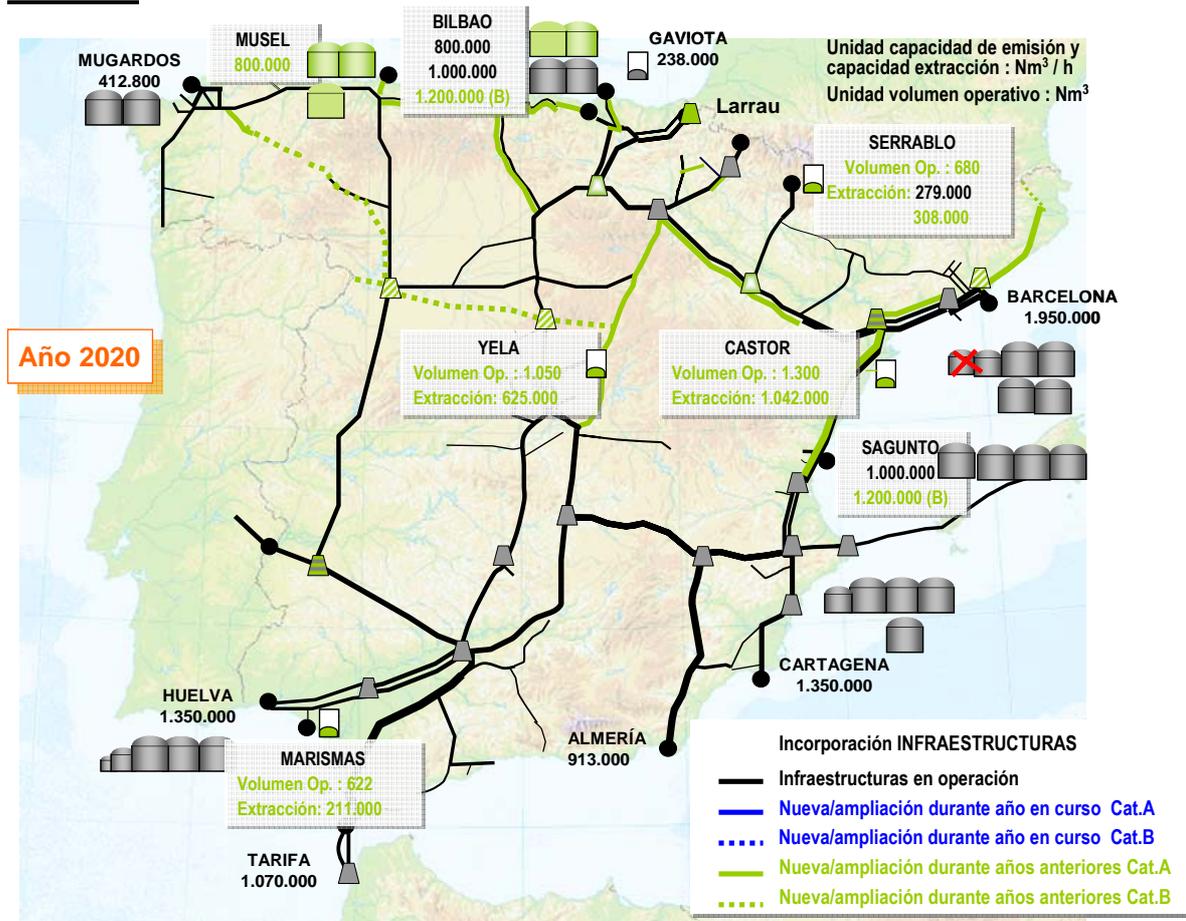


Figura 45. Mapa de infraestructuras año 2020. Escenario CENTRAL.

Con las nuevas infraestructuras incorporadas en años anteriores, queda configurado un Sistema seguro y flexible, en el que todas las zonas gasistas están altamente comunicadas entre sí de modo que no se precisa ningún refuerzo adicional de entradas o transporte en el año 2020.

4.3.4.4 Resumen de infraestructuras incluida en la Planificación 2012-2020

Plantas de regasificación e infraestructuras de almacenamiento de GNL

La siguiente tabla recoge la capacidad de regasificación en plantas y las infraestructuras de almacenamiento de GNL que deben ponerse en operación en el horizonte 2012-2020 en el Sistema peninsular.

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS		FECHA PREVISTA													
			TK GNL (m ³ GNL)	C. Emisión (m ³ (n)/h)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020					
PLANTA MUSEL	Emisión a 800.000 Nm ³ /h	A		800.000														
	1er y 2º Tanque GNL	A	300.000															
	3er Tanque GNL ⁽¹⁾	B	150.000															
AMPLIACIÓN PLANTA BILBAO	3er Tanque GNL	A	150.000															
	Δ emisión a 1.000.000 Nm ³ /h	A		200.000														
	4º Tanque GNL ⁽²⁾	B	150.000															
AMPLIACIÓN PLANTA SAGUNTO	Δ emisión a 1.200.000 Nm ³ /h ⁽³⁾	B		200.000														
	Δ emisión a 1.200.000 Nm ³ /h ⁽⁴⁾	B		200.000														

(1) La fecha de entrada en operación de este tanque, se adelantará a 2018 en el caso que el 4º tanque de Bilbao no entrara en operación. Condicionado a la utilización de la Planta de Músel por encima de un determinado nivel

(2) Condicionado al desarrollo de la ampliación de la Planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h

(3) Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura; o al incremento de potencia a 27.035 MW siempre y cuando parte de este incremento se localice en áreas que solo puedan ser atendidas desde esta planta

(4) Condicionado a incrementos de demanda por encima del previsto

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 43 Plantas de regasificación e infraestructuras de almacenamiento de GNL incluidas en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL.

Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y la seguridad del sistema

A continuación se resumen las infraestructuras de la red de transporte que se incluyen en la Planificación 2012-2020, a excepción de los gasoductos de atención a su zona geográfica de influencia, y el año previsto de su puesta en servicio.

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA												
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020				
REFUERZO NUDO DE TIVISSA	Duplicación Gasoducto Tivissa-Paterna	A Urgente	230	80	40													
	Nuevo gasoducto Tivissa-Arbós	A Urgente	114	80	30													
REFUERZO EJE NORTE	Gasoducto Planta de Bilbao-Treto	A Urgente	53	80	26/16													
	Gasoducto Musel-Llanera	A	16	80	30													
	Desdoblamiento interconexión Llanera-Otero	A	1	80	26													
	Duplicación Treto-Llanera	A Urgente	216	80	26													
	Duplicación Gasoducto Villapresente-Burgos	A	153	80	26													
	Duplicación Bermeo-Lemona	A	32	80	26													
	Duplicación Arrigorriaga-Lemona ⁽¹⁾	B	15	80	26													
REFUERZO EJE CENTRAL	Gasoducto Zarza de Tajo-Yela	A Urgente	106	80	30													
	Gasoducto Yela-Villar de Arnedo	A	249	80	30													
	Interconexión Los Rábanos	A	3	80	16													
	Dup. Castelnou-Villar de Arnedo	A Urgente	214	80	26													
EJE GALICIA-MADRID	Guitiriz-Lugo	A Urgente	28	80	30													
	Villafranca del Bierzo-Castropodame ⁽²⁾	B	30	80	30													
	Lugo-Villafranca del Bierzo ⁽²⁾	B	90	80	30													
	Castropodame-Zamora ⁽²⁾	B	170	80	26													
	Zamora-Barbolla-Adradas ⁽²⁾	B	307	80	32													
RESTO DE PROYECTOS	Gasoducto Martorell-Figueras	A	167	80	36													
GASODUCTOS REGIONALES	Puente la Reina-Muruarte de Reta	A	20	80	14													
	Duplicación Sansoain-Lumbier	A	14	80	8													
CONEXIONES INTERNACIONALES	3ª Interconexión con Portugal + UM fiscal ⁽³⁾	B	85	80	28													
	Gasoducto Figueras-Frontera Francesa + UM fiscal ⁽⁴⁾	B	25	80	36													
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	Gasoducto al AASS de Castor	A Urgente	12	80	30													
	Gasoducto Marismas-Almonte	A Urgente	7	80	20													

(1) Condicionado al desarrollo de la ampliación de emisión de la Planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h

(2) Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura

(3) Condicionado al acuerdo con Portugal para el desarrollo de dicha interconexión

(4) Condicionado al desarrollo de MidCat

Planificación 2008-2016 Planificación 2012-2020

Tabla 44 Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema incluidos en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL.

Estaciones de compresión

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	ESTACIONES DE COMPRESIÓN	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS		FECHA PREVISTA													
			Grupos	kW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020					
CONEXIÓN RUTA DE LA PLATA	Reetapado y Repotenc EC Almendralejo	A																
REFUERZO NUDO DE TIVISSA	Sistemas auxiliares EC Tivissa	A Urgente																
REFUERZO VALLE DEL EBRO	ampliación ZARAGOZA	A Urgente	(3+1)	18.000														
	ampliación HARO	A Urgente	(2+1)	34.500														
CONEXIONES INTERNACIONALES	EC Euskadour	A Urgente	(2+1)	21.000														
	EC Martorell ⁽¹⁾	B	n.d.	36.000														
EJE GALICIA-MADRID	ampliación ZAMORA ⁽²⁾	B	(3+1)	33.500														
	EC La Barbolla ⁽²⁾	B	(2+1)	20.000														

(1) Condicionado al desarrollo de MidCat

(2) Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura

Planificación 2008-2016 Planificación 2012-2020

Tabla 45 Estaciones de compresión incluidas en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL.

Las características (potencia y configuración del número de grupos) de las estaciones de compresión recogidas en la tabla anterior tienen carácter meramente orientativo. El dimensionamiento definitivo de cada una de las actuaciones se establecerá por el Gestor Técnico del Sistema Gasista una vez se realicen los estudios detallados para la adecuación de las características a las condiciones de operación necesarias (caudales y presiones de aspiración e impulsión) para el funcionamiento óptimo y con el mejor rendimiento de los turbocompresores.

Almacenamientos subterráneos

En la Tabla 46 y en la Tabla 47 se muestra un resumen de los almacenamientos subterráneos y de los gasoductos de conexión a los mismos incluidos en la Planificación 2012-2020.

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS				FECHA PREVISTA											
			Inyección (Mm³(n)/día)	Extracción (Mm³(n)/día)	V.Operativo (Mm³(n))	Gas colchón (Mm³(n))	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	AASS Yela	A Urgente	7	15	1.222	901												
	AASS Castor	A Urgente	8	25	1.300	600												
	Δ extracción Serrablo	A	4,4	7,4	680	420												
	AASS Marismas	A Urgente	6	5	620	180												

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 46. Almacenamientos subterráneos incluidos en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL.

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA												
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020				
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	Gasoducto al AASS de Castor	A Urgente	12	80	30													
	Gasoducto Marismas-Almonte	A Urgente	7	80	20													

Tabla 47. Gasoductos de conexión a los almacenamientos subterráneos incluidos en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL.

4.3.5 Análisis de sensibilidad a la punta eléctrica: ESCENARIO SUPERIOR

4.3.5.1 Definición del escenario

Además del escenario CENTRAL, se considera necesario analizar cuáles serían las implicaciones para el Sistema Gasista de un escenario de punta de demanda eléctrica que conlleve mayores necesidades de potencia firme y éstas se cubriesen con centrales de generación eléctrica alimentadas por gas natural. El estudio de estas implicaciones se ha realizado en términos de necesidades adicionales a las contempladas en el Escenario CENTRAL.

Para realizar este análisis se ha definido un Escenario SUPERIOR de demanda de gas que mantiene la previsión de demanda punta convencional del escenario CENTRAL, pero considera una demanda punta de gas asociada al sector eléctrico acorde con el Escenario Tendencial descrito en el Capítulo 3. Este escenario considera necesario un incremento de potencia instalada de generación eléctrica de 4.500 MW hasta 2020.

La senda de crecimiento estimada para la generación con gas natural en el escenario SUPERIOR es la que recoge la Tabla 48.

MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
escenario SUPERIOR	25.235	25.235	25.235	25.235	25.435	26.535	27.535	27.835	28.935	29.735

Tabla 48. Potencia instalada de generación eléctrica a partir de gas natural. Escenario SUPERIOR

Teniendo en cuenta lo anterior, la evolución de la demanda en el escenario SUPERIOR sería la siguiente:

Unidad: GWh/día	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PUNTA CONVENCIONAL	1.148 27-ene-05	1.074 27-ene-06	1.149 26-ene-07	1.129 17-dic-07	1.059 8-ene-09	1.150 12-ene-10	1.179	1.239	1.281	1.323	1.369	1.398	1.420	1.450	1.475	1.500	1.528
	-	-6,5%	+7,0%	-1,7%	-6,2%	+8,6%	+2,5%	+5,1%	+3,4%	+3,3%	+3,5%	+2,1%	+1,6%	+2,1%	+1,8%	+1,7%	+1,9%
PUNTA S. ELÉCTRICO	398 17-mar-05	524 22-feb-06	573 30-ene-07	742 14-dic-07	741 9-ene-09	711 16-dic-09	677 30-nov-10	812	860	896	927	978	1.025	1.070	1.099	1.139	1.190
	-	+31,7%	+9,4%	+29,5%	-0,1%	-4,1%	-4,7%	+20,0%	+5,9%	+4,2%	+3,5%	+5,5%	+4,8%	+4,5%	+2,7%	+3,6%	+4,5%
SUMA	1.546	1.597	1.722	1.871	1.800	1.861	1.856	2.051	2.141	2.219	2.296	2.376	2.445	2.520	2.574	2.638	2.718
	-	+3,3%	+7,8%	+8,7%	-3,8%	+3,4%	-0,3%	+10,5%	+4,4%	+3,6%	+3,5%	+3,5%	+2,9%	+3,1%	+2,2%	+2,5%	+3,0%
PUNTA TOTAL NACIONAL	1.503 27-ene-05	1.552 23-feb-06	1.662 30-ene-07	1.863 17-dic-07	1.789 9-ene-09	1.837 16-dic-09	1.778 29-nov-10										
	-	+3,3%	+7,1%	+12,1%	-4,0%	+2,7%	-3,2%										

* La punta del año n es la correspondiente al invierno [n, (n+1)]

Tabla 49 Evolución demanda punta de la Península y Baleares en el escenario SUPERIOR

Todas la infraestructuras adicionales que se incluyen a continuación, necesarias para garantizar la cobertura de la demanda punta y la seguridad de suministro en el escenario SUPERIOR de demanda punta de gas, se incorporan a esta Planificación con categoría B.

4.3.5.2 Capacidad de entrada

El escenario SUPERIOR supone una incorporación de +4.500 MW de potencia de generación a partir de gas natural respecto al escenario CENTRAL. La localización física

en el Sistema de esta potencia adicional condiciona la ubicación de la nueva capacidad de entrada y los refuerzos que amplían la capacidad de transporte y la seguridad del Sistema.

Para el análisis, este incremento de potencia se ha asimilado a 23 turbinas de gas de ciclo abierto de 200 MW, tomando como escenario de referencia para la ubicación la localización de centrales de ciclos combinados que el Operador del Sistema Eléctrico considera con mayor probabilidad de incorporación en el Sistema. El resultado en 2020 es un incremento de potencia instalada con respecto al subescenario CENTRAL 25.235 MW distribuida de la siguiente forma:

Incremento potencia instalada en escenario SUPERIOR con respecto al CENTRAL de 25.235 MW				
Levante	Cataluña	País Vasco y Valle Ebro	Noroeste	resto Oeste de Haro
+ 0	+ 400	+ 1.200	+ 1.600	+ 1.300

Tabla 50. Incremento potencia instalada en escenario SUPERIOR con respecto al Escenario CENTRAL-Subescenario de 25.235 MW

El incremento de demanda del sector eléctrico con respecto al escenario CENTRAL supone una necesidad adicional de capacidad de entrada para dar cumplimiento a los criterios de diseño de capacidad de entrada.

El escenario de partida es el escenario CENTRAL de infraestructuras.

A) Cobertura de la demanda punta (criterio A) + Sobrecapacidad 110% (criterio B)

- *Determinación de la capacidad de entrada:*

Para dar cobertura a la demanda punta de gas con una sobrecapacidad del 110%, se requiere una capacidad de entrada al Sistema adicional, con respecto a la necesaria en el subescenario CENTRAL 25.235 MW de, aproximadamente, **400.000 Nm³/h** (114 GWh/día). Cabe destacar que para calcular esta capacidad necesaria en punta no se ha tenido en cuenta el incremento de la vaporización de 200.000 Nm³/h de la planta Sagunto (hasta 1.200.000 Nm³/h), puesto que esta nueva capacidad no es posible transportarla en situación de demanda punta

**Cobertura de la punta 2020 con
entradas Escenario CENTRAL**

Nm³/h

Plantas	Barcelona	1.950.000
	Huelva	1.350.000
	Cartagena	1.350.000
	Bilbao	1.200.000
	Sagunto	1.000.000
	Mugarodos	412.800
Conexiones	El Musel	800.000
	CI Tarifa	1.070.000
	CI Almería	913.000
	CI Larrau	0
	CI Irún	0
AASS	CI Tuy	0
	CI Badajoz	0
	Serrablo	185.000
	Gaviota	202.000
	Castor	417.000
Demanda	Yela	223.000
	Marismas	127.000
	Entradas	11.199.800
	Convencional	5.368.574
Eléctrica	4.620.976	
Transp. Internacional	1.030.000	
Autoconsumos	60.000	
Salidas	11.079.550	
Margen de Cobertura	102%	
Incremento para margen cobertura 10%	400.000	

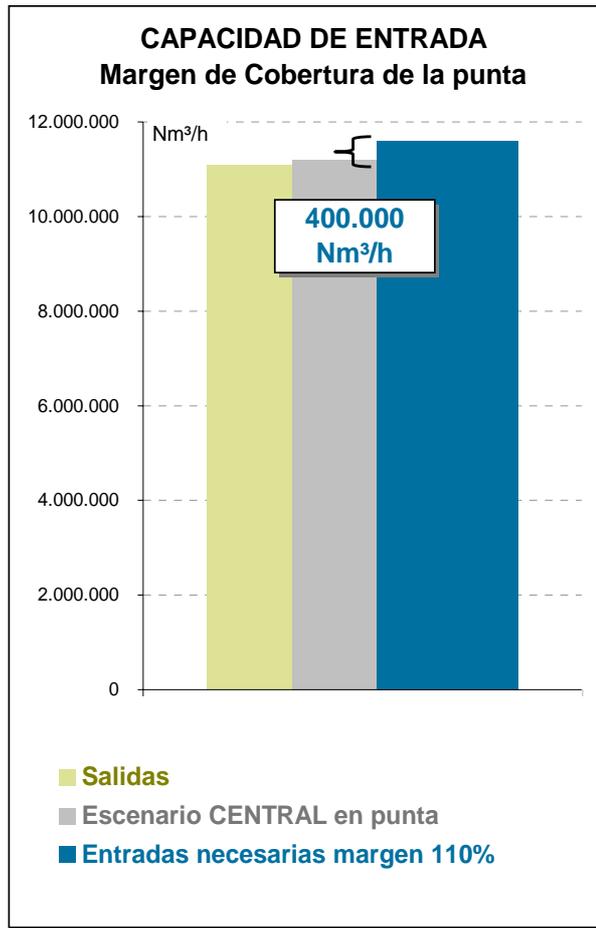


Figura 46. Margen de cobertura de la demanda punta en 2020, en el escenario SUPERIOR, con capacidad de entrada del escenario CENTRAL

▪ *Ubicación de la nueva capacidad de entrada:*

La ubicación de la nueva capacidad de entrada está estrechamente ligada a la localización de los +4.500 MW adicionales de generación a partir de gas natural. En caso de que el desarrollo efectivo de la nueva potencia de generación a partir de gas natural no correspondiese al escenario aquí presentado, deberá redefinirse la ubicación de los incrementos de capacidad de entrada.

Las zonas en las que se ha considerado un mayor incremento de potencia, y por tanto de demanda, son el País Vasco y Valle de Ebro, Noroeste y Resto Oeste de Haro. De manera que la nueva capacidad de entrada que minimiza los refuerzos de transporte se ubicará en la zona Noroeste y País Vasco. Además, el balance entradas-salidas por zonas representado en la Figura 47, muestra que las entradas no se distribuyen de modo uniforme por las distintas zonas gasistas, generando zonas muy deficitarias de gas.

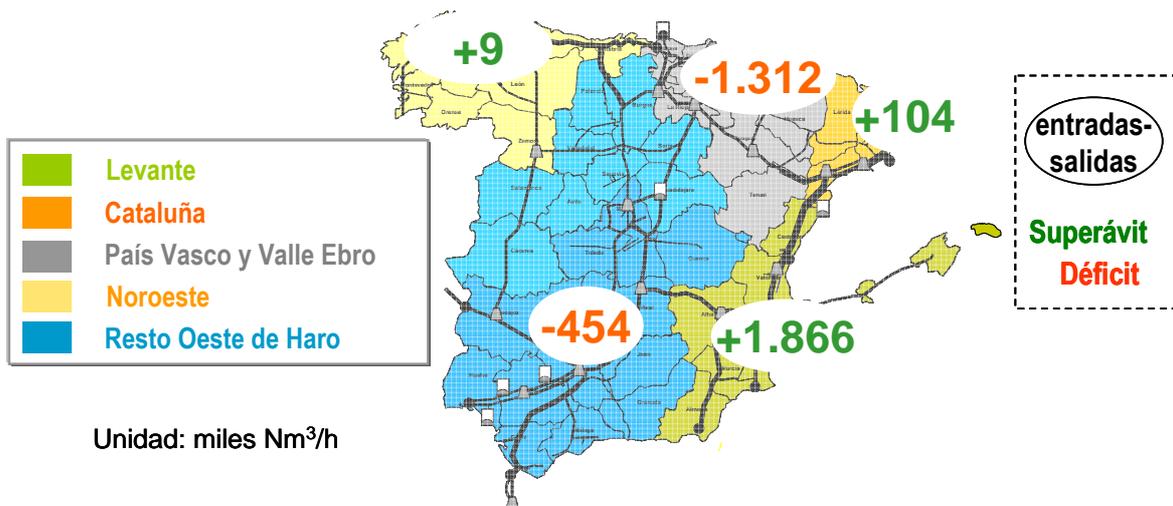


Figura 47 Balance entradas-salidas por zonas en punta 2020. Escenario SUPERIOR

Por lo tanto, la nueva capacidad de entrada, adicional a la del escenario CENTRAL, se ubicaría del siguiente modo:

- ✓ Ampliación Planta de Bilbao +200.000 Nm³/h
- ✓ Ampliación Planta de Musel +200.000 Nm³/h

B) Cobertura de la demanda en caso de fallo total de un punto de entrada

- *Determinación de la capacidad de entrada:*

B1) Criterio (N-1) Nacional

La capacidad de entrada del Sistema derivada del escenario CENTRAL es suficiente para la cobertura de la demanda en caso de fallo de cualquier punto de entrada en el escenario SUPERIOR.

B2) Criterio (N-1) Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro

La capacidad de entrada del Sistema derivada de la ampliación de entradas considerada para la cobertura de la demanda punta (+200.000 Nm³/h en Bilbao y + 200.000 Nm³/h en Musel), junto con la ampliación de Sagunto (+200.000 Nm³/h) del escenario CENTRAL, es suficiente para la cobertura de la demanda en caso de (N-1) de Barcelona.

Como conclusión de todos lo anterior, las capacidades de emisión necesarias en el escenario SUPERIOR quedan distribuidas por plantas de regasificación conforme a la figura que se representa a continuación:

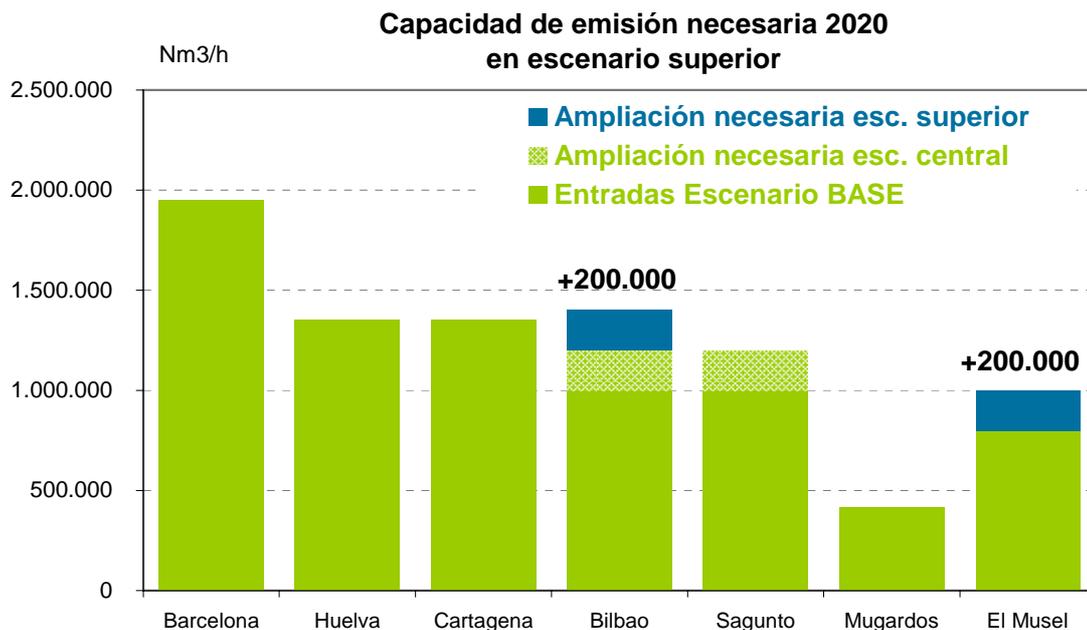


Figura 48. Capacidad de emisión en plantas de regasificación 2020. Escenario SUPERIOR

Con las ampliaciones así definidas se verifica el cumplimiento de los criterios de diseño establecidos al existir un margen de cobertura para la demanda punta del 10% sobre la demanda punta prevista así como la cobertura total de la punta invernal en caso de fallo de cualquier punto de entrada incluida la planta de Barcelona conforme al Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro.

Finalmente, se muestra una tabla resumen con la capacidad de entrada adicional al escenario CENTRAL, necesaria en el escenario SUPERIOR en 2020:

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CARACTERÍSTICAS C. Emisión (m³(n)/h)	DETALLE FUNCIONALIDAD
Δ emisión Bilbao a 1.400.000 Nm³/h	200.000	Cobertura de la demanda punta
Δ emisión Musel a 1.000.000 Nm³/h	200.000	Cobertura de la demanda punta

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 51. Capacidad de entrada necesaria en 2020. Escenario SUPERIOR.

4.3.5.3 Capacidad de almacenamiento en tanques de GNL

Derivado del aumento de la capacidad de emisión necesario en el escenario SUPERIOR, se requiere una mayor capacidad de almacenamiento en tanques de GNL para el cumplimiento de los criterios de diseño según los cuales la capacidad de almacenamiento en tanques debe ser equivalente a 9 días de autonomía de su capacidad nominal de producción en las plantas ubicadas en el Mediterráneo y a 11 días de autonomía de su

capacidad nominal de producción en las plantas ubicadas en el Atlántico o en el Cantábrico.

Con el incremento de capacidad de emisión detallado en la Figura 49 la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL del escenario CENTRAL es insuficiente para el cumplimiento de los criterios de diseño en la zona del Atlántico, por lo que serían necesarios los refuerzos en tanques que se muestran en la Tabla 52, supuesto que se aplica el criterio de diseño por zonas utilizado en el escenario CENTRAL (ver apartado 1.3.4.1.3)

En concreto, se precisa un tanque adicional a los previstos en el escenario CENTRAL, cuya ubicación sería necesaria en la planta de regasificación de Musel.

	Zona Mediterráneo			Zona Cantábrico-Atlántico			
	Barcelona	Sagunto	Cartagena	Huelva	Mugardos	Musel	Bilbao
Capacidad de emisión escenario SUPERIOR (Nm ³ /h)	1.950.000	1.200.000	1.350.000	1.350.000	412.800	1.000.000	1.400.000
Capacidad almacenamiento escenario BASE (m ³ GNL)	680.000	600.000	587.000	610.000	300.000	300.000	450.000
Días de autonomía (días)	9,1			8,7			
Capacidad almacenamiento Escenario CENTRAL. (m ³ GNL)	680.000	600.000	587.000	610.000	300.000	450.000	600.000
Días de autonomía (días)	9,1			10,3			
Δ Tanques Escenario CENTRAL.						+ 1 	+ 1 
Capacidad almacenamiento escenario SUPERIOR (m ³ GNL)	680.000	600.000	587.000	610.000	300.000	600.000	600.000
Días de autonomía escenario SUPERIOR (días)	9,1			11,1			
Δ Tanques escenario SUPERIOR						+ 2 	+ 1 

Tabla 52 Refuerzos en Tanques de GNL necesarios en el escenario SUPERIOR en 2020

Finalmente, se muestra una tabla resumen con los tanques adicionales al escenario CENTRAL, necesarios en el escenario SUPERIOR en 2020:

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CARACTERÍSTICAS TK GNL (m ³ GNL)	DETALLE FUNCIONALIDAD
4º Tanque Musel	150.000	Cumplimiento de criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 53 Refuerzos en Tanques de GNL necesarios en el escenario SUPERIOR en 2020

4.3.5.4 Capacidad de transporte

Con el objeto de determinar los refuerzos necesarios que permitan asegurar el cumplimiento de los criterios de diseño, se han realizado simulaciones del comportamiento del Sistema en el año 2020 a partir del escenario de entradas y ubicación de la nueva potencia instalada que ha sido definida en el apartado 1.3.5.2

Las infraestructuras así definidas, están íntimamente ligadas a la ubicación de los 4.500 MW adicionales de generación a partir de gas natural que, como se ha establecido en el

apartado 1.3.5.2. se han asimilado a efectos de este análisis a 23 turbinas de gas de ciclo abierto de 200 MW, cuya ubicación corresponde con aquella que el Operador del Sistema Eléctrico considera más probable. En caso de que la ubicación final de la potencia de generación eléctrica a partir de gas natural no correspondiese a este escenario, deberá redefinirse la necesidad de refuerzos de infraestructuras de transporte.

A) Cobertura de la demanda punta

Como se ha visto en el apartado 1.3.5.2, en 2020 la cobertura de la demanda punta requiere la ampliación de las plantas de Musel (+200.000 Nm³/h) y Bilbao (+200.000 Nm³/h), siendo necesarios los siguientes refuerzos de la red de transporte para la integración de estas ampliaciones:

1. Ampliación de planta de Musel (+200.000 Nm³/h). Dada la ubicación de las plantas de generación eléctrica con gas considerada en el escenario SUPERIOR, la integración de la ampliación no requiere refuerzos de transporte adicionales.

2. Ampliación de planta de Bilbao (+200.000 Nm³/h). La duplicación Lemona (43X)-Vergara, permite la integración de la producción de la planta de Bilbao, evitando que pudiera verse limitada por la presión de aspiración de la estación de compresión de Euskadour y de la zona de País Vasco

Así pues, la infraestructura de transporte necesaria para el cumplimiento de los criterios de diseño en el año 2020 en este escenario es:

- ✓ Duplicación Lemona (43X)- Vergara

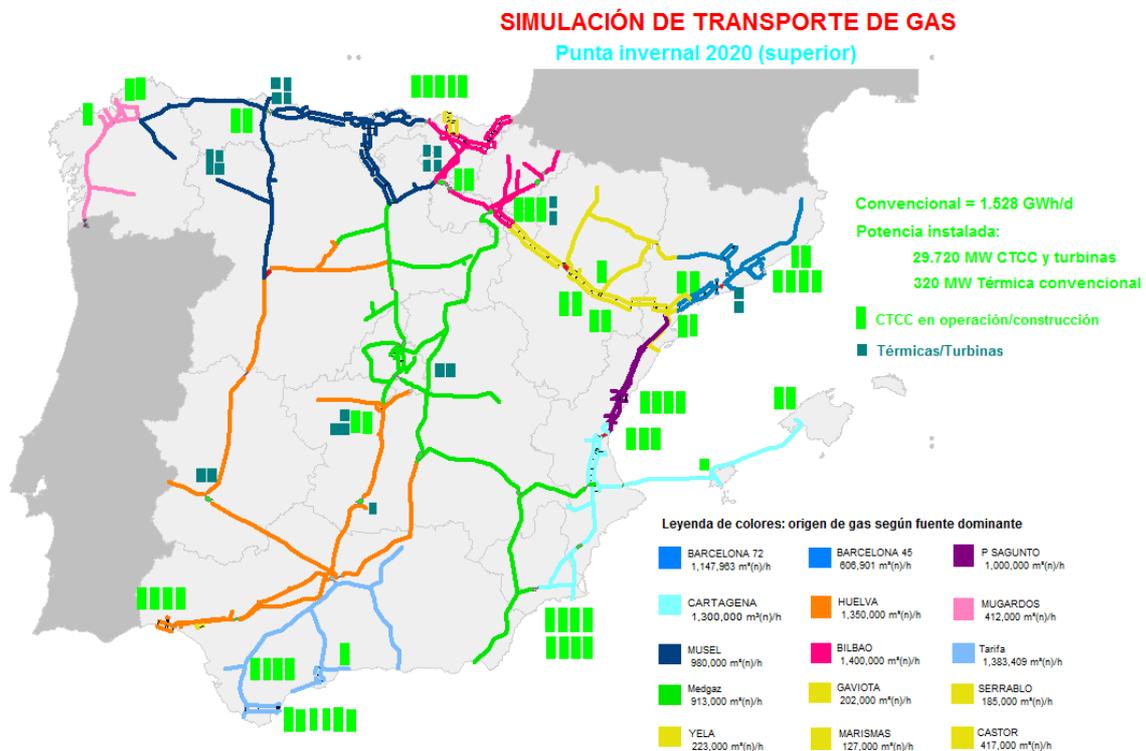


Figura 49 Cobertura de la demanda punta en 2020. Escenario SUPERIOR

B) Cobertura de la demanda en caso de fallo total de un punto de entrada

B1) Criterio (N-1) Nacional

El Sistema de transporte debe estar definido conforme a los criterios establecidos para permitir hacer frente al fallo total de una de las entradas. El escenario SUPERIOR no exige refuerzos de la red de transporte para el cumplimiento de este criterio.

B2) Criterio (N-1) Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro

Para dar cobertura a la demanda punta en caso de fallo de Barcelona, se tiene en cuenta el incremento de + 200.000 Nm³/h en la capacidad de entrada de la planta de Sagunto, definido en el escenario CENTRAL.

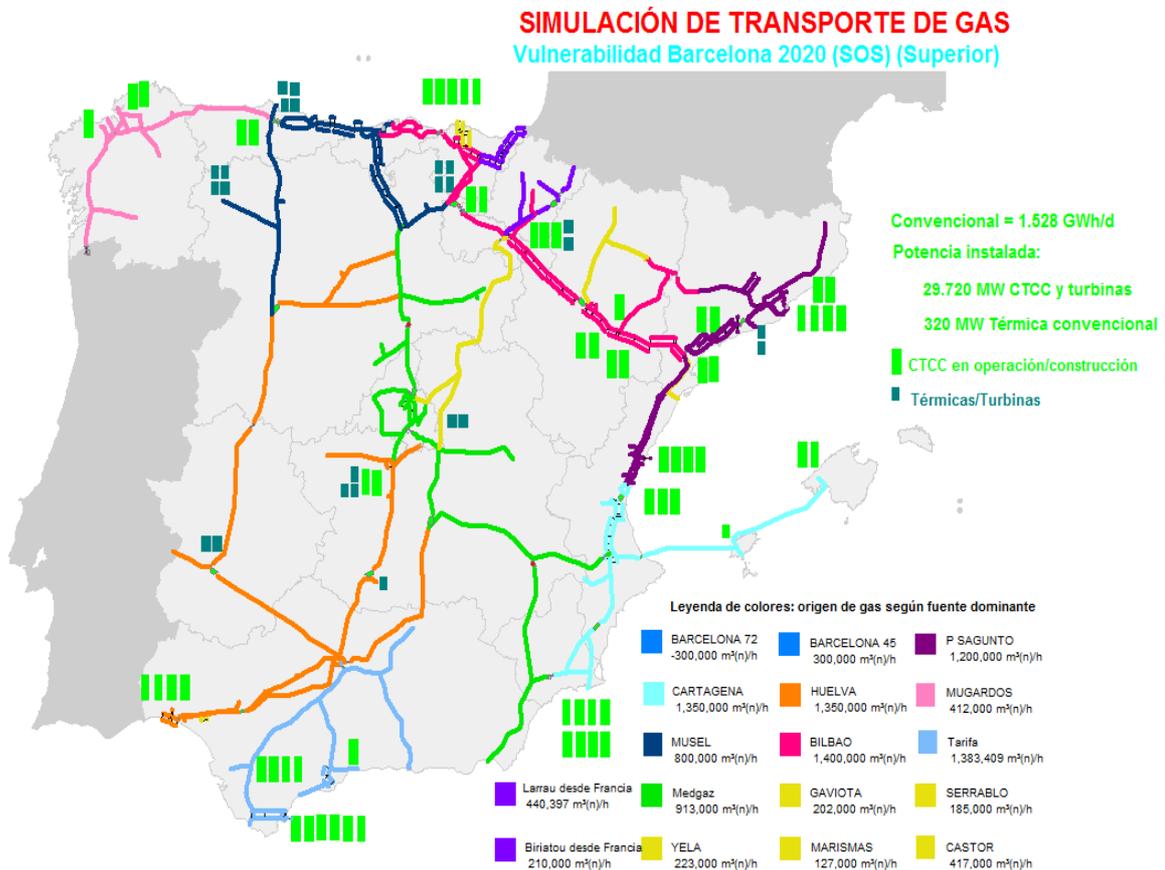


Figura 50. Vulnerabilidad (N-1) planta de Barcelona en 2020. Escenario SUPERIOR

C) Operación normal

En base a la incertidumbre actual sobre la ubicación final de la generación eléctrica con gas natural, la operación normal queda resuelta con las infraestructuras definidas en el escenario CENTRAL.

D) Cobertura de la demanda punta estival y E) Inyección y extracción nominal de los almacenamientos subterráneos

El cumplimiento de estos criterios queda resuelto con la puesta en marcha de la duplicación de los gasoductos Arrigorriaga – Lemona y Bermeo – Lemona, cuya necesidad ya ha sido identificada en el escenario CENTRAL, por lo que no son necesarios refuerzos adicionales.

Por último, se muestra una tabla resumen con la infraestructura de transporte adicional al escenario CENTRAL, necesaria en el escenario SUPERIOR en 2020:

GASODUCTOS	CARACTERÍSTICAS			DETALLE FUNCIONALIDAD
	Km	bar	"	
Dupl. Vergara-Lemona ■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020	35	80	26	Cobertura de la punta. Integración de la ampliación de Bilbao en el Sistema

Tabla 54. Infraestructuras de transporte necesarias en 2020. Escenario SUPERIOR.

En la Figura 51 se muestran de forma esquemática los refuerzos de transporte necesarios en 2020 en el escenario SUPERIOR.

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Barcelona	Emisión (Nm ³ /h)	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000
	Δ vaporización (Nm ³ /h)									
Huelva	Emisión (Nm ³ /h)	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000
	Δ vaporización (Nm ³ /h)									
Cartagena	Emisión (Nm ³ /h)	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000
	Δ vaporización (Nm ³ /h)									
Bilbao	Emisión (Nm ³ /h)	800.000	800.000	800.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.200.000	1.400.000	1.400.000
	Δ vaporización (Nm ³ /h)				 + 200.000			 + 200.000 (1)	 + 200.000	
Sagunto	Emisión (Nm ³ /h)	1.000.000	1.000.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000
	Δ vaporización (Nm ³ /h)			 + 200.000 (2)						
Mugardos	Emisión (Nm ³ /h)	412.800	412.800	412.800	412.800	412.800	412.800	412.800	412.800	412.800
	Δ vaporización (Nm ³ /h)									
Musel	Emisión (Nm ³ /h)		800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	1.000.000
	Δ vaporización (Nm ³ /h)		 + 800.000							 + 200.000
Total PO 2012-2020	Emisión (Nm ³ /h)	6.862.800	7.662.800	7.862.800	8.062.800	8.062.800	8.062.800	8.262.800	8.462.800	8.662.800
	Δ vaporización (Nm ³ /h)		 + 800.000	 + 200.000	 + 200.000			 + 200.000	 + 200.000	 + 200.000

- (1) Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura, o al incremento de potencia a 27.035 MW siempre y cuando parte de este incremento se localice en áreas que solo puedan ser atendidas desde esta planta
- (2) Condicionado a un incremento de demanda por encima del previsto

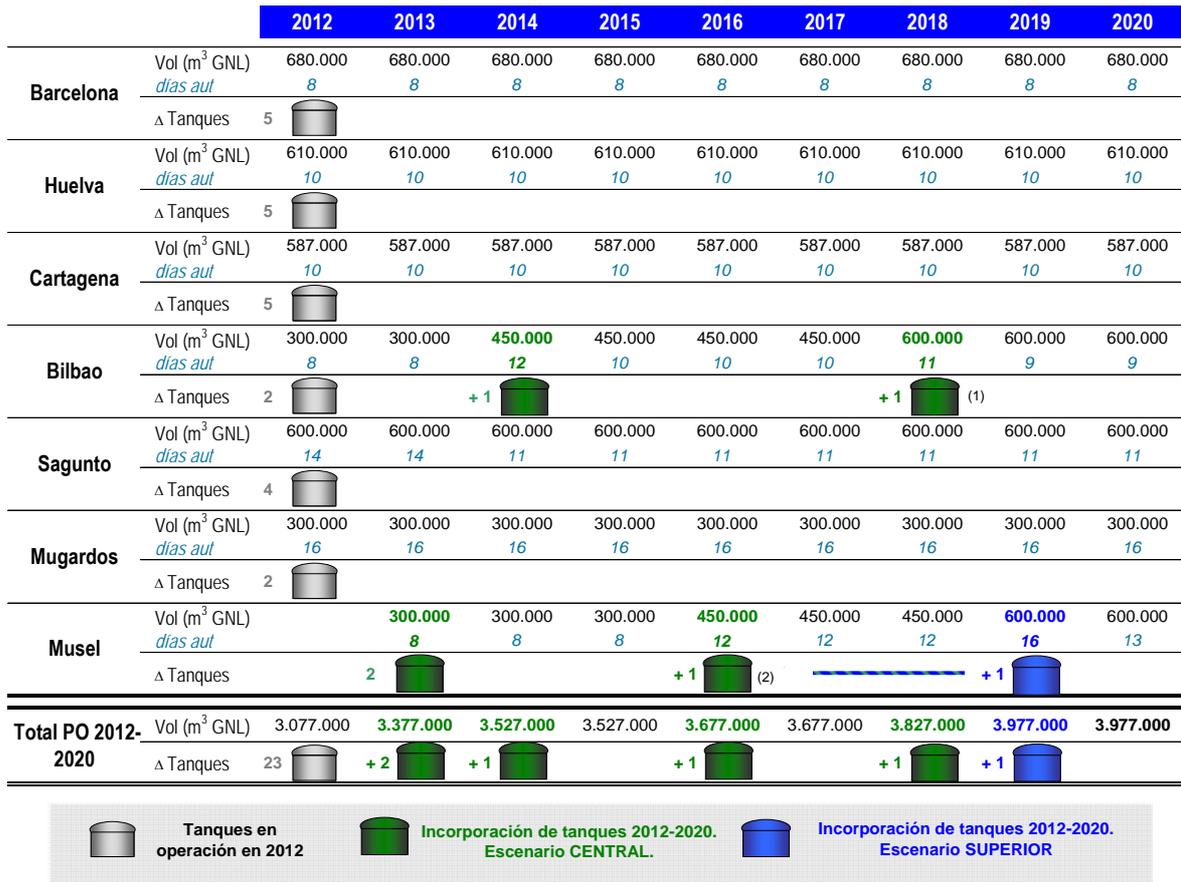


Tabla 55 Capacidad de emisión en Nm³/h en el período 2012-2020. Escenario SUPERIOR

b) Tanques de almacenamiento de GNL

El 3^{er} tanque de Musel, previsto en 2019 en el escenario CENTRAL si se cumplen determinados hitos de demanda y utilización de la planta, se adelantaría en el escenario SUPERIOR. Indicativamente se ha supuesto que se adelantaría a 2016. En este escenario se incorpora además un 4^o tanque en Musel en 2019.

En la Figura 52 se recoge la información referente a la incorporación de tanques de GNL en el escenario SUPERIOR.



(1) Los refuerzos de Tanques necesarios en el Escenario Central se adelantan en el Escenario Superior

(1) Condicionado al desarrollo de la ampliación de emisión de la Planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h, al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión, o al incremento de potencia a 27.035 MW siempre y cuando parte de este incremento se localice en áreas que solo puedan ser atendidas desde esta planta

(2) La fecha de entrada en operación de este tanque, se adelantará a 2018 en el caso que el 4º tanque de Bilbao no entrara en operación. Condicionado a la utilización de la Planta de Musel por encima de un determinado nivel

Figura 52. Incorporación de tanques en el Sistema en el horizonte 2012-2020. Escenario SUPERIOR

La Tabla 56 recoge la capacidad de regasificación en plantas y las infraestructuras de almacenamiento de GNL, adicionales a las del escenario CENTRAL y asociadas correspondientes al escenario SUPERIOR de demanda.

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS		FECHA PREVISTA										
			TK GNL (m ³ GNL)	C. Emisión (m ³ (n)/h)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
AMPLIACIÓN PLANTA MUSEL	Δ emisión a 1.000.000 Nm ³ /h	B		200.000											
	3er Tanque GNL ⁽¹⁾	B	150.000												
	4º Tanque GNL	B	150.000												
AMPLIACIÓN PLANTA BILBAO	Δ emisión a 1.400.000 Nm ³ /h	B		200.000											

 En el escenario central supone un retraso de la necesidad

 Planificación 2008-2016

 Planificación 2012-2020

Tabla 56 Ampliaciones de Plantas de Regasificación en el horizonte 2012-2020. Escenario SUPERIOR (adicionales a las del escenario CENTRAL)

En la Tabla 57 se recoge el gasoducto, adicional a los del escenario CENTRAL, que amplía la capacidad de transporte y seguridad del Sistema, todos ellos incluidos en esta Planificación con categoría B, condicionados al escenario SUPERIOR de demanda.

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA														
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020						
REFUERZO EJE NORTE	Dupl. Vergara-Lemona	B	35	80	26															

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 57 Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema. Escenario SUPERIOR (adicional a los del escenario CENTRAL)

La Figura 53 recoge todas las infraestructuras necesarias en el escenario SUPERIOR de demanda en 2020, diferenciando aquellas que son necesarias en el escenario CENTRAL:

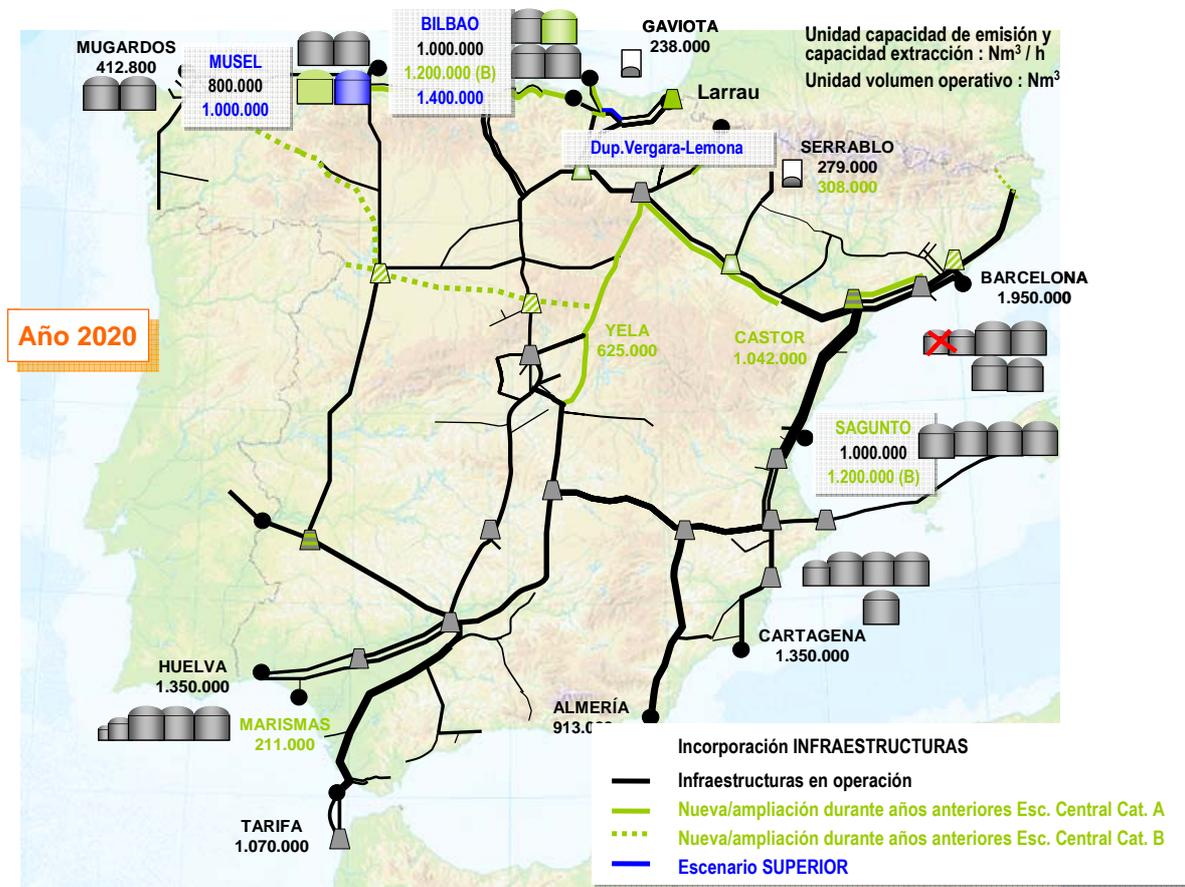


Figura 53. Mapa de infraestructuras incluidas en el escenario SUPERIOR. Año 2020

4.4 ANÁLISIS DE INVERSIONES Y COSTES (INCLUYE CANARIAS)

4.4.1 Inversiones en el Sistema

A continuación se muestran las inversiones de las infraestructuras incluidas en la Planificación 2012-2020 clasificadas con categoría A y diferenciando por tipo de infraestructura y año de puesta en servicio. El **coste total** asciende a **5.122 M€**. En el bloque de almacenamientos subterráneos, se ha incluido la inversión del gas colchón de los almacenamientos de Yela, Castor y Marismas así como los gasoductos de conexión de estos almacenamientos subterráneos al Sistema de transporte.

Inversión en las instalaciones puestas en servicio en el año en millones de euros										
Infraestructura	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL (M€)
CATEGORÍA A PO 2012-2020	2.526	1.188	892	446	25	14	5	22	5	5.122
Gasoductos de transporte	649	398	399	34						1.480
Estaciones de compresión		2	14	57						72
Plantas		396	299	222						918
AASS	1.752	200	7	7	6	5	5	5	5	1.991
Gasoductos Regionales	121	186	166	123	19	9		16		639
Gas de Nivel Mínimo de Llenado Gasoductos transporte y Tanques GNL	4,27	6,43	6,25	2,26	0,03	0,01		2,02		21

Tabla 58 Inversión de las infraestructuras incluidas con categoría A en el periodo 2012-2020

Por su parte, las infraestructuras propuestas como B en la Planificación 2012-2020, suponen un valor de 1.944 Millones de euros, siendo las más significativas las correspondientes al bloque de gasoductos de transporte con 724 M€ y el bloque de plantas de regasificación con 745 Millones de euros. El desglose por tipo de infraestructura está recogido en la tabla que se muestra a continuación.

Inversión en las instalaciones puestas en servicio en el año en millones de euros										
Infraestructura	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL (M€)
CATEGORÍA B PO 2012-2020 ⁽¹⁾	24	90	183	39	514	131	746	183	33	1.944
Gasoductos de transporte					330		366	28		724
Estaciones de compresión					35		90			125
Plantas			29		115	129	283	155	33	745
AASS										
Gasoductos Regionales	24	90	154	38	32					337
Gas de Nivel Mínimo de Llenado Gasoductos transporte y Tanques GNL	0,02	0,13	0,15	1,29	2,39	2,00	6,00	0,13		12

⁽¹⁾ Sería necesario adelantar la inversión del 3^{er} tanque de GNL de Musel, correspondiente al escenario central (categoría A), a 2016 en el caso de confirmarse el escenario superior

Tabla 59 Inversión de las infraestructuras incluidas con categoría B en el periodo 2012-2020.

El importe total de las inversiones de las infraestructuras necesarias en el periodo 2012-2020 es de 7.065 Millones de euros. Su reparto a lo largo del periodo puede verse gráficamente en las siguientes figuras.

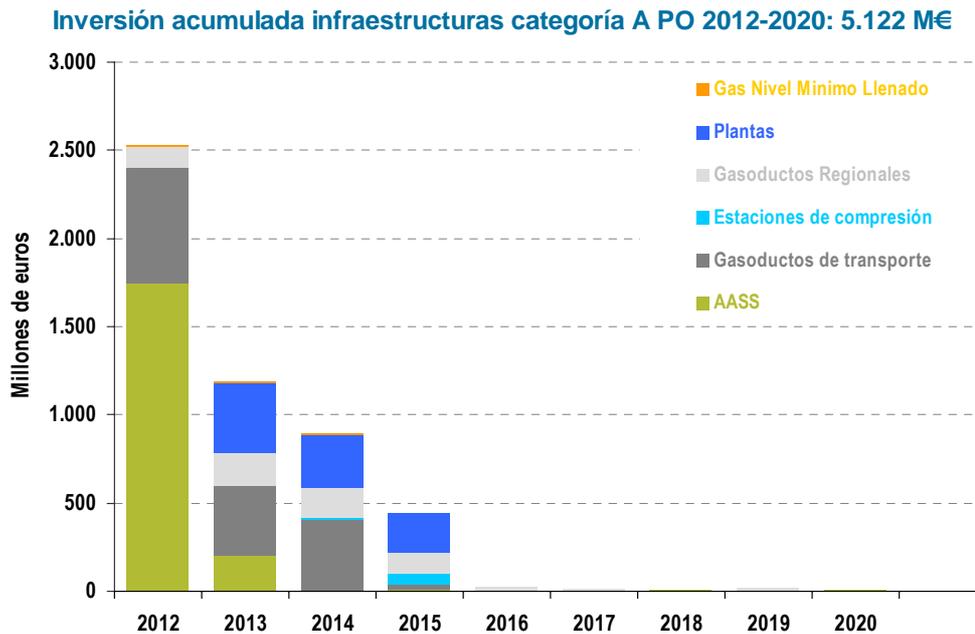


Figura 54 Inversiones de los activos puestos en explotación en el periodo 2012-2020 con categoría A.

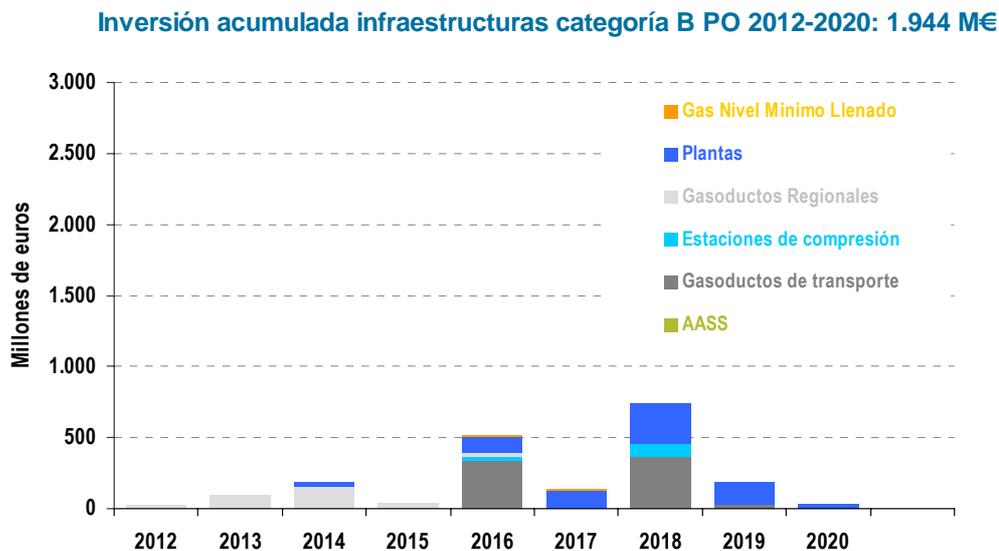


Figura 55 Inversiones de los activos puestos en explotación en el periodo 2012-2020 con categoría B.

El valor de la inversión de las infraestructuras incluidas en las tablas anteriores se ha calculado en función de los costes unitarios recogidos en la ITC 3354/2010, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2011 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, publicada el 28 de diciembre de 2010.

4.4.2 Necesidades económicas del Sistema

La puesta en marcha de las infraestructuras incluidas en el horizonte de Planificación 2012-2020 producirá un incremento en las inversiones y como consecuencia en los costes reconocidos en el Sistema que se verán compensados parcialmente con los aumentos de la demanda previstos, en tanto que el resto deberá repercutirse sobre los peajes y cánones de acceso, con el consiguiente aumento en los mismos.

Es necesario acometer el análisis de la evolución del coste del Sistema en el horizonte 2012-2020 que confirmará la sostenibilidad económica de la propuesta de Planificación. Los costes del Sistema Gasista en el periodo 2012-2020 se han calculado en base a la legislación vigente (véase RD 326/2008 y órdenes ITC/3993/2006, ITC/3994/2006, ITC/3995/2006, ITC/1890/2010, ITC/3354/2010 y el RD 326/2008).

En la siguiente tabla se muestran las necesidades económicas del Sistema Gasista (incluyendo Canarias) en el periodo 2012-2020 en el supuesto que se pusieran en marcha las infraestructuras incluidas con categoría A en Planificación 2012-2020 así como las necesidades económicas adicionales de las infraestructuras incluidas con categoría B en Planificación 2012-2020, desglosadas en los diferentes conceptos retributivos.

Como resultado, se observa que las necesidades económicas del Sistema Gasista evolucionan desde los 2.787 M€ en 2012 hasta los 3.862 M€ en el año 2020.

SISTEMA TOTAL	Necesidades económicas Sistema Gasista 2012-2020									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Necesidades Categoría A	2.787	3.139	3.294	3.426	3.507	3.506	3.535	3.549	3.591	
Retribución Transporte	745	822	883	950	973	941	936	919	911	
Retribución Regasificación	466	454	481	502	514	500	488	479	473	
Retribución AASS	50	326	342	337	325	313	299	278	267	
Adquisición Gas Colchón		29	34	34	34	33	33	32	32	
Retribución Distribución	1.421	1.459	1.503	1.552	1.609	1.666	1.727	1.789	1.855	
Retribución Gas de Nivel Mínimo de Llenado <i>Gasoductos transporte y Tanques GNL</i>	4,2	4,5	5,0	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,8	
Gas de Operación	29	29	29	29	29	29	29	29	29	
Otros Conceptos	73	16	16	17	17	17	17	18	18	
Necesidades adicionales Categoría B		3	15	41	80	93	116	223	272	
Retribución Transporte		3	15	34	73	85	86	145	149	
Retribución Regasificación				7	7	8	30	77	122	
Retribución AASS										
Retribución Gas de Nivel Mínimo de Llenado <i>Gasoductos transporte y Tanques GNL</i>		0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,7	0,9	
TOTAL (M€)	2.787	3.142	3.309	3.467	3.587	3.600	3.651	3.772	3.862	

Tabla 60 Necesidades económicas del Sistema Gasista en el periodo 2012-2020.

A continuación, se muestra la evolución de los costes unitarios del Sistema Gasista si se pusieran en marcha el conjunto de infraestructuras incluidas en Planificación 2012-2020 con categoría A, y con categoría A y B de forma simultánea.

Para el análisis de la evolución del coste del Sistema con las infraestructuras incluidas en Planificación 2012-2020 con categoría A, se ha tomado la demanda nacional del escenario CENTRAL de la Planificación 2012-2020 y una demanda internacional contratada equivalente al 50% de la capacidad nominal de exportación.

Para el análisis de la evolución del coste del Sistema con las infraestructuras incluidas en Planificación 2012-2020 con categoría A y B, se ha tomado la demanda nacional del escenario SUPERIOR de la Planificación 2012-2020 y una demanda internacional contratada equivalente al 50% de la capacidad nominal de exportación.

Por último, resaltar que para el cálculo del incremento medio anual de los costes unitarios del Sistema, se ha tomado como año de referencia 2011. Las necesidades económicas, demanda nacional y demanda internacional del año 2011 son las publicadas en la Memoria de la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones para el año 2011.

Evolución coste unitario en el periodo 2012-2020. Infraestructuras con categoría A												
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ medio anual
Necesidades económicas	M€	3.057	2.787	3.139	3.294	3.426	3.507	3.506	3.535	3.549	3.591	1,80%
Demanda Nacional	GWh/año	416.000	416.917	433.022	448.950	468.612	486.738	490.278	493.365	498.205	501.904	2,11%
Demanda Internacional	GWh/año	16.471	19.448	36.040	42.200	51.872	77.846	77.846	77.846	77.846	77.846	18,84%
Evolución coste unitario	€/MWh	7,15	6,47	6,85	6,88	6,78	6,48	6,44	6,45	6,42	6,45	-1,13%
Δ anual coste unitario escenario 1			-9,46%	5,83%	0,49%	-1,45%	-4,48%	-0,68%	0,26%	-0,48%	0,49%	

Tabla 61 Evolución coste unitario del Sistema Gasista en el periodo 2012-2020. Infraestructuras categoría A.

Con la puesta en marcha del conjunto de infraestructuras incluidas en Planificación obligatoria con categoría A, y considerando la demanda internacional, el coste medio por kWh regasificado, transportado, almacenado y distribuido experimentaría un crecimiento medio anual a lo largo del periodo 2012-2020 del -1,13%, situándose el coste unitario medio en el año 2020 en 6,45 €/MWh, que es inferior al resultante en 2011 (7,15 €/MWh). Se concluye por tanto que el incremento de inversiones y por tanto de costes reconocidos en el Sistema se ve totalmente compensado por los incrementos de demanda nacional e internacional previstos.

Evolución coste unitario en el periodo 2012-2020. Infraestructuras con categoría A y B												
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ medio anual
Necesidades económicas	M€	3.057	2.787	3.142	3.315	3.471	3.587	3.599	3.650	3.772	3.862	2,63%
Demanda Nacional	GWh/año	416.000	433.668	445.664	457.938	475.007	497.197	505.189	515.266	526.475	539.574	2,93%
Demanda Internacional	GWh/año	16.471	19.448	36.040	42.200	51.872	77.846	77.846	77.846	77.846	77.846	18,84%
Evolución coste unitario	€/MWh	7,15	6,23	6,67	6,80	6,79	6,50	6,43	6,41	6,49	6,50	-1,05%

Tabla 62 Evolución coste unitario del Sistema Gasista en el periodo 2012-2020. Infraestructuras categoría A y B.

Con la puesta en marcha del conjunto de infraestructuras A y B (considerando por tanto el escenario SUPERIOR de demanda) el incremento de inversiones y por tanto de costes

reconocidos en el Sistema se ve totalmente compensado por los incrementos de demanda nacional e internacional previstos en este escenario.

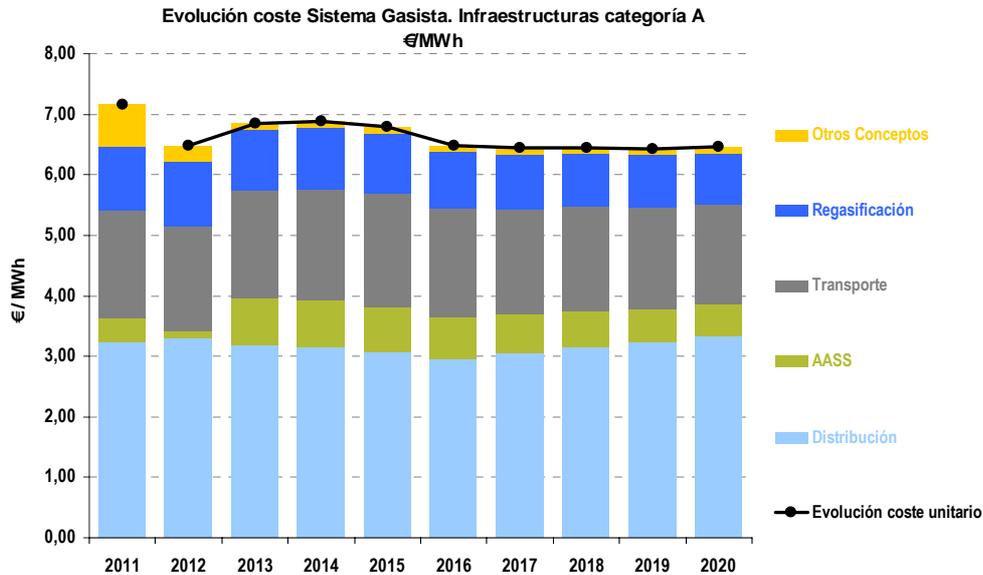


Figura 56 Evolución coste unitario Sistema Gasista en el periodo 2012-2020. Infraestructuras categoría A.

(*) A la fecha de elaboración de este documento la CNE no ha emitido dicho dictamen. Adicionalmente y con objeto de garantizar la sostenibilidad económica de la propuesta de Planificación 2012-2020, se han realizado diferentes análisis de sensibilidad sobre la demanda prevista y su impacto en la evolución del coste del Sistema. En el más pesimista de los casos analizados el incremento medio anual del coste del Sistema en el periodo 2012-2020 no superaría un 0,3%.

El incremento de costes reconocidos en el Sistema en el periodo 2012-2020 permite ampliar la capacidad del Sistema respecto a la existente a diciembre del 2011 en las siguientes magnitudes:

Bloque infraestructura	Incremento de capacidad	Variación
Regasificación	2.250.000 m ³ (n)/h ~ 26,69 GWh	x 1,3
Almacenamiento GNL	1.500.000 m ³ GNL ~ 10.275 GWh	x 1,5
Gasoductos		
Primarios	3.045 km (Φ medio 27")	
Secundarios	2.668 km (Φ medio 10")	
Potencia estaciones de compresión	113.370 kW ~ 0,11 GW	x 1,3
Volumen operativo en AASS	2.970 Mm ³ (n) ~ 35.224 GWh	x 2,8
Capacidad de extracción en AASS	45,9 Mm ³ (n)/día ~ 544 GWh/d	x 4,7

Tabla 63 Incremento de capacidad del Sistema respecto a la existente a diciembre del 2011.

4.4.3 Infraestructuras no retribuidas por el Sistema

Adicionalmente a las infraestructuras de regasificación, tanto nuevas como ampliaciones, anteriormente descritas y que se incluyen con carácter obligatorio en esta Planificación, existe un proyecto de Energía y Gas de Huelva, S.A (ENERGAS) para construir una planta de regasificación y dos tanques de almacenamiento de GNL. La planta de regasificación prevista por ENERGAS se destinará a consumos locales.

La planta de regasificación de ENERGAS ha solicitado la exención de la obligación de permitir el acceso a terceros no participantes en el proyecto de la instalación, en los términos que se determinen y cuando así proceda de acuerdo a la legislación española y comunitaria. El eventual reconocimiento de la exención de acceso a terceros sólo puede otorgarse bajo las condiciones y con observancia de los requisitos formales resultantes del artículo 36.7 de la Directiva comunitaria 2009/73/CE.

En aplicación de dicho artículo se ha solicitado a la Comisión Nacional de Energía que emita un dictamen sobre la citada solicitud de exención para que desde el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio se adopte la decisión formal.*

En todo caso, la vehiculación de excedentes de producción hacia otros puntos del sistema gasista estará subordinada a que dicha producción sea técnica y operativamente transportable a través de las infraestructuras del sistema de transporte-distribución preexistentes.

* A la fecha de elaboración de este documento la CNE no ha emitido dicho dictamen.

4.5 RESUMEN INFRAESTRUCTURAS INCLUIDAS PLANIFICACIÓN 2012-2020

A lo largo de los diferentes apartados descritos anteriormente, se han detallado las infraestructuras gasistas que se incluyen en la Planificación 2012-2020 así como su justificación técnica.

Sin embargo, para mayor claridad, en este apartado se muestra un **resumen** con las tablas de todas las **infraestructuras incluidas en la Planificación 2012-2020**, diferenciando según el tipo de infraestructura:

- Plantas de regasificación e infraestructuras de almacenamiento de GNL.
- Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y la seguridad del sistema.
- Estaciones de compresión.
- Almacenamientos subterráneos.
- Gasoductos de atención a la demanda de su zona de influencia.
- Gasoductos insulares.

Asimismo, para cada tipo de infraestructura, se distingue entre las infraestructuras asociadas al escenario CENTRAL, y las infraestructuras adicionales al escenario CENTRAL, necesarias en el escenario SUPERIOR.

Plantas de regasificación e infraestructuras de almacenamiento de GNL

Escenario CENTRAL

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS		FECHA PREVISTA											
			TK GNL (m³ GNL)	C. Emisión (m³(n)/h)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
PLANTA MUSEL	Emisión a 800.000 Nm³/h	A		800.000												
	1er y 2º Tanque GNL	A	300.000													
	3er Tanque GNL ⁽¹⁾	B	150.000													
AMPLIACIÓN PLANTA BILBAO	3er Tanque GNL	A	150.000													
	Δ emisión a 1.000.000 Nm³/h	A		200.000												
	4º Tanque GNL ⁽²⁾	B	150.000													
AMPLIACIÓN PLANTA SAGUNTO	Δ emisión a 1.200.000 Nm³/h ⁽³⁾	B		200.000												
	Δ emisión a 1.200.000 Nm³/h ⁽⁴⁾	B		200.000												

(1) La fecha de entrada en operación de este tanque, se adelantará a 2018 en el caso que el 4º tanque de Bilbao no entrara en operación. Conicionado a la utilización de la Planta de Músel por encima de un determinado nivel

(2) Conicionado al desarrollo de la ampliación de la Planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h

(3) Conicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura; o al incremento de potencia a 27.035 MW siempre y cuando parte de este incremento se localice en áreas que solo puedan ser atendidas desde esta planta

(4) Conicionado a incrementos de demanda por encima del previsto

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 64 Plantas de regasificación e infraestructuras de almacenamiento de GNL incluidas en la Planificación 2012-2020. Subescenario 25.235 MW

Escenario SUPERIOR

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS		FECHA PREVISTA											
			TK GNL (m³ GNL)	C. Emisión (m³(n)/h)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
AMPLIACIÓN PLANTA MUSEL	Δ emisión a 1.000.000 Nm³/h	B		200.000												
	3er Tanque GNL	B	150.000													
	4º Tanque GNL	B	150.000													
AMPLIACIÓN PLANTA BILBAO	Δ emisión a 1.400.000 Nm³/h	B		200.000												

■ En el escenario central supone un retraso de la necesidad

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 65 Ampliaciones Plantas de regasificación e infraestructuras de almacenamiento de GNL en el horizonte 2012-2020. Escenario SUPERIOR (adicionales a las del escenario CENTRAL)

Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y la seguridad del sistema

Escenario CENTRAL

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA											
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
REFUERZO NUDO DE TIVISSA	Duplicación Gasoducto Tivissa-Paterna	A Urgente	230	80	40												
	Nuevo gasoducto Tivissa-Arbós	A Urgente	114	80	30												
REFUERZO EJE NORTE	Gasoducto Planta de Bilbao-Treto	A Urgente	53	80	26/16												
	Gasoducto Musel-Llanera	A	16	80	30												
	Desdoblamiento interconexión Llanera-Otero	A	1	80	26												
	Duplicación Treto-Llanera	A Urgente	216	80	26												
	Duplicación Gasoducto Villapresente-Burgos	A	153	80	26												
	Duplicación Bermeo-Lemona	A	32	80	26												
	Duplicación Arrigorriaga-Lemona ⁽¹⁾	B	15	80	26												
	Gasoducto Zarza de Tajo-Yela	A Urgente	106	80	30												
REFUERZO EJE CENTRAL	Gasoducto Yela-Villar de Arnedo	A	249	80	30												
	Interconexión Los Rábanos	A	3	80	16												
	Dup. Castelnou-Villar de Arnedo	A Urgente	214	80	26												
	Guitiriz-Lugo	A Urgente	28	80	30												
EJE GALICIA-MADRID	Villafranca del Bierzo-Castropodame ⁽²⁾	B	30	80	30												
	Lugo-Villafranca del Bierzo ⁽²⁾	B	90	80	30												
	Castropodame-Zamora ⁽²⁾	B	170	80	26												
	Zamora-Barbolla-Adradas ⁽²⁾	B	307	80	32												
RESTO DE PROYECTOS	Gasoducto Martorell-Figueras	A	167	80	36												
GASODUCTOS REGIONALES	Puente la Reina-Muruarte de Reta	A	20	80	14												
	Duplicación Sansoain-Lumbier	A	14	80	8												
CONEXIONES INTERNACIONALES	3ª Interconexión con Portugal + UM fiscal ⁽³⁾	B	85	80	28												
	Gasoducto Figueras-Frontera Francesa + UM fiscal ⁽⁴⁾	B	25	80	36												
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	Gasoducto al AASS de Castor	A Urgente	12	80	30												
	Gasoducto Marismas-Almonte	A Urgente	7	80	20												

(1) Condicionado al desarrollo de la ampliación de emisión de la Planta de Bilbao a 1.200.000 Nm³/h

(2) Condicionado al desarrollo de la 3ª interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura

(3) Condicionado al acuerdo con Portugal para el desarrollo de dicha interconexión

(4) Condicionado al desarrollo de MidCat

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 66 Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema incluidos en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

Escenario SUPERIOR

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA											
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
REFUERZO EJE NORTE	Dupl. Vergara-Lemona	B	35	80	26												

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 67 Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema. Escenario SUPERIOR (adicionales a los del escenario CENTRAL)

Estaciones de compresión

Escenario CENTRAL

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	ESTACIONES DE COMPRESIÓN	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS		FECHA PREVISTA													
			Grupos	kW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020					
CONEXIÓN RUTA DE LA PLATA	Reetapado y Repotenc EC Almendralejo	A																
REFUERZO NUDO DE TIVISSA	Sistemas auxiliares EC Tivissa	A Urgente																
REFUERZO VALLE DEL EBRO	ampliación ZARAGOZA	A Urgente	(3+1)	18.000														
	ampliación HARO	A Urgente	(2+1)	34.500														
CONEXIONES INTERNACIONALES	EC Euskadour	A Urgente	(2+1)	21.000														
	EC Martorell ⁽¹⁾	B	n.d.	36.000														
EJE GALICIA-MADRID	ampliación ZAMORA ⁽²⁾	B	(3+1)	33.500														
	EC La Barbolla ⁽²⁾	B	(2+1)	20.000														

(1) Condicionado al desarrollo de MidCat

(2) Condicionado al desarrollo de la 3ª Interconexión con Portugal y a que la capacidad de dicha interconexión implique la necesidad de esta infraestructura

Planificación 2008-2016

Planificación 2012-2020

Tabla 68 Estaciones de compresión incluidas en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

Almacenamientos subterráneos

Escenario CENTRAL

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS				FECHA PREVISTA											
			Inyección (Mm ³ (n)/día)	Extracción (Mm ³ (n)/día)	V.Operativo (Mm ³ (n))	Gas colchón (Mm ³ (n))	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	AASS Yela	A Urgente	7	15	1.222	901												
	AASS Castor	A Urgente	8	25	1.300	600												
	Δ extracción Serrablo	A	4,4	7,4	680	420												
	AASS Marismas	A Urgente	6	5	620	180												

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 69. Almacenamientos subterráneos incluidos en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA												
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020				
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	Gasoducto al AASS de Castor	A Urgente	12	80	30													
	Gasoducto Marismas-Almonte	A Urgente	7	80	20													

Tabla 70. Gasoductos de conexión a los almacenamientos subterráneos incluidos en la Planificación 2012-2020. Escenario CENTRAL. Subescenario 25.235 MW

Gasoductos de atención a la demanda de su zona geográfica de influencia

CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA						OBSERVACIONES						
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017		2018	2019	2020			
ANDALUCIA	Baeza-Mancha Real	A	18	80	8													
ANDALUCIA	Espera-Las Cabezas-Lebrija	A	34	80	10													
ANDALUCIA	Huerca-Overa-Baza-Guadix	A	132	80	16													
ANDALUCIA	Villanueva del Arzobispo- Puente Genave	A	23	80	8													
CATALUÑA	Frontera Francesa- Vielha	A Urgente	20	80	8													
GALICIA	Arteixo (Culleredo-Complejo Repsol YPF)	A	2	80	12													Gasoducto incluido en PO 2008-2016 como secundario y que ha justificado su necesidad de reclasificación a primario
GALICIA	Gasoducto a Barbanza	A	45	80	10													
GALICIA	Gasoducto a la Mariña Lucense	A	56/11	80	12/8													

Planificación 2008-2016 Planificación 2012-2020

Tabla 71 Infraestructuras de transporte primario para la atención de los mercados de su zona de influencia que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020. Categoría A

CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA						OBSERVACIONES							
			Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017		2018	2019	2020				
C.Y LEÓN	Castropodame-Villafranca del Bierzo	B	30	80	16														Conicionado al no desarrollo del gasoducto Lugo-Villafranca del Bierzo

Planificación 2008-2016 Planificación 2012-2020

Tabla 72 Infraestructuras de transporte primario para la atención de los mercados de su zona de influencia que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020. Categoría B

TIPO	CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS			FECHA PREVISTA							OBSERVACIONES			
				Km	bar	"	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019	2020	
2º	ANDALUCÍA	Andasol	B	15	45	8											(2). Sustituye al ramal a la CTS de Andasol incluido en PO 08-16
2º	ANDALUCÍA	Aznalcazar-Isla Mayor	B	35	45	10											(2)
2º	ANDALUCÍA	El Carpio-Montoro-Villa del Río	B	33	45	10											(2)
2º	ANDALUCÍA	Marmolejo	B	15	45	8											(2). Corresponde a la propuesta "Termosolar Marmolejo"
2º	ANDALUCÍA	Palma del Río	B	5	45	8											(2). Sustituye al ramal a la CTS Palma del Río-Fuente Palmera incluido en PO 08-16
2º	ANDALUCÍA	Peñarroya-Pozoblanco	B	61	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	ANDALUCÍA	Pilas-Aznalcóllar	B	19	59	10											(2). Sustituye al ramal a la CTS de Pilas-Aznalcóllar incluido en PO 08-16
2º	ANDALUCÍA	Puebla del Río-Utrera-Los Palacios	B	53	45	10											(2)
2º	ANDALUCÍA	Rute- Priego	B	47	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	ARAGÓN	Gasoducto Onda- Teruel	B	103	59	12											(2)
2º	ARAGÓN	Monreal-Molina de Aragón	B	50	59	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	ASTURIAS	Ribera de Arriba- Trubia- Grado	B	23	59	10											(1)
2º	C.LA MANCHA	Alcazar de San Juan-Herencia-Villarrubia de los Ojos	B	33	59	12											(2)
2º	C.LA MANCHA	El Álamo-Casarrubios-Valmojado-Méntrida	B	26	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	C.VALENCIANA	Montesa-Bolbaite-Vallada-Moixent	B	38	49	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	C.VALENCIANA	Torreblanca-Alcalá de Xivert-Coves de Vinromá	B	34	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	C.Y LEÓN	Calzada de Valdunciel-Forfoleda	B	2	59	8											(2)
2º	C.Y LEÓN	Moreuela de los Infanzones-Montamarta	B	10	59	8											(2)
2º	C.Y LEÓN	Velliza-Villán de Tordesillas	B	7	59	8											(2)
2º	CANTABRIA	Rasines-Lanestosa	B	15	59	10											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	EXTREMADURA	Almendralejo-Villafranca (Refinería)	B	19	59	16											Condicionado al desarrollo efectivo de la Refinería Gallardo
2º	EXTREMADURA	Cáceres-Trujillo	B	25	59	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	EXTREMADURA	Miajadas-Logrosan	B	45	59	8											(2)
2º	EXTREMADURA	Montijo-La Garrovilla	B	12	59	8											(2)
2º	EXTREMADURA	Plasencia-Moraleja	B	57	59	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	EXTREMADURA	Valdivia-Talarrubias	B	47	59	10											(2). Adicionalmente, condicionado al gasoducto Villanueva de la Serena-Valdivia
2º	EXTREMADURA	Villafranco del Guadiana-Torre de Miguel Sesmero	B	40	59	8											(2)
2º	MADRID	Villanueva de la Cañada-Madrid	B	28	59	10											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	MURCIA	Cieza-Abaran-Blanca-Ulea	B	21	59	8											(2). Adicionalmente, condicionado al desarrollo del gasoducto Cieza-Jumilla-Yecta
2º	MURCIA	Cieza-Jumilla-Yecta	B	79	59	10											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	MURCIA	Lorca-Águilas-Mazarrón	B	50	45	10											Condicionado a que el trazado final haga rentable el gasoducto. Sustituye al gasoducto incluido en PO 08-16 "Lorca-Mazarrón-Águilas"
2º	MURCIA	Ramal a Moratalla	B	11	45	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)
2º	MURCIA	Ramal a Pedanías Altas de Lorca	B	17	59	8											Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (1)

Planificación 2008-2016 Planificación 2012-2020

(1) Demanda crítica definida en el apartado Criterios de diseño de los gasoductos de la red de transporte dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia

(2) Condicionado al desarrollo efectivo de la Central Termosolar a la que da suministro que garantice una demanda efectiva. El desarrollo efectivo deberá quedar justificado con un compromiso de inversión por parte de la Central Termosolar

Tabla 74 Infraestructuras de transporte secundario para la atención de los mercados de su zona de influencia que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020. Categoría B

Infraestructuras insulares

Baleares

TIPO	INFRAESTRUCTURA	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS				FECHA PREVISTA							OBSERVACIONES			
			Km	bar	"	Pot (MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019	2020	
1º	Cas Tresorer-Manacor-Felanitx (Mallorca)	A	45+12	80	16/12												
1º	Cala en Bosc-Mao	B	54	80	16												Condicionado a un posterior estudio que analice la rentabilidad de la gasificación de la isla de Menorca considerando el ahorro de los costes energéticos derivado de la implantación del gas natural en esta isla.
1º	Interconexión Mallorca-Menorca	B	42	80	16												Condicionado a un posterior estudio que analice la rentabilidad de la gasificación de la isla de Menorca considerando el ahorro de los costes energéticos derivado de la implantación del gas natural en esta isla.
1º	Manacor-Capdepera	B	30	80	16												Condicionado a un posterior estudio que analice la rentabilidad de la gasificación de la isla de Menorca considerando el ahorro de los costes energéticos derivado de la implantación del gas natural en esta isla.
2º	San Jordi-Lluçmayor (Mallorca)	A	19	59	10												
2º	Ibiza-Santa Eulalia	B	13	59	10												Condicionado a consumos superiores a la demanda crítica (*)
E.C.	E.C. Capdepera	B				Por Dte (**)											Condicionado a la interconexión Mallorca-Menorca

■ Planificación 2008-2016
 ■ Planificación 2012-2020

(*) *Demanda crítica definida en el apartado Criterios de diseño de los gasoductos de la red de transporte dedicados al suministro de su zona geográfica de influencia*

(**) Las características técnicas se evaluarán según la necesidad

Tabla 75 Infraestructuras incluidas en la Planificación 2008-2016 en Baleares que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020

Canarias

• Gran Canaria

TIPO	INFRAESTRUCTURA	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS				FECHA PREVISTA									OBSERVACIONES		
			Km	bar	"	Pot (MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
Planta Reg	Planta de Gran Canaria Emisión 150.000 Nm3/h	A																
Planta Reg	Planta de Gran Canaria 1er tanque GNL 150.000 m3 GNL	A																
Planta Reg	Planta de Gran Canaria Ampliación emisión 225.000 Nm3/h	B																condicionado a incrementos de demanda que lo justifiquen
Planta Reg	Planta de Gran Canaria 2º tanque GNL 150.000 m3 GNL	B																condicionado a incrementos de demanda que lo justifiquen
1º	Gasoducto norte Gran Canaria	A	30+6	72	20/16													
1º	Gasoducto sur Gran Canaria	A	12	72	16													
1º	Planta Gran Canaria-San Bartolomé de Tirajana	A	7	72	20													

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 76 Infraestructuras de transporte incluidas en la Planificación 2008-2016 en Gran Canaria que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020

• Tenerife

TIPO	INFRAESTRUCTURA	CATEGORÍA PO 2012-2020	CARACTERÍSTICAS				FECHA PREVISTA									OBSERVACIONES		
			Km	bar	"	Pot (MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
Planta Reg	Planta de Tenerife Emisión 150.000 Nm3/h	A																
Planta Reg	Planta de Tenerife 1er tanque GNL 150.000 m3 GNL	A																
Planta Reg	Planta de Tenerife Ampliación emisión 225.000 Nm3/h	B																condicionado a incrementos de demanda que lo justifiquen
Planta Reg	Planta de Tenerife 2º tanque GNL 150.000 m3 GNL	B																condicionado a incrementos de demanda que lo justifiquen
1º	Gasoducto Norte Tenerife	A	37+11	72	20/16													
1º	Gasoducto Sur Tenerife	A	22	72	16													

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 77 Infraestructuras de transporte incluidas en la Planificación 2008-2016 en Tenerife que han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020

ANEXOS

4.6 ANEXO I: Infraestructuras con fecha prevista de puesta en marcha en 2011

A continuación se muestran todas aquellas infraestructuras incluidas en el escenario BASE de la Planificación 2012-2020 que tienen prevista su puesta en marcha durante el año 2011.

Se muestra una tabla para cada tipo de infraestructura, distinguiendo entre:

- Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema.
- Estaciones de compresión.
- Tanques de almacenamiento de GNL.
- Gasoductos de atención a su zona geográfica de influencia.
- Infraestructuras insulares.

Destacar que no existen almacenamientos subterráneos ni ampliaciones de emisión en las plantas de regasificación incluidas en el escenario BASE con fecha prevista de p.e.m. en el año 2011.

▪ Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2008-2016	CARACTERÍSTICAS			OBSERVACIONES
			Km	bar	"	
REFUERZO EJE CENTRAL	Gasoducto Algete-Yela	A Urgente	87	80	26	
GASODUCTOS REGIONALES	Gasoducto a Besós	A	25	80	26	

■ Planificación 2008-2016

■ Planificación 2012-2020

Tabla 78 Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del Sistema del escenario BASE con fecha prevista de puesta en marcha en 2011

▪ Estaciones de compresión

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	ESTACIONES DE COMPRESIÓN	CATEGORÍA PO 2008-2016	CARACTERÍSTICAS		OBSERVACIONES
			Grupos	kW	
GASIFICACIÓN ISLAS BALEARES	Estación de Compresión de Denia	A Urgente	(2+1)	14.760	
CONEXIÓN CON MEDGAZ	Estación de Compresión de Chinchilla	A Urgente	(2+1)	45.870	
REFUERZO EJE CENTRAL	Estación de Compresión de Villar de Arnedo	A	(2+1)	36.300	

■ Planificación 2008-2016

■ Planificación 2012-2020

Tabla 79 Estaciones de compresión del escenario BASE con fecha prevista de puesta en marcha en 2011

▪ Tanques de almacenamiento de GNL

BLOQUE INFRAESTRUCTURA	PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	CATEGORÍA PO 2008-2016	CARACTERÍSTICAS		OBSERVACIONES
			TK GNL (m ³ GNL)	C. Emisión (m ³ (n)/h)	
AMPLIACIÓN PLANTA BARCELONA	Barcelona: 8º tanque GNL	A	150.000		
AMPLIACIÓN PLANTA SAGUNTO	Sagunto: 4º tanque GNL	A	150.000		

■ Planificación 2008-2016

■ Planificación 2012-2020

Tabla 80 Tanques de almacenamiento de GNL del escenario BASE con fecha prevista de puesta en marcha en 2011

▪ **Gasoductos para la atención a la demanda de su zona de influencia**

A continuación se muestran los gasoductos de atención a la demanda de su zona geográfica de influencia que tienen prevista su puesta en marcha durante el año 2011, distinguiéndose entre los que se corresponden con gasoductos primarios y los que se corresponden con gasoductos secundarios.

CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2008-2016	CARACTERÍSTICAS			OBSERVACIONES
			Km	bar	"	
ANDALUCÍA	Desdoblamiento Cártama-Mijas	A Urgente	27	80	16	
ANDALUCÍA	Gasoducto Linares - Úbeda - Villacarrillo	A	71	80	8	
ANDALUCÍA	Villacarrillo-Villanueva del Arzobispo	A	16	80	8	
C.Y LEÓN	Gasoducto Otero de los Herreros - Ávila	A	57	80	12	
C.Y LEÓN	Gasoducto Segovia - Otero de los Herreros	A	22	80	12	
EXTREMADURA	Gasoducto Mérida- Don Benito- Miajadas	A	69	80	12	

Planificación 2008-2016

Planificación 2012-2020

Tabla 81 Gasoductos de transporte primario para la atención de los mercados de su zona de influencia con fecha prevista de puesta en marcha en 2011.

CCAA	GASODUCTOS	CATEGORÍA PO 2008-2016	CARACTERÍSTICAS			OBSERVACIONES
			Km	bar	"	
ANDALUCÍA	Otura-Escúzar	A	12	59	8	
ANDALUCÍA	Ramal a Sta Ana	A	2	25	8	
ARAGÓN	El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfidén	A	21	59	16	
ARAGÓN	P20.03a-Mequinzenza	A	28	59	12	
ARAGÓN	P20.4-Alcolea del Cinca	A	21	59	10	
ARAGÓN	Ramal a Borja	A	20	59	8	
ARAGÓN	Ramal a Caspe	A	10	59	10	
ARAGÓN	Ramal a MYTA	A	12	59	8	
C.VALENCIANA	Sant Joan-Benidorm-Altea	A	64	45	10	
C.Y LEÓN	Arévalo-Sanchidrián	A	25	59	12	
C.Y LEÓN	Briviesca-Belorado	A	21	59	12	

Planificación 2008-2016

Planificación 2012-2020

Tabla 82 Gasoductos de transporte secundario para la atención de los mercados de su zona de influencia con fecha prevista de puesta en marcha en 2011.

▪ Infraestructuras insulares: Baleares

TIPO	INFRAESTRUCTURA	CATEGORÍA PO 2008-2016	CARACTERÍSTICAS			OBSERVACIONES
			Km	bar	"	
1º	Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	A	46	80	10	
2º	Son Reus-Andratx (Mallorca)	A	42	59	10	

■ Planificación 2008-2016

■ Planificación 2012-2020

Tabla 83 Gasoductos de transporte en Baleares con fecha prevista de puesta en marcha en 2011.

4.7 ANEXO II: Gasoductos para la atención de los mercados de su zona de influencia que no han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020

A continuación se recogen los gasoductos para el suministro de su zona de influencia, tanto los incluidos en la Planificación 2008-2016 como las nuevas propuestas de la Planificación 2012-2020, que como resultado de los análisis técnicos, de demanda y económicos realizados, no han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020, entre los que se corresponden con gasoductos primarios (presión \geq 60 bar) y los que se corresponden con gasoductos secundarios (60 bar > presión > 16 bar).

CCAA	GASODUCTOS	CARACTERÍSTICAS			OBSERVACIONES
		Km	bar	"	
ANDALUCÍA	Albolote-Guadix	60	80	16	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ANDALUCÍA	Almería-Adra	89	80	20	Con el incremento de longitud propuesto y la demanda aportada por el promotor, no se justifica económicamente
ANDALUCÍA	Antequera-Villamartin	123	80	16	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ANDALUCÍA	Cártama-Rincón de la Victoria-Nerja	94	80	20	El promotor no aporta datos de previsión de demanda. Modificación a categoría R después de aprobarse PA instalaciones y actuaciones de carácter excepcional 2010.
ANDALUCÍA	Nerja-Adra	109	80	20	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ANDALUCÍA	Nijar-Carboneras	37	80	16	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ARAGÓN	Calamocha-Daroca	30	80	16	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
CATALUÑA	Senmenat-Andorra	175	80	12/16	La CCAA no aporta datos de demanda, por tanto no se justifica económicamente. Modificación a categoría R después de aprobarse PA instalaciones y actuaciones de carácter excepcional 2010.
GALICIA	Alcoa	49	80	12	La demanda de Alcoa se suministra desde el gasoducto Mariña Lucense. Este gasoducto se corresponde con la propuesta "Ramal a Alcoa"
MADRID	Belmonte de Tajo-Morata de Tajuña-Arganda del Rey	32	80	20	El promotor no aporta datos de previsión de demanda. Modificación a categoría R después de aprobarse PA instalaciones y actuaciones de carácter excepcional 2010.

Planificación 2008-2016

Planificación 2012-2020

Tabla 84 Infraestructuras de transporte primario para la atención de los mercados de su zona de influencia que no han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020

CCAA	GASODUCTOS	CARACTERÍSTICAS			OBSERVACIONES
		Km	bar	"	
ANDALUCÍA	Antas-Garrucha	17	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ANDALUCÍA	Fuentes de Andalucía	12	45	6	En cumplimiento del artículo 9.2 de la ITC 3993/2006 el sistema no debería asumir el coste de una línea directa, por tanto, se propone desestimar esta propuesta en PO
ANDALUCÍA	Galera-Puebla de Don Fabrique	70	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ANDALUCÍA	Morón	11	59	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto. Se corresponde con la propuesta "Termosolar Morón".
ARAGÓN	Alcolea del Cinca-Sariñena	23	59	10	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ARAGÓN	Cariñena	30	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ARAGÓN	Epila	7	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
ASTURIAS	Colunga-Caravia	5	59	10	Gasoducto redundante con la duplicación Treto-Llanera
ASTURIAS	Gasoducto a Villaviciosa	20	59	10	Gasoducto redundante con la duplicación Treto-Llanera
ASTURIAS	Grado-Salas-Cangas del Narcea	66	59	10	El promotor no aporta datos de demanda, por tanto no se justifica económicamente
ASTURIAS	Villaviciosa-Colunga	19	59	10	Gasoducto redundante con la duplicación Treto-Llanera
C.LA MANCHA	Alcazar de San Juan-Consuegra	29	45	12	Gasoducto redundante con el gasoducto Puebla de Montalbán – Mascaraque – Consuegra actualmente en operación
C.LA MANCHA	Guadalajara	22	45	12	El promotor solicitante anula el proyecto
C.LA MANCHA	Yeles-Seseña	10	59	8	Tras aprobarse el programa anual, este gasoducto se elimina de la PO por la posibilidad de suministro desde la infraestructura existente
C.VALENCIANA	Poligono Industrial Sur-13 de Onda	4	45	8	Se considera mas eficiente el suministro de demanda del poligono Sur-Onda desde redes de distribución
C.Y LEÓN	Aranda de Duero-Roa	21	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
C.Y LEÓN	Benavente-Puebla de Sanabria	83	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
C.Y LEÓN	Boceguillas-Riaza	19	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
C.Y LEÓN	Boceguillas-Sepúlveda-Cantalejo	24	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
C.Y LEÓN	Cigales-Medina de Rioseco	35	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
C.Y LEÓN	Guijuelo-Ciudad Rodrigo	56	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
C.Y LEÓN	Planta de Bioetanol en Barcial del Barco (Zamora)	6	59	12	Gasoducto no solicitado por ningún promotor
C.Y LEÓN	Villafranca del Bierzo-Villablino	50	45	10	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
C.Y LEÓN	Villalar-Torrecilla de la Abadesa	19	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
CANTABRIA	Guriezo-Castro Urdiales	10	59	8	Se propone como mallado de la red de distribución. Incrementa seguridad de suministro en la zona. Decisión del MITyC
CATALUÑA	Centelles-Puigcerda	118	45	10	El promotor solicitante anula el proyecto
CATALUÑA	Sant Feliú de Buixalleu - Sant Hilari Sacalm	25	49	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto

■ Planificación 2008-2016 ■ Planificación 2012-2020

Tabla 85 Infraestructuras de transporte secundario para la atención de los mercados de su zona de influencia que no han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020

CCAA	GASODUCTOS	CARACTERÍSTICAS			OBSERVACIONES
		Km	bar	"	
CATALUÑA	Vilablareix-La Vall D'en Bas-Olot	60	59	14/8	Con el incremento de longitud propuesto y la demanda aportada por el promotor, no se justifica económicamente
CATALUÑA	Vilablareix-Serinya	29	59	16	La atención a las redes de distribución con origen en Serinya podría darse desde el gasoducto Serinya-Figueras, a través de la conexión Figueras-Figueras.
EXTREMADURA	Badajoz-Albuquerque	45	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
EXTREMADURA	Badajoz-Olivenza	36	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
EXTREMADURA	Cáceres-Casar de Cáceres	15	59	12	Con el incremento de longitud propuesto y la demanda aportada por el promotor, no se justifica económicamente
EXTREMADURA	Jerez de los Caballeros-Fregenal de la Sierra	23	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
EXTREMADURA	Jerez de los Caballeros-Villanueva del Fresno	61	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
EXTREMADURA	Malpartida de Cáceres-Arroyo de la Luz	20	59	12/8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
EXTREMADURA	Malpartida de Cáceres-Valencia de Alcantara	70	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
EXTREMADURA	Medellín-Cabeza de Buey	89	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
EXTREMADURA	Navalmoral de la Mata-Talayuela	11	59	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
EXTREMADURA	Plasencia-Navalmoral de la Mata	62	59	16	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
GALICIA	Carral	4	59	8	El promotor solicitante anula el proyecto
GALICIA	Cedeira-Ortigueira-Cariño	60	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
GALICIA	Costa da Morte	103	59	12	Con el incremento de longitud propuesto y la demanda aportada por el promotor, no se justifica económicamente
GALICIA	Estrada-Silleda-Lalín	54	45	6	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
GALICIA	O Pino-Arzúa-Melide	52	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
GALICIA	Refuerzo a Lugo	24	45	8	El refuerzo a la Red de Lugo se llevará a cabo desde el gasoducto Guitiriz-Lugo.
GALICIA	Tomiño-A Guarda	31	45	6	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
MADRID	El Cañaveral I	0,3	45	8	Se propone suministrar la demanda del desarrollo urbanístico del Cañaveral desde redes de distribución
MADRID	El Cañaveral II	0,4	45	8	Se propone suministrar la demanda del desarrollo urbanístico del Cañaveral desde redes de distribución
MADRID	Los Berrocales	1	45	8	Se propone suministrar la demanda del desarrollo urbanístico de Los Berrocales desde redes de distribución
MADRID	Valdecarros I	1	45	16	Se propone suministrar la demanda del desarrollo urbanístico de Valdecarros desde redes de distribución
MADRID	Valdecarros II	4	45	16	Se propone suministrar la demanda del desarrollo urbanístico de Valdecarros desde redes de distribución
MURCIA	Anillo Oeste-Alcantarilla-Murcia	10	59	12	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
MURCIA	Medina 3 y 4 y Murcia Sol 1	28	59	10	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
NAVARRA	Comarca de Valdega	13	45	6	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
NAVARRA	Lekumberri-Larraun	21	45	8	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto
PAÍS VASCO	Carranza	7	59	10	La demanda aportada por el promotor no justifica económicamente este gasoducto

Planificación 2008-2016

Planificación 2012-2020

Tabla 86 Infraestructuras de transporte secundario para la atención de los mercados de su zona de influencia que no han justificado su necesidad en el periodo 2012-2020

Capítulo 5

INFRAESTRUCTURAS DE ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

5.1. INTRODUCCIÓN

5.1.1. Necesidad de una reserva de seguridad de productos petrolíferos.

La necesidad de mantener reservas de seguridad de crudo y productos petrolíferos para garantizar el suministro, se deriva de la elevada cuota de participación del petróleo en la estructura de la demanda energética en España unido a no disponer de producción propia significativa.

El grado de dependencia de las importaciones de gas natural y de productos petrolíferos en España alcanza prácticamente el 100%, dada la ausencia de producción propia. La situación geográfica, que dificulta las conexiones internacionales en materia energética, ha llevado a considerar de interés público el almacenamiento de productos petrolíferos para garantizar el suministro a nivel nacional y se han establecido medidas regulatorias que aseguren dicho abastecimiento nacional.

	2000	2005	2010
Petróleo	99,7%	99,8%	99,8%
Gas natural	99,0%	99,5%	99,8%

Tabla 5.1. Dependencia exterior en hidrocarburos

5.1.2. Existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y reservas estratégicas

A nivel de la Unión Europea, la obligación de mantener existencias de seguridad está establecida, en la actualidad, en la Directiva 2006/67/CEE del Consejo, de fecha 24 de julio de 2006. Los estados miembros de la UE deberán haber transpuesto a sus ordenamientos jurídicos nacionales, no más tarde del 31 de diciembre de 2012, la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, que deroga la anterior, y que modifica la regulación en la materia, aproximándose a los criterios de cómputo de la normativa de la AIE, esto es, la obligación a nivel país se definirá con base en las importaciones netas y no en las ventas o consumos, como hace la normativa interna en la actualidad.

Esta nueva definición de la obligación supondrá un incremento de la necesidad de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad, y por ello, de las existencias estratégicas a mantener por CORES. En el momento de realizar esta planificación, no está aprobada la transposición de la Directiva, pero existe la propuesta de CORES del aumento de existencias mínimas de seguridad que se estima en 8 días adicionales, esto es, la obligación pasaría de los 92 días actuales a 100 días. Este aumento podría, en su caso, ser íntegramente asumido por CORES como existencias estratégicas.

La obligación de la Corporación en orden a la constitución y mantenimiento de existencias estratégicas de productos petrolíferos está regulada en la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, y en el Real Decreto 1716/2004. La última modificación de esta normativa, se realizó en el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

De acuerdo con la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto, a partir del 31 de diciembre de 2010, CORES deberá mantener, como existencias estratégicas de su propiedad, un volumen equivalente a, al menos, 40 días de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de cada uno de los sujetos definidos en el artículo 50 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos; y al mismo tiempo, un volumen equivalente a, al menos, 45 días de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad del conjunto del mercado español.

Esta norma establece una obligación de mínimos pero no de máximos y CORES ya cumple con esta obligación desde 2009, por lo que CORES podría mantener, en su caso, hasta el 100% de la obligación de existencias mínimas de seguridad de todos los sujetos obligados y del mercado español, que está definida, a partir de 1 de enero de 2010, en 92¹ días de ventas o consumos.

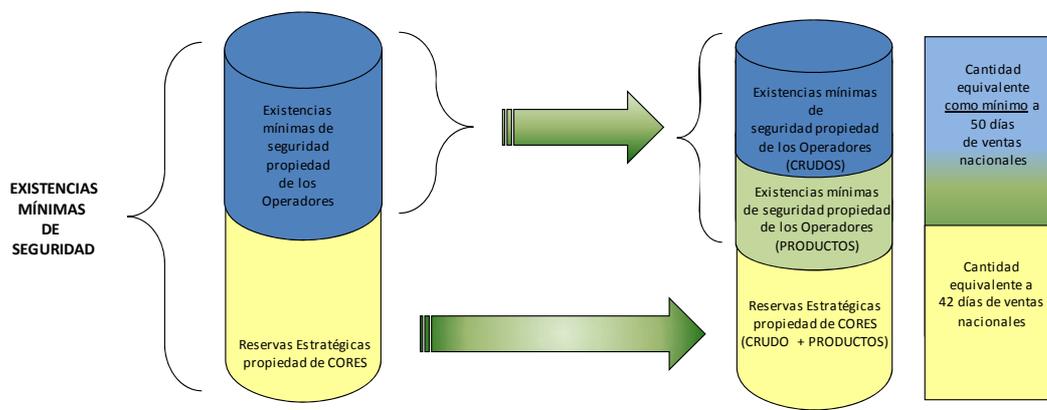


Figura 5.1. Esquema de la constitución de existencias mínimas de seguridad y reservas estratégicas de productos petrolíferos

El Real Decreto 1716/2004, en su artículo 14.3, atribuye a todos los sujetos obligados la posibilidad de solicitar a la Corporación que ésta les mantenga un volumen equivalente a 35 días de su obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad (el 100% de la obligación, en el caso de los sujetos obligados a los que se refiere el artículo 14.6 del Real Decreto), adicional a los días ya asumidos por CORES. Dichas solicitudes, se atenderán, en función de la capacidad disponible para la Corporación, mediante la aplicación de los criterios de reparto determinados en el Real Decreto 1766/2007.

Partiendo de los datos actuales de volúmenes de existencias estratégicas, de los almacenamientos contratados por CORES y los que tiene previsto entren próximamente en funcionamiento, así como de los datos de ventas estimadas hasta el año 2020, se ha realizado esta planificación, atendiendo al doble nivel de su obligación: 45 días del total del mercado español y 40 días de la obligación de cada sujeto obligado al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos. Asimismo, a nivel

¹ El aumento de dos días de la obligación global, de los 90 días anteriores a los 92 días a partir del 1 de enero de 2010, ha sido íntegramente asumido por CORES como existencias estratégicas, de conformidad con el acuerdo de su Junta Directiva de fecha 17 de septiembre de 2009. Así, y aunque este acuerdo de la Junta Directiva no modifique los mínimos obligatorios establecidos en el artículo 14 del Real Decreto, a partir del 1 de enero de 2010 CORES mantiene, para todos los sujetos obligados, **un mínimo de 42 días de obligación**, manteniéndose el resto (como máximo, 50 días) directamente por los sujetos obligados.

individual por cada sujeto obligado, se tendrá en cuenta el compromiso voluntario de CORES de mantener dos días adicionales (Nota 1).

Al mismo tiempo, esta planificación indica los efectos que, en relación con dicho cumplimiento, puedan producir las solicitudes de días adicionales de existencias estratégicas a mantener por CORES por parte de los sujetos obligados, según lo expuesto en el apartado anterior.

Finalmente, en cuanto a la normativa interna, referirnos a la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 30 de marzo de 2009, por la que se establecen las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad directas por los sujetos obligados, y de existencias estratégicas por parte de la Corporación.

Esta Resolución establece que CORES publicará en su página web los días de existencias estratégicas que en cada momento asuma por cuenta de los sujetos obligados. En su virtud, a partir del 1 de enero de 2010, la obligación de CORES de mantenimiento de existencias estratégicas, a favor de todos los sujetos obligados, se establece en un volumen equivalente a, al menos, 42 días de sus ventas o consumos. La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, a cumplir directamente por todos los sujetos obligados, se establece desde esa fecha por tanto, como máximo², en 50 días de sus ventas o consumos.

Lo anterior es aplicable a todos los hidrocarburos líquidos, salvo en el caso de los GLPs, respecto de los que no se prevén existencias estratégicas, manteniéndose la obligación de los sujetos obligados en 20 días de ventas o consumos.

5.1.3. Alcance de la planificación de infraestructuras de reservas estratégicas

El artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, encomienda al gobierno la planificación en materia de hidrocarburos, con la participación de las Comunidades Autónomas, y establece que ésta tendrá carácter obligatorio para la garantía de suministro de hidrocarburos en lo referente 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

² No se puede establecer con carácter general una obligación mínima para todos los sujetos obligados, puesto que la obligación de ciertas categorías de ellos, según son definidas por el artículo 14 del Real Decreto, ha sido significativamente reducida, como consecuencia del **proceso de asignación de hasta 35 días adicionales** al que se refiere el apartado 3 de dicho artículo:

- A los operadores del “**grupo 1**”, es decir, aquellos sin capacidad de refino en el territorio español ni en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con que se haya suscrito un acuerdo intergubernamental en los términos del artículo 11 del Real Decreto 1716/2004, CORES les mantiene a partir del 1 de enero de 2010, **77 días del total de la obligación** (los 40 mínimos establecidos por el Real Decreto, más los dos adicionales decididos por la Junta Directiva de CORES [Nota1], más los 35 adicionales según las asignaciones realizadas. De forma que ellos deberán mantener los **15 días restantes**.
- A los operadores del “**grupo 2**”, es decir, aquellos sin capacidad de refino en el territorio español pero con capacidad de refino en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con que se haya suscrito un acuerdo intergubernamental en los términos del artículo 11 del Real Decreto 1716/2004, CORES les mantiene a partir del 1 de enero de 2010, **47 días del total de la obligación** (los 40 mínimos establecidos por el Real Decreto, más los dos adicionales decididos por la Junta Directiva de CORES [Nota1], más 5 adicionales según las asignaciones realizadas. De forma que ellos deberán mantener los **45 días restantes**.
- Por lo que se refiere a los operadores del “grupo 3”, es decir, aquellos con capacidad de refino en territorio nacional, CORES les mantiene **42 días individuales**, puesto que no se les han asignado días adicionales de existencias estratégicas. De forma que ellos deberán mantener los **50 días restantes**.

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.

El artículo 52 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, señala que la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) tendrá por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas de productos petrolíferos.

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, convoca a CORES a facilitar a la Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento, la información relacionada con las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos que se especifica en dicha Orden.

5.2. MECANISMOS APLICADOS POR CORES PARA EL CUMPLIMIENTO DE SUS OBLIGACIONES RESPECTO DE LAS EXISTENCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DEL SISTEMA.

5.2.1. Constitución de existencias estratégicas.

La Corporación puede constituir sus existencias estratégicas, de acuerdo con el artículo 30 del Real Decreto 1716/2004, mediante la adquisición, o arrendamiento de las mismas con el límite, en este último caso, del 50% del total. Las existencias estratégicas mantenidas por CORES pueden ser constituidas por productos terminados o crudos de petróleo.

Los criterios a aplicar a este respecto son los siguientes:

a) Constitución de existencias en crudo o en productos

De acuerdo con el artículo 30 del Real Decreto 1716/2004, en el caso de constituir existencias estratégicas en forma de crudo, serán de aplicación a CORES los mismos criterios de equivalencia crudo-productos que son aplicables a los operadores, de acuerdo con el artículo 9.

En la actualidad, las existencias estratégicas de CORES en productos equivalentes están constituidas aproximadamente por un 70 % de productos petrolíferos terminados y un 30% de crudos de petróleo. Dada la problemática derivada del mantenimiento de grandes volúmenes de existencias estratégicas en forma de productos, básicamente en cuanto al mantenimiento de su calidad y requerimientos logísticos, así como la flexibilidad que permite al sistema su mantenimiento en crudos de petróleo y la tendencia en este sentido de otras organizaciones similares a CORES en otros estados miembros de la UE y la AIE, CORES ha aprobado incrementar el porcentaje de existencias estratégicas en crudos hasta cubrir un 40 % del total de las existencias propiedad de la Corporación.

b) Adquisición o arrendamiento de existencias estratégicas

Aunque hasta el momento se ha descartado la fórmula del arrendamiento de existencias estratégicas, cara al futuro se contempla la posibilidad de utilizar, hasta un cierto límite, este mecanismo, por las siguientes razones:

- Dotar de mayor flexibilidad y disponibilidad por parte de CORES de la capacidad de almacenamiento.
- Optimizar la logística global del sistema, aprovechando todas las capacidades disponibles, con la consiguiente reducción de costos.
- Evitar una excesiva exposición a la situación de los mercados, tanto petroleros como financieros.

En relación con este mecanismo de constitución de existencias estratégicas, señalar que es utilizado, dentro de determinados límites, por prácticamente todas las entidades europeas similares a CORES. En tal sentido, para el caso español se considera adecuado poder llegar hasta un máximo del 10 % del volumen total de existencias estratégicas.

c) Procedimientos para la constitución de existencias

El procedimiento seguido por CORES para constituir sus existencias estratégicas consiste en la petición de ofertas a todos los miembros de la Corporación, eligiendo las mejores ofertas, fundamentalmente con base en criterios económicos y formalizando los correspondientes contratos de adquisición, ya sea por compraventa o permuta.

5.2.2. Almacenamiento de existencias estratégicas.

CORES almacena sus existencias estratégicas en instalaciones de terceros (actualmente 94,4% del total), y en una pequeña parte en instalaciones propias (4,7% del total). A continuación se analizan distintos aspectos relacionados con estos almacenamientos.

a) Almacenamientos propios de la Corporación o almacenamientos arrendados

CORES mantiene la práctica totalidad de sus existencias estratégicas en instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos titularidad de terceros (94,4 % del total), bien en refinerías (50,8%) o bien en sistemas logísticos como CLH u operadores no refineros (44,5%).

No obstante, la escasez de capacidad de almacenamiento disponible en el mercado español hizo que en el año 2002 CORES se plantease la necesidad de dotarse de almacenamientos de su propiedad exclusivamente dedicados al almacenamiento estratégico. Así se acordó en la reunión de la Junta Directiva de fecha 12 de diciembre de 2002, estableciéndose un límite de almacenamiento propio del 10% del total de las existencias estratégicas.

Desde entonces, la Corporación ha llevado adelante proyectos de plantas propias tales como el almacenamiento en la refinería de Puertollano, en la de Cartagena, así como la intervención en otros que, sin ser titularidad de CORES, se dedicarán exclusivamente al almacenamiento estratégico de existencias propiedad de la Corporación, como es el caso

de la Planta del Puerto de Gijón, o del contrato de arrendamiento de servicios de almacenamiento de 400.000 m³ de crudos de petróleo en la refinería de Cartagena en tanques de nueva construcción firmado con REPSOL en 2007.

La fórmula de instalaciones propias dota sin duda a CORES de una mayor seguridad a la hora de cumplir sus obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas, puesto que la disponibilidad de capacidad de almacenamiento no depende de las necesidades operativas de las empresas petroleras o de que las condiciones de éstas sean o no aceptables para CORES.

b) Almacenamiento diferenciado o almacenamiento indiferenciado

El inicio de la actividad de CORES, en 1995, se produce en una situación en la cual la totalidad de la obligación de mantenimiento de stocks de seguridad era asumida por las compañías petroleras. La aparición de la Corporación supuso un cambio en el reparto de responsabilidades, de manera que una parte de aquella obligación debía ser de su incumbencia. En consecuencia, se produjo un simple traspaso de productos, con capacidad de almacenamiento incluida, de manera que el resultado fue un sistema indiferenciado en su práctica totalidad, es decir, un sistema de almacenamiento en el que los productos de la Corporación se encuentran mezclados con productos de terceros.

No obstante, en las adquisiciones llevadas a cabo con posterioridad, CORES ha conseguido almacenamientos diferenciados, si bien es preciso señalar que la realidad del sistema logístico en lo referente a productos y las necesidades operativas de las refinerías no han hecho siempre posible que los arrendamientos de almacenamiento de CORES se contraten bajo esta modalidad. Así, en la figura 5.2, podemos observar la distribución actual de la capacidad de almacenamiento de CORES entre almacenamientos en régimen diferenciado y almacenamientos en régimen indiferenciado.

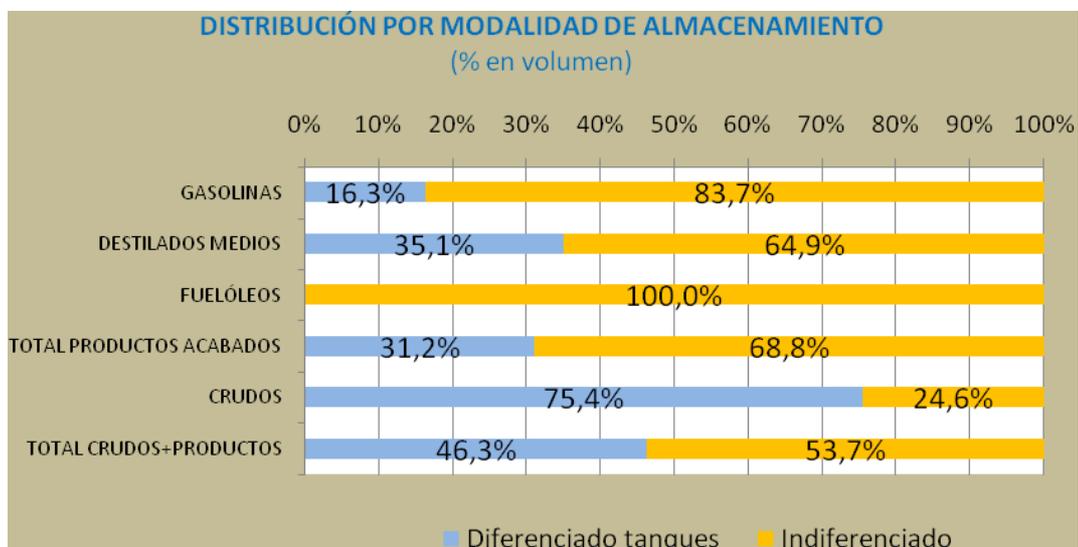


Figura 5.2. Distribución actual de la capacidad de almacenamiento de CORES por modalidad de almacenamiento

Para asegurar el estricto cumplimiento de sus fines en los supuestos de crisis de abastecimiento, en el caso de los almacenamientos en régimen indiferenciado se han introducido en los contratos cláusulas de preferencia en la salida de los productos de CORES, o en utilización de sus crudos, respecto de los productos o crudos de cualquier tercero, o incluso de los propios almacenistas. Asimismo, se han establecido sistemas de

control en tiempo real, mediante los que CORES puede en todo momento comprobar el estado y localización de las existencias de su propiedad aun estando almacenadas en régimen indiferenciado.

c) Almacenamiento en tanques de superficie o almacenamientos subterráneos

Con el nuevo esquema establecido en el régimen jurídico de las existencias estratégicas a mantener por CORES a través del Real Decreto 1766/2007, podría llegarse a una situación en que la Corporación mantuviese un 100% de la obligación de existencias mínimas de seguridad del mercado español, ya que sus obligaciones están expresadas en términos de obligación mínima y no de máximos.

A partir de un determinado volumen de existencias, el almacenamiento tipo subterráneo es una alternativa a considerar, por sus ventajas logísticas y de gestión. Se plantea así la necesidad de explorar la posibilidad de construir almacenamientos estratégicos subterráneos, que tan buen resultado están dando en otros estados miembros de la UE o de la AIE.

En este sentido, el 3 de diciembre de 2008 se formalizó, con un importante grupo empresarial, un protocolo de colaboración para el almacenamiento, por 30 años de duración, de hasta 1.500.000 m³ de crudos de petróleo en cavernas subterráneas. En la actualidad, el proyecto está en fase de estudio y prospección, por lo que, en su momento y en el supuesto de que este proyecto fuese viable, se formalizarán los correspondientes contratos de arrendamiento de servicios de almacenamiento donde se precisen dichas características.

d) Almacenamientos en países europeos con acuerdos bilaterales

El artículo 11 del Real Decreto 1716/2004, faculta a CORES, y a los sujetos obligados, previa autorización del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a mantener parte de sus existencias en forma de productos o crudos de petróleo en otros países, siempre que se trate de un Estado miembro de la Unión Europea con el que exista un acuerdo bilateral en este sentido.

En la actualidad existen acuerdos bilaterales con Francia, Italia y Portugal, y se espera que próximamente se firmen otros con otros estados miembros.

Los acuerdos bilaterales suscritos con los países anteriormente citados, relativos al mantenimiento de existencias de seguridad por parte de sujetos obligados de estos países en España, posibilitaron a un total de cinco de ellos al almacenamiento de ciertos volúmenes de productos, que han oscilado a lo largo del período, aunque siempre dentro de lo autorizado, en un intervalo entre los 162.000 m³ y los 180.000 m³.

Por otra parte, las existencias mantenidas por sujetos obligados españoles fuera de España (en Portugal, principalmente) han oscilado entre los 83.400 m³ y los 211.000 m³ a lo largo de 2010.

5.3. PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

5.3.1. Consumo de productos petrolíferos sujetos a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad (Período 2005 – 2010)

En este apartado se analiza la evolución del mercado del petróleo en nuestro país en los últimos años, el cual ha estado marcado principalmente por el crecimiento de la demanda hasta 2007 como consecuencia del crecimiento sostenido de nuestra economía y descenso posterior, debido a la crisis económica. En la Tabla 5.2 están reflejadas las ventas de los productos petrolíferos en los últimos años, desglosadas por tipos de productos.

Grupo de Productos	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gasolinas	9.671	9.253	8.890	8.366	7.981	7.530
Querosenos	6.490	6.763	7.139	7.042	6.421	6.560
Gasóleos	38.487	39.769	41.633	40.140	37.794	37.595
Grupo Querosenos+Gasóleos	44.977	46.532	48.771	47.182	44.215	44.155
Fuelóleos	5.748	4.877	4.213	4.075	3.611	3.278
TOTAL GENERAL	60.396	60.662	61.875	59.623	55.807	54.963

Unidades: miles de m³

Tabla 5.2. Ventas de productos petrolíferos 2005-2010³

5.3.2. Previsión de la demanda de productos petrolíferos sujetos a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad (Período 2012 – 2020)

Para la determinación de las necesidades de almacenamiento de la Corporación en el período 2012-2020 es necesario establecer un escenario base que sirva de referencia para el cálculo de dichos requerimientos. Las premisas del escenario base considerado al efecto contemplan los siguientes aspectos:

- Para el período 2010-2012, de acuerdo con la normativa actual, el nivel global mínimo de existencias estratégicas, a favor de todos los sujetos obligados, es de 45 días y el individual de 42 días de sus ventas o consumos. Para el período 2013-2020, conforme a lo recogido en el apartado sobre normativa y tras la transposición antes del 31 de diciembre de 2012 de la Directiva 2009/119/CE implicará un aumento de existencias de seguridad, que se estima por CORES en 8 días adicionales a los existentes, quedando establecida en 100 días. De esta manera, el presente Informe considera que, a partir de 1 de enero de 2013, la obligación de CORES se situaría en 48 días individuales por operador (los 40 actuales más los 8 consecuencia de la nueva Directiva), más los 2 días adicionales correspondientes al aumento de la obligación de 90 a 92 días a 1 de enero de 2010, que se asumieron por CORES como existencias estratégicas. Es decir, un total de 50 días individuales por operador, y asimismo esta misma cifra para el conjunto del mercado español.
- En cuanto a las ventas o consumos para el cálculo de la obligación en cada uno de los años considerados, se ha considerado el escenario de la Tabla 5.3.

³ En todos los supuestos se trata únicamente de ventas sujetas a la obligación de constituir existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, excluyéndose entre otras las destinadas a la navegación marítima internacional, exportaciones y asimiladas a las exportaciones

	2015/2010	2020/2015	2020/2010
GASOLINAS	-13,5%	-7,3%	-19,8%
QUEROSEÑOS	2,5%	3,5%	6,2%
GASÓLEOS	-6,9%	-7,3%	-13,7%
DEST.MEDIOS	-6,2%	-6,4%	-12,1%
FUELÓLEOS	-28,2%	-32,3%	-51,4%
TOTAL	-8,8%	-7,9%	-15,9%

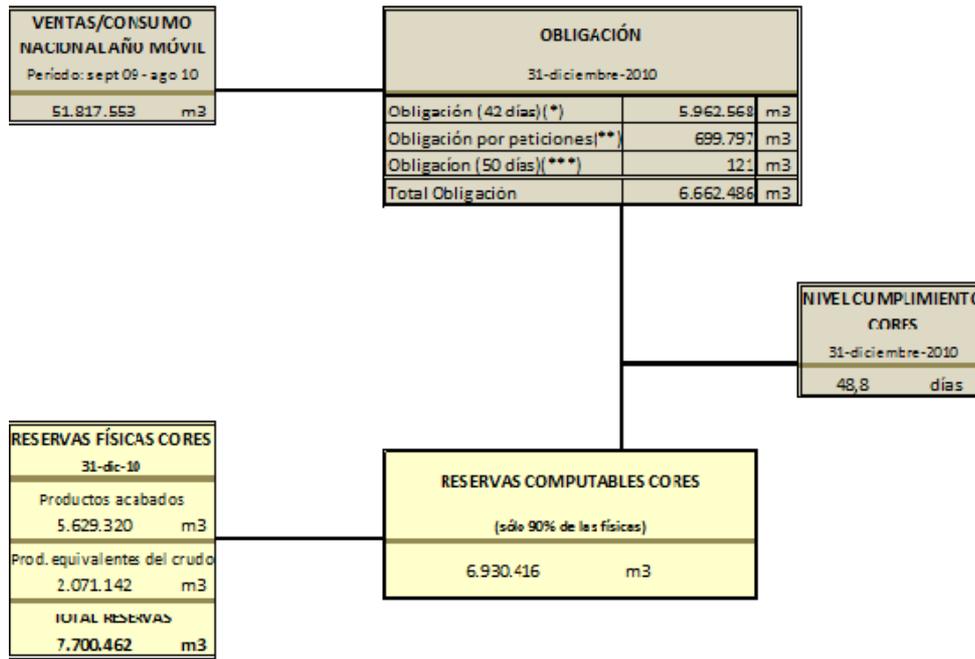
Tabla 5.3. Estimación de crecimiento de la demanda de productos petrolíferos sujetos a obligación de mantenimientos de existencias mínimas de seguridad

5.4. ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

5.4.1. Determinación de las necesidades de almacenamiento de reservas estratégicas a establecer por CORES

Para la determinación mensual del volumen de existencias a mantener ha de considerarse las ventas correspondientes a un período de doce meses, con tres meses de desfase entre el periodo de ventas y el mes en el que se calcula la obligación. De esta forma, para establecer el grado de cumplimiento al mes de diciembre de 2010 se han de tomar como base de cómputo para el cálculo las ventas o consumos el período comprendido entre los meses de septiembre 2009 y agosto de 2010.

De acuerdo con lo anterior, la figura 5.3 representa el esquema del cálculo del nivel de cumplimiento que debe mantener la Corporación referido a diciembre de 2010. Como puede verse, CORES mantiene 48,8 días del total de la obligación nacional, en los que está incluido el margen operativo en torno a 1,5 días.



(*) 42 días de obligación para todos los sujetos obligados
 (**) días de obligación correspondientes a los sujetos obligados a los que se les ha asignado reservas estratégicas adicionales, según lo indicado en el apartado 3º del artículo 14 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio
 (***) 50 días de obligación correspondientes a los sujetos obligados a los cuales se les cubre toda su obligación, según lo indicado en el apartado 3º del artículo 14 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio

Figura 5.3. Esquema de determinación de los niveles de cumplimiento de CORES. Situación a 31 de diciembre de 2010

El nivel y la composición actual de existencias estratégicas constituidas y mantenidas por la Corporación se indican en la tabla siguiente.

	TOTAL NACIONAL	
	m3	t
GASOLINAS		
Gasolina 95 I.O.	699.536	526.051
TOTAL GASOLINAS	699.536	526.051
QUEROSENOS		
Queroseno JET A1	427.884	342.307
TOTAL QUEROSENOS	427.884	342.307
GASÓLEOS		
Gasóleo A	3.136.352	2.650.218
Gasóleo B	623.904	527.199
Gasóleo C	483.831	413.676
TOTAL GASÓLEOS	4.244.088	3.591.093
TOTAL DESTILADOS MEDIOS	4.671.972	3.933.400
FUELÓLEOS		
Fuelóleo BIA	257.812	257.812
TOTAL FUELÓLEO	257.812	257.812
TOTAL PRODUCTOS	5.629.320	4.717.263
TOTAL CRUDOS DE PETRÓLEO	2.605.332	2.266.064
TOTAL CRUDOS+PRODUCTOS	8.234.652	6.983.327

Tabla 5. 4. Composición de las existencias estratégicas constituidas y mantenidas por CORES a 31 de diciembre 2010

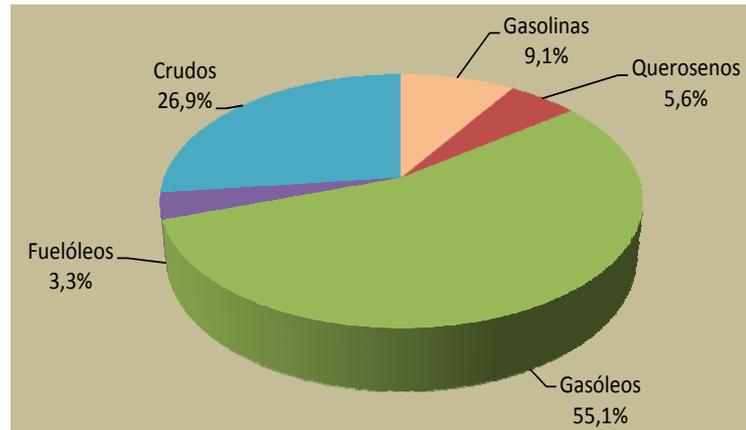


Figura 5.4. Distribución de reservas estratégicas en % del volumen de productos equivalentes

Los productos acabados mantenidos por la Corporación cumplen en todo momento con las especificaciones oficiales vigentes, permitiendo así una ágil y rápida disponibilidad de los mismos en caso de que fuera necesario ante una situación de desabastecimiento. De igual forma, los crudos propiedad de CORES responden a calidades estándar de proceso de cada una de las refinерías en las que se encuentran, adecuándose perfectamente al esquema de refinado y tratamiento de cada una de ellas.

5.4.2. Capacidad de almacenamiento de CORES disponible en 2010 y nueva capacidad de almacenamiento prevista en el horizonte 2020.

a) Localización y modalidades de almacenamiento

Tal y como se explica anteriormente y se observa en la tabla 5.5, el almacenamiento de las existencias se lleva a cabo principalmente en instalaciones arrendadas a terceros, bien en empresas refinadoras o bien en compañías de logística.

	Gasolinas (m3)	Dest. Medios (m3)	Fuelóleos (m3)	TOTAL PROD (m3)	Crudos (m3)	PROD+CRUD (m3)
REFINERÍAS	299.978	949.832	257.812	1.507.622	2.605.332	4.112.954
COMPAÑÍAS DE LOGÍSTICA	399.558	3.523.148		3.922.706		3.922.706
CORES		198.992		198.992		198.992
TOTAL ALMACENISTAS	699.536	4.671.972	257.812	5.629.320	2.605.332	8.234.652

Tabla 5.5. Localización y modalidades de almacenamiento de las reservas estratégicas

La figura 5.5 muestra el reparto actual anteriormente citado en función del propietario de los almacenamientos y por categoría de productos almacenados:

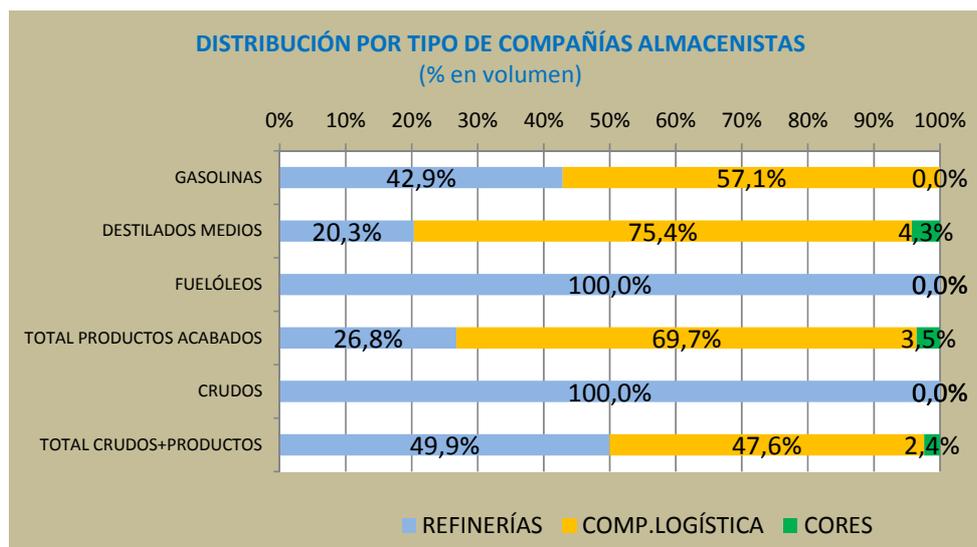


Figura 5.5. Distribución de las reservas estratégicas por tipo de compañías almacenistas como % del volumen

En la actualidad las existencias estratégicas se localizan en territorio nacional y la ubicación geográfica o zonal responde a criterios de disponibilidad de almacenamiento. A 31 de diciembre de 2010 el reparto geográfico de las existencias propiedad de la Corporación es el que muestra la siguiente tabla:

	NORTE	LEVANTE	CENTRO	SUR	CANARIAS	TOTAL NACIONAL
GASOLINAS						
Gasolina 95 I.O. (m3)	108.463	265.962	180.876	109.583	34.651	699.536
TOTAL GASOLINAS (m3)	108.463	265.962	180.876	109.583	34.651	699.536
QUEROSENO						
Queroseno JET A1 (m3)	3.000	141.856	128.228	105.800	49.000	427.884
TOTAL QUEROSENO (m3)	3.000	141.856	128.228	105.800	49.000	427.884
GASÓLEOS						
Gasóleo A (m3)	282.204	1.554.069	658.226	558.399	83.453	3.136.352
Gasóleo B (m3)	97.605	283.079	117.968	83.351	41.902	623.904
Gasóleo C (m3)	113.768	209.195	133.216	27.652	0	483.831
TOTAL GASÓLEOS (m3)	493.577	2.046.343	909.410	669.402	125.356	4.244.088
TOTAL DESTILADOS MEDIOS (m3)	496.577	2.188.199	1.037.638	775.202	174.356	4.671.972
FUELÓLEOS						
Fuelóleo BIA (t)	23.952	118.984	9.000	12.251	93.625	257.812
TOTAL FUELÓLEOS (t)	23.952	118.984	9.000	12.251	93.625	257.812
TOTAL PRODUCTOS (m3-t)	628.992	2.573.145	1.227.514	897.036	302.632	5.629.320
TOTAL CRUDOS DE PETRÓLEO (m3)	212.395	1.448.108	155.671	745.658	43.500	2.605.332
TOTAL CRUDOS+PRODUCTOS (m3-t)	841.387	4.021.253	1.383.186	1.642.694	346.132	8.234.652

Tabla 5.6. Reparto por zonas geográficas de las existencias propiedad de CORES

b) Asignación de las existencias estratégicas a favor de los Sujetos Obligados

El volumen de reservas estratégicas mantenidas por la Corporación a 31 de diciembre de 2010, asciende tal y como se ha comentado anteriormente a 48,8 días de consumo nacional. Este nivel de existencias se puede detallar de la siguiente manera:

- 42 días de obligación individual de cada sujeto obligado (Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 30 de marzo de 2009 y el acuerdo de la Junta Directiva de CORES, de fecha 17 de septiembre de 2009).

- 5 días de consumo global del país que fueron asignados entre los sujetos obligados de la categoría 2 que los solicitaron, conforme a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 1766/2007.
- Adicionalmente CORES mantiene en torno a 1,5 días de obligación global (margen operativo) al objeto de reaccionar ante variaciones de volúmenes sujetos a la obligación y a cambios significativos en las tendencias de los mercados.

De esta manera la situación a finales del ejercicio 2010 es la que muestra la siguiente tabla:

Categoría	Sujetos Obligados	Días mantenidos por CORES	Días de obligación a mantener por el sujeto obligado
Categoría 0	Sujetos no operadores , en la parte de sus ventas o consumos anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor, con ventas o consumos inferiores al 0,5 % del volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en territorio nacional	92	0
Categoría 1	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales sin capacidad de refino en territorio español ni en cualquier otro Estado miembro de la UE con que se haya suscrito acuerdo intergubernamental en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	77	15
Categoría 2	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales sin capacidad de refino en territorio español pero con capacidad de refino en cualquier otro Estado miembro de la UE con que se haya suscrito acuerdo intergubernamental en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	47	45
Categoría 3	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales con capacidad de refino en territorio español	42	50
No solicitantes	Sujetos que aun perteneciendo a las categorías anteriores no han solicitado a CORES cobertura de sus obligaciones en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	42	50

Tabla 5.7. Reparto de las reservas estratégicas obligatorias por categorías

c) Constitución de existencias estratégicas en el período 2010-2020

A efectos de esta planificación, se recoge la situación a finales de los ejercicios 2010 (año base de partida), 2012 (inicio del período), 2013 (entrada en vigor de la nueva Directiva de la UE), 2014 (fecha posible entrada del almacenamiento subterráneo), 2016 (fecha intermedia) y 2020 (final del período de la planificación).

- Capacidad de almacenamiento disponible hasta 2020

Las necesidades reales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de años anteriores, en los que las ventas sujetas a obligación eran muy superiores a las consideradas en el presente estudio, obligó a CORES a firmar en esas fechas contratos de arrendamiento de nuevas capacidades de almacenamiento que entrarán en servicio en el periodo que nos ocupa. La tabla 5.8 muestra la evolución de la nueva capacidad de almacenamiento que estará disponible en el horizonte 2020 corregida en el exceso de capacidad, a cuyos efectos se denunciarán contratos de almacenamiento de forma que se corrijan los excedentes que pudiera haber:

AÑO 2011	
NUEVA CAPACIDAD DE PRODUCTOS EN CLH.....	165.000 m3
NUEVA CAPACIDAD DE CRUDOS EN REPSOL (en prod. equiv)	316.000 m3
CAPACIDAD DE PRODUCTOS ACABADOS EN INSTALACIONES DE CORES EN REFINERÍA DE PUERTOLLANO.....	160.000 m3
REDUCCIÓN DE CAPACIDAD DE CRUDOS EN REPSOL(expresada en Prod. Equivalentes).....	158.000 m3
TOTAL AÑO 2011	483.000 m3
AÑO 2012	
NUEVA CAPACIDAD DE PRODUCTOS EN CLH.....	170.000 m3
TOTAL AÑO 2012	170.000 m3
AÑO 2014	
NUEVA CAPACIDAD CRUDOS EN ALMAC. SUBTERRÁNEOS (en prod. equiv).....	1.186.000 m3
(Pendiente del correspondiente estudio de viabilidad técnica y económica)	
TOTAL AÑO 2014	1.186.000 m3

Tabla 5.8. Nueva capacidad de almacenamiento en el horizonte 2020

Con la disponibilidad de estas nuevas capacidades de almacenamiento, la evolución a nivel de existencias estratégicas de productos acabados, incluidos los correspondientes al crudo, será la que muestra la tabla siguiente:

	2010	2012	2013	2014	2016	2020
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (miles m3)	7.700	8.342	8.342	9.527	9.527	9.527

Tabla 5.9. Evolución prevista de la capacidad de almacenamiento en el periodo 2010-2020

5.4.3. Necesidades de mantenimiento de existencias estratégicas por parte de CORES

a) *Necesidades para atender la obligación mínima de mantenimiento de existencias estratégicas*

Bajo las hipótesis anteriormente establecidas, las ventas de productos petrolíferos computables para determinar la obligación de mantenimiento de productos petrolíferos alcanzan los siguientes valores:

	2010	2012	2013	2014	2016	2020
VENTAS ESTIMADAS (miles m3)	51.818	49.720	48.845	48.047	46.452	43.530

Tabla 5. 10. Evolución prevista de las ventas de productos petrolíferos en el periodo 2010-2020

Como se ha comentado anteriormente, el nivel mínimo de cumplimiento de la obligación de CORES pasaría a partir de comienzos de 2013 de 45 días globales a 50 días de las ventas anteriormente indicadas. De esta forma la obligación mínima a mantener por CORES a favor del conjunto de los sujetos obligados en el periodo 2010-2020, incluyéndose un margen operativo en torno a 1,5 días, sería la que figura en la tabla 5.11.

	2010	2012	2013	2014	2016	2020
DÍAS DE OBLIGACIÓN	45	45	50	50	50	50
Margen operativo CORES - 1,5 días	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
DIAS DE OBLIGACIÓN TOTALES	46,5	46,5	51,5	51,5	51,5	51,5
EXISTENCIAS MÍNIMAS TOTALES A MANTENER (miles m3)	7.335	7.038	7.658	7.532	7.282	6.824

Tabla 5.11. Evolución prevista de la obligación mínima de existencias que debe mantener CORES en el periodo 2010-2020

Analizando los cuadros anteriormente expuestos se concluye que CORES puede mantener con las capacidades contratadas en el período considerado el nivel mínimo de obligación de existencias mínimas de seguridad a favor del total de los operadores y que asciende a 50 días, más el margen de seguridad de 1,5 días establecido por la Junta Directiva con el fin de adecuar la obligación a la operativa real de los mercados.

b) Necesidades de existencias estratégicas para atender la totalidad de los requerimientos de días adicionales solicitados sobre la obligación mínima que CORES debe mantener a favor de todos los sujetos obligados.

Como se ha comentado en el apartado sobre normativa, el Real Decreto 1766/2007 modificó el Real Decreto 1716/2004, permitiendo que los sujetos obligados solicitaran a CORES la asignación de hasta 35 días adicionales al nivel mínimo que la Corporación debe mantener a favor de todos ellos.

El sistema de solicitud de días adicionales supone la necesidad de que CORES planifique sus requerimientos de capacidad de almacenamiento por encima de la obligación mínima establecida en la normativa, no ya para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de la Corporación establecidas en el Real Decreto, sino para, superando éstas, constituir por cuenta de los sujetos obligados las existencias estratégicas que los mismos le han solicitado.

Además, habrá de tenerse en cuenta la previsión de que, a partir de 2013, el incremento de la obligación total (equivalente a 8 días), como consecuencia de la transposición de la nueva Directiva 2009/119/CE, sería asumido por CORES.

En este sentido y dado que la transposición de la nueva Directiva conduce a un sistema de solicitudes de días adicionales similar al actualmente aplicado y previa petición a la Entidad Central de Almacenamiento, CORES ha solicitado a los sujetos obligados de

mayor participación en el mercado, las estimaciones de los días adicionales que la Corporación debería mantener a su favor en el periodo considerado.

	2010	2012	2013	2014	2016	2020
EXISTENCIAS A MANTENER PARA LOS SOLICITANTES (miles m3)	359	781	630	1.366	1.333	1.256

Tabla 5.12. Evolución prevista de las existencias a mantener por CORES en el periodo 2010-2020 a solicitud de los sujetos obligados

Así, las existencias totales a mantener por CORES serán el resultado de la obligación mínima de seguridad a favor del total de los operadores más las existencias a mantener a favor sólo y exclusivamente de los solicitantes tal y como se recoge en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

	2010	2012	2013	2014	2016	2020
EXISTENCIAS TOTALES A MANTENER PARA CUBRIR EL NIVEL MÍNIMO DE DÍAS DE OBLIGACIÓN (miles m3) (*)	7.335	7.038	7.658	7.532	7.282	6.824
EXISTENCIAS A MANTENER PARA LOS SOLICITANTES (miles m3)	359	781	630	1.366	1.333	1.256
EXISTENCIAS TOTALES A MANTENER POR CORES (miles m3) (*)	7.694	7.819	8.288	8.898	8.615	8.080

Tabla 5.13. Evolución prevista de las existencias totales a mantener por CORES en el periodo 2010-2020

En consecuencia, comparando la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** con la Tabla 5.9 se concluye que CORES podría mantener tanto los niveles mínimos de obligación de los 50 días de ventas/consumos del total de los operadores como los días adicionales que podrían solicitar los operadores que así lo han previsto. Además, existiría un superávit de capacidad de almacenamiento (1.447 miles de m3 a finales del ejercicio 2020) en el caso de que los almacenamientos subterráneos, cuya viabilidad está en estudio, entrasen finalmente en servicio para CORES, superávit que se ajustaría mediante la denuncia de los correspondientes almacenamientos.

Respecto a los excedentes de capacidad resultante, deberán ajustarse procediéndose a denunciar aquellos almacenamientos que no sean los más adecuados (calidad de almacenamiento, optimización coste/operativa,.....).

5.4.4. Asignaciones de existencias estratégicas a las distintas categorías de sujetos obligados.

De acuerdo con lo indicado anteriormente y según las estimaciones de las propias compañías, CORES podría mantener los días adicionales solicitados por aquellos sujetos obligados que así lo han previsto. De esta manera las asignaciones de existencias las distintas categorías de sujetos obligados serían los que se hacen constar en las tablas siguientes.

Categoría	Sujetos Obligados	Días mantenidos por CORES	Días de obligación a mantener por el sujeto obligado
Categoría 0	Sujetos no operadores , en la parte sus ventas o consumos anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor, con ventas o consumos inferiores al 0,5 % del volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en territorio nacional	92	0
Categoría 1	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales sin capacidad de refino en territorio español ni en cualquier otro Estado miembro de la UE con que se haya suscrito acuerdo intergubernamental en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	77	15
Categoría 2	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales sin capacidad de refino en territorio español pero con capacidad de refino en cualquier otro Estado miembro de la UE con que se haya suscrito acuerdo intergubernamental en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	77	15
Categoría 3	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales con capacidad de refino en territorio español	52	40
No solicitantes	Sujetos que aun perteneciendo a las categorías anteriores no han solicitado a CORES cobertura de sus obligaciones en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	42	50

Tabla 5.14. Asignaciones de existencias estratégicas a las distintas categorías de sujetos obligados. Año 2012

Categoría	Sujetos Obligados	Días mantenidos por CORES	Días de obligación a mantener por el sujeto obligado
Categoría 0	Sujetos no operadores , en la parte sus ventas o consumos anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor, con ventas o consumos inferiores al 0,5 % del volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en territorio nacional	100	0
Categoría 1	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales sin capacidad de refino en territorio español ni en cualquier otro Estado miembro de la UE con que se haya suscrito acuerdo intergubernamental en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	85	15
Categoría 2	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales sin capacidad de refino en territorio español pero con capacidad de refino en cualquier otro Estado miembro de la UE con que se haya suscrito acuerdo intergubernamental en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	85	15
Categoría 3	Sujetos pertenecientes a grupos empresariales con capacidad de refino en territorio español	60	40
No solicitantes	Sujetos que aun perteneciendo a las categorías anteriores no han solicitado a CORES cobertura de sus obligaciones en materia de almacenamiento de existencias mínimas de seguridad	50	50

Tabla 5.15. Asignaciones de existencias estratégicas a las distintas categorías de sujetos obligados. Periodo 2020

Como puede observarse, comparando las tablas de 2012 y 2020, todo el incremento de reservas que, de acuerdo con la directiva 2009/119/CE deberán mantenerse a partir de 2012, será asumido por CORES.

5.4.5. Balance entre necesidades de almacenamientos de reservas estratégicas y previsión de almacenamientos disponibles en el horizonte 2020.

A partir de los datos y estimaciones anteriores, se obtiene el margen disponible entre capacidad de existencias prevista y las necesidades.

	2010	2012	2013	2014	2016	2020
Capacidad prevista de existencias	7.700	8.342	8.342	9.527	9.527	9.527
Necesidades	7.694	7.819	8.288	8.898	8.615	8.080
Margen	+6	+523	+54	+629	+912	+1.447

Unidades: miles de m3

Tabla 5.16. Balance entre capacidad de existencias y necesidades

5.4.6. Infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas a construir.

En este apartado se recoge el detalle desde el punto de vista logístico de las infraestructuras de capacidad de almacenamiento requeridas por la Corporación para cubrir tanto con sus obligaciones mínimas de seguridad y con las solicitudes presentadas por los sujetos obligados, como de los requerimientos financieros necesarios para dichas infraestructuras y para la adquisición de dichas reservas por la Corporación.

Requerimientos logísticos

Tal y como se ha recogido en el capítulo anterior, de acuerdo con la capacidad existente y con las estimaciones de ventas/consumos considerados, la Corporación cubriría los requerimientos adicionales demandados por los sujetos obligados, no siendo necesaria la construcción de nueva capacidad de almacenamiento de reservas estratégicas a las ya constituidas y formalizadas que se han mencionado en el presente informe.

En este sentido conviene hacer especial hincapié en el protocolo de colaboración suscrito por la Corporación con un importante grupo empresarial para el almacenamiento de hasta 1.500.000 m³ de crudos de petróleo (1.186.000 m³ de productos equivalentes) en cavernas subterráneas. El proyecto se encuentra actualmente en fase de estudio para determinar su viabilidad.

Como continuación a las necesidades de capacidad de almacenamiento y dado que éstas están directamente vinculadas a las ventas/consumos computables a efectos del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, se ha efectuado el correspondiente análisis de sensibilidad a las ventas/consumos declarados, concluyéndose lo siguiente:

- Un 1% adicional en las ventas/consumos en el período 2010-2020 implicaría un incremento de las necesidades de almacenamiento a final del ejercicio 2020 de 726 mil m³.
- Dicha capacidad adicional de almacenamiento obligaría a que los ajustes de capacidad de almacenamiento que se llevarían a cabo en ese período temporal fueran menores que los considerados para este caso base. Por tanto, no implicaría necesidad de nueva construcción de almacenamiento si no una menor adecuación en las capacidades ya contratadas por la Corporación.

5.5. CONCLUSIONES

Objetivos de mantenimiento de existencias estratégicas

El objetivo previsto a nivel global por normativa para finales del ejercicio 2010, 45 días, ya se ha cumplido a la fecha, y se cumplirá holgadamente a lo largo del periodo 2010-2020, con las hipótesis manejadas sobre la evolución de las ventas y en base a la capacidad de almacenamiento contratada en la actualidad.

Como se ha indicado, la transposición de la Directiva 2009/119/CE antes del 31 de diciembre de 2012, conducirá a cambios en los niveles totales de obligación a nivel nacional y podría implicar un cambio de los días mínimos globales de mantenimiento por CORES a favor de los operadores comerciales. En caso de que el porcentaje de cobertura por parte de CORES se mantuviera como ahora, es decir 50%, implicaría que aproximadamente CORES debería mantener 50 días de la obligación global de los sujetos obligados. Considerando esa hipótesis y en base a las infraestructuras de

almacenamiento que se contemplan en este informe, CORES también cumpliría con un amplio margen dichas obligaciones para el periodo considerado de análisis.

Asimismo, se cumplen las obligaciones mínimas para el conjunto de los sujetos obligados así como para atender las peticiones de días adicionales de aquellos que lo hayan solicitado conforme a los criterios de reparto.

Necesidades de nuevas infraestructuras de almacenamiento

Como consecuencia de los cálculos e hipótesis que se manejan en los apartados anteriores de este Informe, durante el periodo 2012-2020, **no existirían necesidades de nuevas instalaciones de almacenamiento estratégico**, puesto que con los contratos que ya tiene suscritos la Corporación, CORES tendría cubiertas sus necesidades en orden a la constitución de las correspondientes existencias estratégicas. En todo caso, habrá de tenerse en cuenta lo siguiente:

- La capacidad de almacenamiento que ofrezcan a CORES los operadores y las empresas de logística y almacenamiento deberá reunir las condiciones que permitan constituir efectivamente existencias estratégicas. En este sentido, el principal riesgo que debe evitarse es el de no diferenciar con claridad stocks estratégicos y operativos.
- En el supuesto de contratar nueva capacidad de almacenamiento, ésta debería orientarse hacia el crudo, considerando en su caso la alternativa de los almacenamientos subterráneos, inexistentes hasta ahora en España, siempre que resultasen viables.