



# Planificación Energética.

Plan de Desarrollo de la Red de Transporte  
de Energía Eléctrica 2015-2020.



GOBIERNO  
DE ESPAÑA

MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, ENERGÍA  
Y TURISMO







GOBIERNO  
DE ESPAÑA

MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, ENERGÍA  
Y TURISMO

# **PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**2015-2020**

© Fotografías de cubierta:

Fotografía 1: Red Eléctrica de España

Fotografía 2: Enagás

Fotografía 3, 4 y 5: Instituto para la Diversificación y Ahorro  
de la Energía (IDAE)

Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado  
<http://publicacionesoficiales.boe.es/>



**MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, ENERGÍA  
Y TURISMO**

**SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA**

SUBDIRECCIÓN GENERAL  
DE DESARROLLO NORMATIVO,  
INFORMES Y PUBLICACIONES  
CENTRO DE PUBLICACIONES

Panamá, 1. 28071 Madrid  
Tels.: 91 349 51 29 / 49 68 / 40 00  
Fax: 91 349 44 85  
[www.minetur.gob.es](http://www.minetur.gob.es)

---

D.L.: M-36192-2015  
NIPO (papel): 070-16-003-0  
NIPO(en línea): 070-16-004-6

Diseño de cubierta: S.E. de Energía

Papel:

Exterior: Offset ecológico  
(70.100/300)

Interior: Offset ecológico  
(65.90/100)

(Certificados EFC y FSC)

Maquetación: S. E. de Energía

(S.G. Planificación Energética y Seguimiento)

Impresión: DISCRIPT PREIMPRESIÓN, S.L.

ECPMINETUR: 1ª Ed/260/0116

*“Una meta sin un plan es simplemente un deseo”. Antoine de Saint-Exupéry.*



La Planificación Energética es un elemento esencial en el nuevo modelo energético que hemos desarrollado y que tiene por objeto disponer de un sistema más sostenible y competitivo, garantizando el aspecto fundamental de la seguridad de suministro.

La planificación realiza una previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar la prestación del servicio. En particular, las infraestructuras de transporte de energía eléctrica que dan soporte a esta actividad requieren de un largo periodo de maduración, desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. Ello hace absolutamente necesario organizar, preparar y proyectar las instalaciones con gran adelanto.

La anticipación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad cambiante se convierten así en parte integrante y en herramientas imprescindibles de la política energética. Por todo ello, la planificación se integra en la reforma regulatoria del sector eléctrico, enmarcándose en un contexto general caracterizado por tres aspectos clave.

En primer lugar, el principio de sostenibilidad económica del sistema eléctrico ha permitido revertir la acumulación anual de déficit y, en estos momentos, el sistema se encuentra en equilibrio o ligero superávit gracias a dicha reforma. Tal principio de sostenibilidad económica ha estado muy presente en todo el proceso de planificación donde, para cada nueva actuación estructural de la red de transporte, se ha realizado un análisis coste-beneficio que optimizará las inversiones a realizar.

En segundo lugar, otra de las características de la nueva planificación es el mayor compromiso logrado con la Unión Europea para impulsar un mercado interior de la energía, aumentando nuestro nivel de interconexión energética con Europa. Esto es relevante para disminuir precios e integrar nueva generación renovable.

Por último, la planificación toma en consideración los cambios ligados a los avances tecnológicos, la mayor facilidad de los consumidores para gestionar su demanda y la mayor competencia e información sobre precios. Estos avances conllevan nuevos retos de mayor electrificación de la economía y mayor eficiencia (menor intensidad energética) que la planificación debe satisfacer.

En este contexto, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha elaborado esta planificación siguiendo un proceso riguroso, de gran complejidad, con participación de todos los agentes del sistema, contando con la colaboración de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla y del Operador del Sistema eléctrico, así como con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

También se ha contado con la participación del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, al tener en cuenta la regulación en materia de evaluación ambiental, que establece la obligatoriedad de realizar el procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica

en aquellos planes que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente y, sometiendo la planificación, a su vez, a consulta pública.

Finalmente, tras someterla al Congreso de los Diputados, ha sido aprobada por el Gobierno.

La planificación desarrolla tanto una parte indicativa, con la previsión de la evolución de la demanda energética española y de la cobertura de la misma con las diferentes tecnologías de generación, como una parte vinculante, que detalla las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte.

La red de transporte de energía eléctrica es una de las columnas vertebrales para poder disponer de una energía segura, asequible y sostenible. Los proyectos de infraestructuras contemplados en la planificación suponen una inversión de 4.554 millones de euros que garantizan para el horizonte 2015-2020 que España pueda seguir disfrutando de uno de los sistemas eléctricos más fiables y seguros de la Unión Europea, abordando en todo momento las inversiones necesarias de la manera más eficiente.

No cabe duda de que la garantía de suministro al menor coste posible es crucial tanto para la competitividad de la economía como para el bienestar de los ciudadanos.

Concluyo expresando mi confianza en que esta planificación sea un instrumento clave para lograr la meta deseada: un sistema energético equilibrado, sostenible y mejor. Asimismo, agradezco la gran labor de todos los agentes que han colaborado y nos han acompañado en su proceso de elaboración.

José Manuel Soria López

Ministro de Industria, Energía y Turismo.

# ÍNDICE

## Capítulo 1. Planificación energética. Aspectos generales, objetivos y alcance del documento

1.1.	Introducción .....	3
1.2.	Planificación indicativa y vinculante .....	3
1.3.	Contexto en el que se enmarca el presente ejercicio de planificación .....	4
1.4.	Planificación para el periodo 2015-2020 .....	5
1.4.1.	Cambio de escenario macroeconómico .....	5
1.4.2.	Compromisos energéticos para 2020 .....	6
1.4.3.	Nuevo marco regulatorio .....	6
1.5.	Novedades con respecto a planificaciones anteriores .....	7
1.5.1.	Planificación de redes eléctricas .....	7
1.5.2.	Análisis coste-beneficio .....	7
1.5.3.	Horizonte de planificación .....	8
1.6.	El proceso de planificación .....	8
1.7.	Contenido del documento .....	9

## Capítulo 2. Previsión de la evolución energética española 2014-2020

2.1.	La prospectiva de demanda energética .....	13
2.2.	Evolución reciente del consumo energético .....	14
2.3.	Escenario de prospectiva energética .....	16
2.4.	Previsión de la evolución energética española 2014-2020 .....	20
2.4.1.	Consumo de energía final .....	20
2.4.2.	Intensidad energética final .....	23
2.4.3.	Consumo de energía primaria .....	25
2.4.4.	Evolución de la generación eléctrica .....	27
2.4.5.	Intensidad energética primaria .....	31
2.5.	Previsión del cumplimiento de los compromisos en el horizonte 2020 .....	33
2.5.1.	Objetivos de Energías Renovables .....	33
2.5.2.	Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020 .....	34

## Capítulo 3 Desarrollo de la red de transporte de electricidad

3.1.	Previsión de la demanda eléctrica realizada por el operador del sistema (OS) .....	39
3.1.1.	Escenario macroeconómico .....	39
3.1.2.	Análisis del comportamiento histórico de la demanda .....	39
3.1.3.	Previsión de demanda .....	44

3.1.4.	Gestión de la demanda .....	49
3.2.	Cobertura de la demanda eléctrica realizada por el operador del sistema (OS).....	56
3.2.1.	Cobertura de la demanda eléctrica peninsular .....	56
3.2.2.	Cobertura de la demanda eléctrica de los territorios no peninsulares .....	64
3.3.	Criterios de desarrollo de la red de transporte de electricidad .....	85
3.3.1.	Metodología de planificación de la red de transporte de electricidad .....	85
3.3.2.	La calidad de servicio en la planificación de la red de transporte.....	86
3.3.3.	Escenarios de estudio e hipótesis de análisis.....	100
3.3.4.	Análisis estático de la red de transporte .....	102
3.3.5.	Análisis dinámico de la red de transporte .....	103
3.3.6.	Viabilidad de ejecución de los planes de desarrollo .....	104
3.3.7.	Criterios de justificación económica .....	105
3.3.8.	Criterios de desarrollo topológico de la red de transporte .....	107
3.3.9.	Directrices de generación admisible en el sistema y ubicación geográfica .....	111
3.3.10.	Necesidades adicionales de elementos de control de reactiva .....	115
3.4.	Infraestructuras eléctricas a construir .....	117
3.4.1.	Red de Partida (en ejecución).....	117
3.4.2.	Red Complementaria .....	144
3.5.	Resumen de actuaciones incluidas en la planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020 .....	204
3.5.1.	Mapas .....	204
3.5.2.	Análisis de inversiones y costes de las infraestructuras eléctricas planificadas .....	229

## **ANEXOS**

I: Instalaciones eléctricas. Periodo 2015-2020

II: Actuaciones posteriores a 2020

III: Análisis coste-beneficio

IV: Diccionario de acrónimos



## **Capítulo 1**

### **Planificación energética. Aspectos generales, objetivos y alcance del documento**



## 1.1. INTRODUCCIÓN

El sector energético desempeña un papel fundamental en una economía al proveer tanto un insumo para empresas y comercios como un bien de consumo final para las familias. Por tanto, la garantía de suministro de energía al menor coste posible es esencial tanto para la competitividad de cualquier economía como para el bienestar de sus ciudadanos.

Desde finales de los años 90, las actividades de suministro de energía en España, y en particular de electricidad, se realizan en régimen de libre competencia con la excepción de ciertas actividades como el transporte, que están reguladas. La magnitud de las inversiones necesarias para construir la red de transporte de energía hace que ésta constituya un monopolio natural que debe ser regulado. Esta regulación adopta varias formas, una de las cuales es la planificación de la propia red de transporte.

La planificación de las infraestructuras de transporte de energía tiene como objetivo primordial garantizar el suministro eléctrico en situaciones de máxima demanda al menor coste posible y respetando el medio ambiente, para lo cual es necesario prever la evolución de la demanda de energía en el horizonte de planificación contemplado. Por este motivo, la planificación de infraestructuras de transporte tiene tanto una parte indicativa, que recoge la previsión de la evolución de la demanda energética española, como una parte vinculante, que recoge las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte.

Tradicionalmente, al no haber existido regulación específica para el procedimiento de planificación de la red básica de gas natural, se había seguido el correspondiente a la red de transporte de energía eléctrica, de modo que la planificación de las redes de transporte de electricidad y de gas natural se realizaba en paralelo de forma conjunta. Sin embargo, en este ejercicio, y siguiendo el criterio establecido por la Audiencia Nacional en sus sentencias de 31 de octubre de 2012, la parte vinculante del documento incluye únicamente el plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad.

La planificación de las infraestructuras de transporte de gas natural se realizará una vez aprobado el nuevo desarrollo reglamentario del sector de hidrocarburos, que recogerá el procedimiento para la misma.

## 1.2. PLANIFICACIÓN INDICATIVA Y VINCULANTE

La planificación energética consiste en la previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar su debida atención. 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 unas peculiaridades que sin duda caracterizan esta labor. En efecto, la prestación de servicios energéticos está condicionada por la idoneidad de las infraestructuras que dan soporte a esta actividad, infraestructuras que requieren un largo periodo de maduración desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. La anticipación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad cambiante se convierten así en parte integrantes y en herramientas imprescindibles de la política energética.

Puesto que la mayor parte de las actividades de suministro energético en España se realizan en régimen de libre competencia, la planificación energética es en su mayor parte indicativa, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla y los criterios de protección medioambiental. Estas proyecciones se convierten en instrumento esencial al servicio de instancias administrativas y de operadores económicos que facilitan tanto la toma de

decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada como las decisiones de política energética.

Pero además, este ejercicio de previsión sirve como premisa de otros contenidos de la planificación, que sí incorporan decisiones vinculantes. En efecto, en la planificación se contempla una serie de infraestructuras que necesariamente deberán acometerse en materia de instalaciones de transporte de energía para atender adecuadamente a las necesidades futuras. En definitiva, las decisiones de planificación obligatoria se refieren a las grandes infraestructuras sobre las que descansa el sistema energético nacional y que permiten su vertebración. No podemos olvidar que se trata de sectores que soportan su actividad en redes de cuyo diseño, en lo que a los grandes corredores se refiere, dependen al final la racionalidad, la eficiencia e incluso la propia garantía de suministro.

La labor de planificación que se acomete obedece a unos principios que permiten la compatibilización de la iniciativa privada con la asunción por parte de la administración de sus responsabilidades sobre el conjunto del sistema energético nacional, y éste es, sin duda, el mejor modelo para procurar un servicio fiable, eficiente y sostenible. En definitiva se trata de hacer compatible la calidad del servicio y una mejor asignación de los recursos con el respeto al medio ambiente, pues sólo con esta filosofía podemos sentar las bases de un crecimiento estable y sostenible económica y medioambientalmente.

### **1.3. CONTEXTO EN EL QUE SE ENMARCA EL PRESENTE EJERCICIO DE PLANIFICACIÓN**

El crecimiento de las infraestructuras de transporte de electricidad a lo largo de la pasada década estuvo marcado por un gran crecimiento de capacidad de generación en respuesta a un fuerte incremento de la demanda energética hasta 2008. Además, en el caso del sector eléctrico, una parte muy importante de esta nueva generación estaba basada en energías renovables, más distribuidas geográficamente que las tecnologías tradicionales y por tanto más demandantes de nueva red de transporte.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que la planificación de las infraestructuras de transporte de energía se ha realizado tradicionalmente para el escenario más adverso al objeto de asegurar la cobertura de la demanda en todo momento con un margen suficiente. En particular, el dimensionamiento de las infraestructuras que conforman la red necesaria para atender la punta de consumo sobre la que se basa la planificación se hace teniendo en cuenta el escenario de demanda superior y las condiciones más adversas de temperatura junto con una estimación muy conservadora de la disponibilidad del parque generador y demás recursos del sistema. Además de lo anterior, es comúnmente aceptado que para garantizar la seguridad de suministro es necesario disponer de un margen de reserva o índice de cobertura sobre la punta de demanda de al menos un 10%, lo que implica una necesidad de infraestructuras de transporte aún mayor que la derivada de la mera cobertura de la misma. No obstante, la inversión incluida en esta Planificación respeta los límites establecidos por el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, de retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica en relación con la inversión de la red de transporte planificada en su cómputo total, y, en cualquier caso, la puesta en servicio de infraestructuras con derecho a retribución deberá respetar los límites de inversión anuales.

Todos estos factores han llevado a que la inversión en infraestructuras eléctricas realizadas desde finales de los años noventa, con tasas de crecimiento de inversión media anual del 30,4 por ciento durante el periodo 1998-2011, muy por encima de un crecimiento medio de la demanda punta del 2,8 por ciento, haya permitido que España cuente en la actualidad con uno de los sectores eléctricos más robustos del mundo en cuanto a seguridad de suministro se

refiere. Este crecimiento de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica ha venido determinado por un crecimiento de la capacidad de generación en los últimos años muy por encima de la demanda, de tal forma que desde principios de la década pasada el índice de cobertura ha superado ampliamente el umbral del 1,10 que se considera en general suficiente para garantizar la seguridad de suministro.

#### **1.4. PLANIFICACIÓN PARA EL PERIODO 2015-2020**

En 2010 se iniciaron los trabajos para elaborar la planificación de infraestructuras eléctricas y de gas 2012-2020 mediante la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo. Durante el año 2011 se elaboró una primera versión junto con el Informe de Sostenibilidad Ambiental asociado y, tras un periodo de información pública y de consultas con las Comunidades Autónomas, el Operador del Sistema envió al Ministerio de Industria una propuesta final de Planificación 2012-2020 con fecha de 11 de noviembre de 2011.

Sin embargo, el abrupto cambio de escenario macroeconómico, la adopción de nuevos compromisos con la UE en materia de eficiencia energética para 2020 y la reforma regulatoria del sector eléctrico motivaron el abandono del procedimiento de planificación energética iniciado en 2010 para el periodo 2012-2020 y el inicio, mediante la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, de un nuevo procedimiento que ha culminado con la presentación de la presente Planificación de infraestructuras de transporte de electricidad para el periodo 2015-2020.

Hay que destacar que este ejercicio de planificación se ha elaborado en un contexto económico marcado por un elevado grado de incertidumbre, lo que dificulta la elaboración de previsiones de evolución de la demanda de energía en el horizonte contemplado. Así por ejemplo, durante el período de elaboración de esta planificación se han producido cambios en los precios energéticos y en la previsión de los escenarios económicos. En los análisis realizados se han tomado valores coherentes con la situación actual y que se entienden como más probables en el horizonte 2020. Si la evolución real energética así lo aconsejara, la planificación haciendo uso de los mecanismos de flexibilidad establecidos en el art. 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en particular mediante la modificación de aspectos puntuales del plan de desarrollo bajo los supuestos establecidos, podría adaptarse para garantizar el óptimo desarrollo energético, económico y ambiental.

##### **1.4.1. CAMBIO DE ESCENARIO MACROECONÓMICO**

El cambio de escenario macroeconómico provocado por la crisis iniciada en 2007 supuso que las nuevas proyecciones de demanda energética se encontrasen claramente por debajo de los escenarios recogidos tanto en la Planificación 2008-2016 como en la propuesta presentada en 2011 por el Operador del Sistema. Además, esta propuesta contenía un escenario de recuperación de la actividad económica, y por tanto de la demanda energética, más acelerado del finalmente acontecido. Todo lo anterior dio lugar a que la propuesta de desarrollo de infraestructuras presentada superase ampliamente el umbral considerado como suficiente para garantizar la seguridad del suministro energético.

En este contexto se aprobó el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 marzo, que, además de suspender la ejecución de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 en vigor, establecía la necesidad de aprobar una nueva planificación de la red de transporte adaptada al escenario macroeconómico, mucho más restrictiva, dentro de un proceso de reforma del sector energético, de forma que se pudiera hacer frente de forma efectiva a los retos tanto técnicos como económicos de los sistemas eléctrico y gasista, respetando al mismo tiempo los compromisos y objetivos energéticos adquiridos.

### **1.4.2. COMPROMISOS ENERGÉTICOS PARA 2020**

Dentro de estos objetivos energéticos destaca lo establecido por la Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre, relativa a la eficiencia energética. Esta Directiva pretende establecer un marco común para fomentar la eficiencia energética en la Unión Europea y supone la adopción de un objetivo nacional orientativo de reducción del consumo de energía primaria en 2020 (que debe ser coherente con una reducción global del consumo para el conjunto de la UE de al menos un 20% en 2020) junto con un objetivo vinculante acumulado de ahorro de energía final para el período 2014-2020, que, conforme a la metodología establecida en la propia Directiva, España ha cifrado en 15.979 ktep. El cumplimiento de estos objetivos, y concretamente, del objetivo vinculante de ahorro de energía final, exige una mejora significativa de nuestra intensidad energética final y de la intensidad eléctrica en particular, que conlleva una reducción de la demanda de electricidad sobre la prevista en anteriores escenarios de horizonte 2020. A la consecución de estos objetivos se dirige la reciente creación por parte del Gobierno de un Fondo Nacional de Eficiencia Energética, el cual permitirá la puesta en marcha durante el período 2014-2020 de un amplio catálogo de medidas encaminadas a aumentar la eficiencia energética en los diferentes sectores, necesaria para la consecución de los objetivos establecidos en la Directiva de Eficiencia Energética.

Además, en el presente ejercicio de planificación se ha adecuado la senda de instalación de nueva capacidad de generación a partir de fuentes renovables a los nuevos escenarios de demanda eléctrica previstos teniendo en cuenta la evolución reciente de los distintos combustibles, el escenario macroeconómico a futuro, y la necesidad de mejorar nuestra intensidad energética primaria y final, a la vez que se tiene en cuenta el objetivo de participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía asignado a España por la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Se han revisado por tanto las cifras de instalación de nueva capacidad de generación con tecnología renovable que fueron incluidas en el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011, que han sido superadas por los cambios en los escenarios de referencia anteriormente citados.

De esta forma, la planificación posibilitará la evolución del sistema energético español de cara a cumplir los objetivos a 2020 en materia de eficiencia energética, energías renovables y medio ambiente, y lo situará en la senda definida por la Comisión Europea para 2050.

### **1.4.3. NUEVO MARCO REGULATORIO**

Por último, a finales de 2013 se aprobaron la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

La nueva normativa establece periodos regulatorios de seis años para el sector eléctrico, incluyendo la planificación de infraestructuras, e introduce un doble límite –anual y para el conjunto del periodo- a la cuantía de las inversiones recogidas en la planificación de las redes de transporte de electricidad, con el objeto de asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

## **1.5. NOVEDADES CON RESPECTO A PLANIFICACIONES ANTERIORES**

Por los motivos anteriormente expuestos, el ejercicio de planificación que ha dado lugar al presente documento introduce algunos cambios con respecto a planificaciones anteriores.

### **1.5.1. PLANIFICACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS**

En primer lugar, y siguiendo el criterio establecido por la jurisprudencia reciente, la parte vinculante del documento incluye únicamente el plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad, a diferencia de anteriores procesos de planificación en los que se incluía la planificación de las infraestructuras de los sistemas eléctrico y gasista de forma conjunta.

Tradicionalmente, la planificación de la red de transporte de gas natural se ha hecho al mismo tiempo que la de electricidad. Sin embargo, aunque la normativa del sector de hidrocarburos establece que la planificación de la red de transporte de gas natural es competencia del Estado, no desarrolla el procedimiento para la misma.

Por este motivo, en planificaciones anteriores se aplicó al sector gasista, por analogía, la normativa de desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico contenida en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Así, el Programa Anual de 2010, aprobado por la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, actualizó las infraestructuras gasistas contenidas en la planificación para el periodo 2008-2016.

Dicha Orden ITC/2906/2010 fue objeto de dos recursos ante la Audiencia Nacional. En sendas sentencias de 31 de octubre de 2012, la Audiencia Nacional falló a favor de los demandantes anulando la parte de la Orden que afecta a las instalaciones de transporte de gas natural con base en la imposibilidad de aplicación analógica de la normativa del Real Decreto 1955/2000 a la planificación del sistema gasista.

Ante el vacío normativo provocado por estas sentencias, y en el marco del proceso de reforma del sector gasista, actualmente se está revisando el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, previéndose que desarrolle el procedimiento para la planificación de las infraestructuras de transporte de gas natural.

Por este motivo, se difiere el lanzamiento de una nueva planificación para las redes de transporte de gas natural hasta que se desarrolle reglamentariamente el procedimiento para la misma.

### **1.5.2. ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO**

En segundo lugar, y teniendo en cuenta la necesidad de introducir criterios de eficiencia económica en el desarrollo de la red de transporte, el Operador del Sistema ha realizado un análisis coste-beneficio para las nuevas actuaciones estructurales de la red de transporte que incluye en su propuesta así como para aquellas actuaciones provenientes de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 que el Operador del Sistema considera necesarias en el período 2015-2020, y que se había visto paralizadas por la suspensión de autorización administrativa operada por el Real Decreto-Ley 13/2012.

Para la realización del análisis coste-beneficio el Operador del Sistema ha seguido los principios generales de la metodología coste-beneficio elaborada por ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) para la Comisión Europea adaptados a las particularidades del sistema eléctrico español.

De la misma manera que la implementación temporal de los planes de desarrollo de la red de transporte de electricidad deberá adaptarse a la evolución real de la demanda de electricidad, tal y como establece la nueva Ley del Sector Eléctrico, también deberá adaptarse a cualquier revisión del análisis coste-beneficio realizado, ante una modificación de sus hipótesis de partida en el futuro.

### **1.5.3. HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN**

De acuerdo con el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico el horizonte para el que se planifican los nuevos desarrollos de la red de transporte de electricidad es de seis años (2015-2020).

Sin embargo, las especiales características de las infraestructuras eléctricas incluidas en la planificación, que requieren de largos periodos de tramitación administrativa y medioambiental, de resolución de dificultades técnicas y de coordinación entre distintos agentes, hacen que la inercia en el desarrollo de nueva infraestructura sea muy alta y que, por tanto, sea necesario contemplar periodos de tiempo más largos.

Por este motivo, el presente documento incluye un anexo II en el que, con carácter no vinculante, se recogen algunas de las infraestructuras de la red de transporte de electricidad que se estima necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planificación. De acuerdo con la legislación del sector, la inclusión de una instalación en este anexo permitirá el inicio de los trámites administrativos pertinentes de la referida instalación siempre que dichos trámites no afecten directamente a bienes y derechos de terceros. La pertenencia a dicho anexo o el inicio de la tramitación de las autorizaciones de la instalación no otorgará ningún tipo de derecho retributivo sobre la misma.

### **1.6. EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN**

La información que ha servido para la configuración básica del presente documento de planificación ha sido recabada de los operadores y agentes de los sistemas eléctrico, Comunidades Autónomas y promotores de nuevos proyectos, a partir de la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.

A partir de esa información el operador del sistema eléctrico realizó los análisis y cálculos pertinentes dirigidos a elaborar una primera propuesta conteniendo las infraestructuras necesarias para una adecuada cobertura de la demanda prevista en el período de planificación. El listado de infraestructuras contenido en la propuesta inicial fue enviado a las distintas Comunidades Autónomas para que pudieran realizar sus respectivas alegaciones y , una vez presentadas, fueron remitidas al Operador del Sistema para que elaborara una nueva propuesta de desarrollo de la red de transporte.

A partir de la nueva propuesta presentada por el Operador del Sistema, el Ministerio de Industria Energía y Turismo elaboró el borrador del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte. Dicho borrador fue sometido a la informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien lo emitió con fecha 16 de abril de 2015.



En paralelo, el Ministerio de Industria Energía y Turismo realizó el informe preliminar necesario según la Ley 9/2006 de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, por haberse iniciado con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Dicho informe sirvió para que el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente definiera el alcance de la evaluación ambiental estratégica a través de su Documento de Referencia aprobado mediante Resolución de 29 de abril de 2014 de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural. El Informe de Sostenibilidad Ambiental elaborado a partir de las directrices contenidas en el Documento de Referencia fue sometido a información pública. Una vez analizadas las alegaciones presentadas a dicho Informe, el Ministerio de Industria Energía y Turismo y el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente elaboraron conjuntamente la Memoria Ambiental de la planificación, que fue adoptada el 22 de junio de 2015.

Finalmente, y tal y como establece la legislación vigente, el presente documento de planificación ha sido sometido al Congreso de los Diputados y posteriormente ha sido elevado a Consejo de Ministros para su aprobación.

## **1.7. CONTENIDO DEL DOCUMENTO**

Este documento se estructura en tres capítulos y cuatro anexos. El capítulo 1 presenta el marco regulatorio y el contexto técnico-financiero en el cual se desarrolla la presente planificación.

El capítulo 2 contiene la parte indicativa de la planificación. En particular recoge la previsión de la evolución energética española, con la que se pretende ofrecer una visión panorámica y global del balance energético en el período del análisis, partiendo de la descripción de un escenario y de un contexto energético, sin cuyo conocimiento, valorado integralmente, sería difícil comprender el presente documento en toda su extensión.

El capítulo 3 contiene el plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad concretado en el Anexo I y determina las necesidades de infraestructuras de transporte de electricidad hasta el año 2020 clasificándolas por tipo de instalación y fecha de puesta en servicio, con indicación de la tipología y motivación de la infraestructura a acometer, así como sus características técnicas. Estas necesidades de desarrollo de la red de transporte de electricidad provienen del análisis realizado por el Operador del Sistema (O.S.), en concreto derivado de su previsión de la demanda eléctrica peninsular y de los sistemas no peninsulares y la cobertura de la misma en un horizonte a largo plazo, tanto de energía eléctrica como de valores punta horarios en verano y en invierno. La cobertura eléctrica por parte del O.S. se analiza en coherencia con las hipótesis de crecimiento de la demanda eléctrica y evolución del parque generador establecidas en el capítulo 2.

Por último, el anexo I contiene los listados de las instalaciones eléctricas planificadas en los sistemas eléctricos peninsular y no peninsulares para el período 2015-2020; el anexo II lista, con anticipación a su posible posterior planificación, las actuaciones posteriores a 2020 cuya tramitación administrativa se estima necesario iniciar en cada uno de los subsistemas de la red de transporte de energía eléctrica y el anexo III recoge los análisis coste-beneficio realizados por el O.S.; finalmente en el anexo IV se encuentra la lista de acrónimos y abreviaturas utilizadas a lo largo del documento.



## **Capítulo 2**

### **Previsión de la evolución energética española 2014-2020**



## 2.1. LA PROSPECTIVA DE DEMANDA ENERGÉTICA

La planificación indicativa se realiza partiendo de un trabajo de prospectiva energética que realiza regularmente la Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento, de la D.G. de Política Energética y Minas.

En el marco temporal de esta Planificación 2015-2020, hay una situación nueva que no se ha dado en otros trabajos anteriores: es una previsión en un escenario post-crisis, que parte de una demanda energética actual que está por debajo de los valores del año 2000 y cuyas variables principales han cambiado su tendencia.

La metodología de previsión de la demanda energética tiene dos fases. En la primera se realiza la previsión de la demanda de energía final, es decir, de la demanda de los sectores que consumen energías sin transformarlas en otras, y se realiza estimando la evolución demográfica y de la actividad económica, de su distribución sectorial, de los precios energéticos relativos, de la evolución tecnológica y de los condicionantes regulatorios que modifican su evolución tendencial, en particular los relativos a la eficiencia energética y la protección del medio ambiente. Se utilizan modelos que simulan el mercado energético en escenarios coherentes con las previsiones internacionales y comunitarias. Alrededor de un escenario básico de partida, se realizan análisis de sensibilidad a cambios en las hipótesis básicas o en las políticas de demanda.

A partir de la demanda más probable de energía final así estimada, en la segunda fase se calculan las necesidades de energía primaria para asegurar ese abastecimiento, incluyendo las energías utilizadas en la generación de electricidad y los consumos propios de refinerías de petróleo y otros sectores energéticos, así como los consumos derivados de la transformación, distribución y transporte de energías. En esta fase, también la política energética puede influir, con los instrumentos de fomento del uso de determinadas tecnologías de generación eléctrica, frente a otras.

En la primera fase, la estimación de la demanda energética en el horizonte temporal de la Planificación, tiene en cuenta la necesidad de asegurar el suministro energético en las condiciones adecuadas para el crecimiento económico, pero mejorando la eficiencia de sus usos, de forma que se continúe en la línea de mejora de la intensidad energética final iniciada en 2004. En concreto, el objetivo en esta Planificación, necesario para cumplir las exigencias de la UE en este campo, fija una mejora del 1,6% anual en la intensidad energética final, frente al 1,3% que se fijaba en la anterior Planificación 2008-2016.

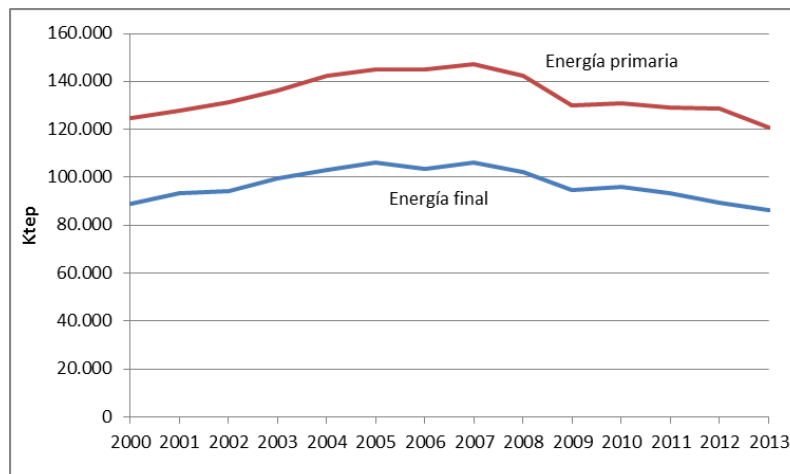
Este objetivo de mejora de la eficiencia energética, define el escenario central de la modelización realizada, determinando una evolución con bajo crecimiento de la demanda de energía final, muy por debajo de las estimaciones recogidas en anteriores Planificaciones. Esta mejora de eficiencia se atribuye a factores sociales y tecnológicos, dado que se considera que la economía, a lo largo del periodo de previsión, recuperará una estructura de consumos energéticos similar a la existente antes de la crisis.

En la segunda fase, a la necesidad de cobertura de una demanda por tanto relativamente baja, se une la necesidad de garantizar el cumplimiento de los objetivos comunitarios referentes a energías renovables y al medio ambiente.

La resultante de todo ello es que la política energética deberá lograr un doble objetivo en el período hasta 2020: muy bajo crecimiento del consumo energético acompañando a un crecimiento económico significativo, junto con mayor peso de las energías renovables en el abastecimiento energético, sustituyendo a otras energías.

## 2.2. EVOLUCIÓN RECIENTE DEL CONSUMO ENERGÉTICO

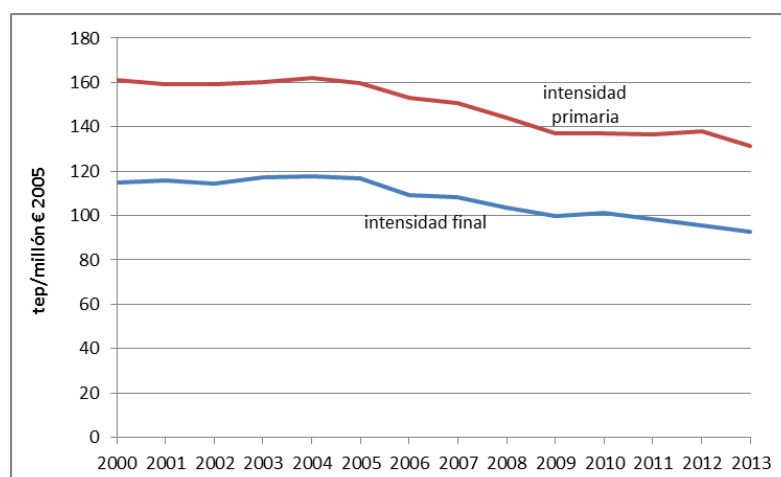
Desde 2008, la tendencia decreciente de los consumos energéticos llevó a que, en 2013, los niveles de consumo de energía final y de energía primaria, estuvieran por debajo de los del año 2000. Como se observa en la Figura 2.1, la evolución de ambas magnitudes fue relativamente paralela, con ligeras variaciones en la energía primaria, dependiendo de la disponibilidad de energías renovables en cada año, en particular, de la hidroeléctrica.



Fuente: Secretaría de Estado de Energía

**Figura 2.1. Evolución del consumo de energía final y primaria**

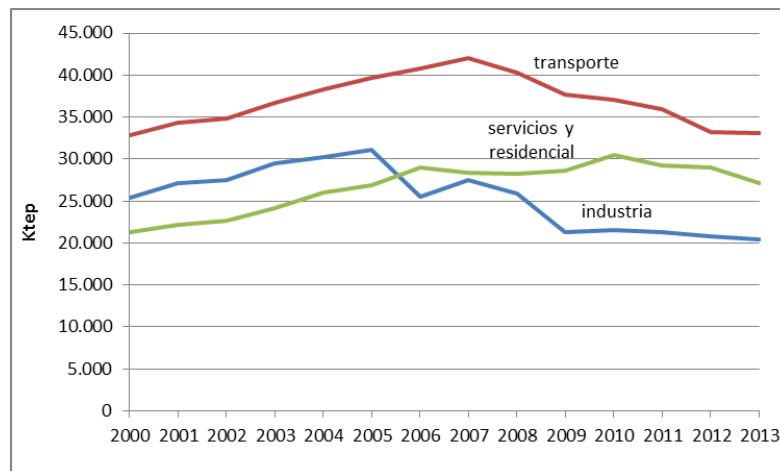
La intensidad energética final -consumo de energía final por unidad de PIB- mantuvo una tendencia de crecimiento desde 1990 hasta 2004, registrando en este período una tasa media de crecimiento anual del 0,7%. En cambio, desde este último año 2004 hasta 2013, ha bajado un 2,6% anual, situándose en ratios muy inferiores a los de 1990. Como se observa en la figura 2.2, la evolución de la intensidad primaria ha sido similar, con ligeras variaciones debidas a las causas citadas.



Fuente: Secretaría de Estado de Energía

**Figura 2.2. Evolución de las intensidades energéticas final y primaria**

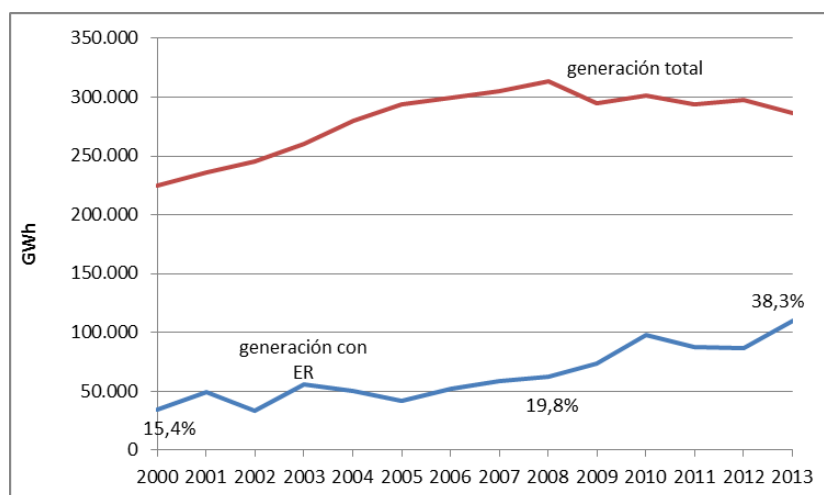
El desglose del consumo final energético por sectores, figura 2.3, indica que el descenso de éste se debió, fundamentalmente, a la menor actividad de la industria y del transporte, siendo el descenso de este último debido en parte al del consumo, dado que el Índice de Producción Industrial bajó un 20% desde 2007 y, en consecuencia, bajó el transporte de mercancías por carretera, que es el modo predominante en España.



Fuente: Secretaría de Estado de Energía

**Figura 2.3. Evolución de los consumos sectoriales en usos energéticos de energía final**

Respecto a las causas del descenso del consumo de energía primaria, a las descritas de la energía final, se suma el muy relevante cambio de estructura de generación eléctrica, con el aumento del uso de energías renovables y el descenso del de fósiles. Precisamente en el período de crisis, desde 2008, la caída de la generación eléctrica total ha venido acompañada de un aumento del peso de la generación con energías renovables, pasando de un 19,8% al 38,3%, como se indica en la figura 2.4. El efecto de este cambio de estructura sobre la energía primaria equivalente es notable de acuerdo con la metodología AIE-Eurostat, que se emplea en los Balances energéticos de este escenario, dado que es menor la energía primaria necesaria para una generación dada si se emplean energías renovables frente al empleo de energías fósiles con tecnologías convencionales.

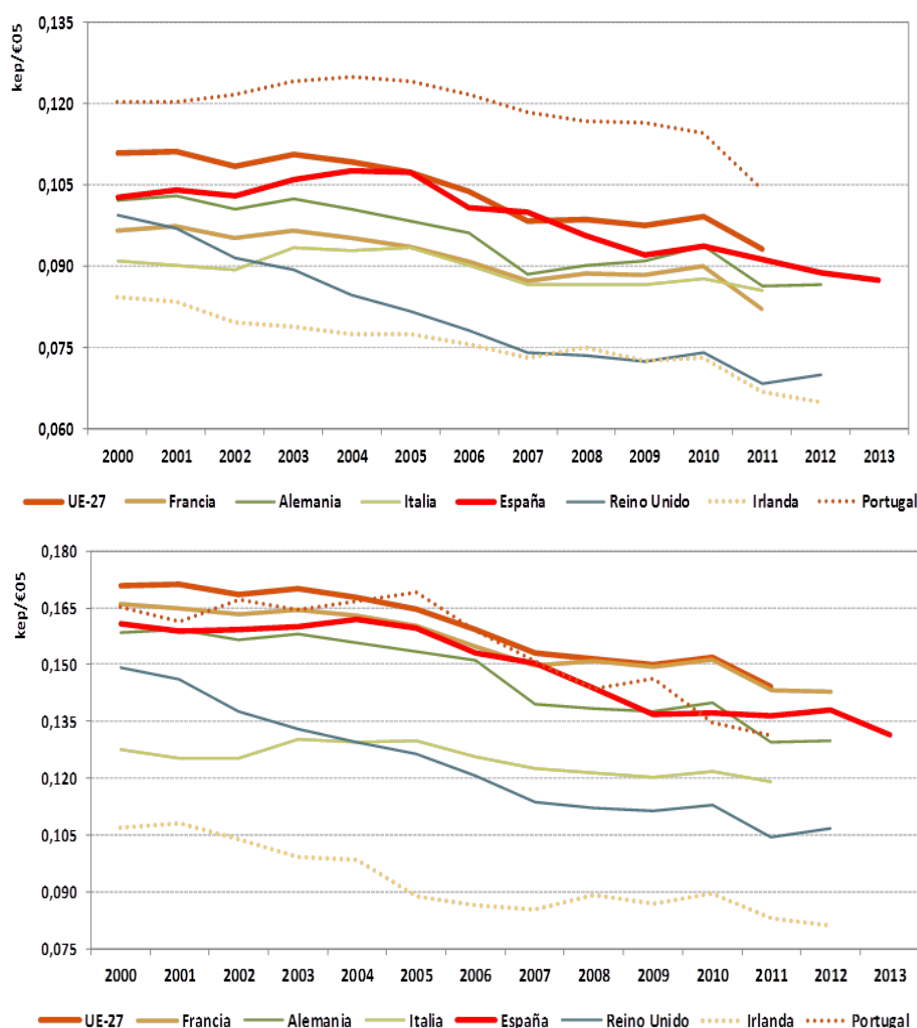


Fuente: Secretaría de Estado de Energía

**Figura 2.4. Evolución de la generación de energética eléctrica total y con energías renovables**

Fundamentalmente debido a esta evolución en generación eléctrica, el ratio de consumo de energías renovables sobre energía final bruta, en metodología de la Comisión Europea y considerando la aportación de los biocarburantes, ha tenido una evolución fuertemente creciente, que en 2014 ha alcanzado el 17% provisionalmente, cercano al objetivo del 20% fijado para 2020.

Un análisis comparativo de los indicadores de eficiencia para España respecto a otros países de la UE (figura 2.5) indica una evolución similar a partir del año 2004, en que cambia la tendencia al alza observada desde inicios de los años 90. Esta evolución está relacionada con la estructura de consumo sectorial antes citada y es un factor de competitividad de la economía en el entorno global.



Fuente: EnR/IDAE

Figura 2.5. Evolución comparada de las intensidades energéticas final y primaria.

### 2.3. ESCENARIO DE PROSPECTIVA ENERGÉTICA

Se ha realizado un escenario de prospectiva del consumo energético 2014-2020, partiendo de la evolución indicada en el apartado anterior, y que incorpora las últimas previsiones

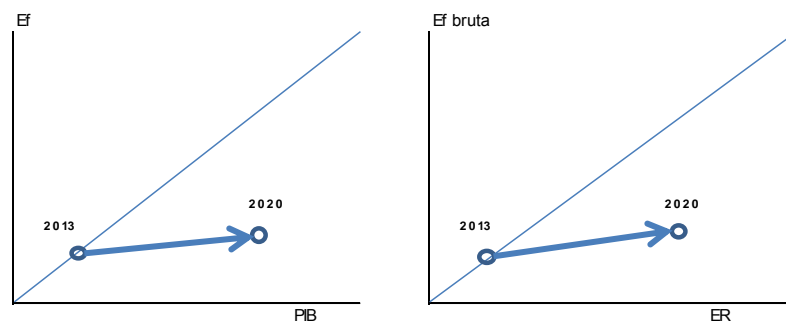


económicas y energéticas realizadas en el marco de organismos internaciones como la OCDE, AIE y la Unión Europea.

**a) Grandes líneas directrices del Escenario de prospectiva energética:**

En el marco de las previsiones citadas y, en particular, las realizadas por la Comisión Europea mediante el modelo PRIMES y publicadas a finales de 2013, se han incorporado los objetivos de política energética que el escenario debe cumplir: eficiencia energética, energías renovables y los objetivos relativos al medio ambiente. Las grandes líneas directrices resultantes son las siguientes:

- Descenso de la **población**, con aumento de la edad media.
- La estructura productiva de la UE previa a la crisis se mantendrá, en particular el peso de la **industria**, e incluso dentro de ésta, la mayor parte los sectores tradicionalmente intensivos en consumo energético, aunque evolucionarán hacia desarrollos tecnológicos más eficientes.
- Mejora de la **eficiencia energética** final para cumplir los objetivos fijados por la normativa de la UE en este campo y considera que el mayor rango de mejora corresponderá al sector transporte, fundamentalmente por la mejora tecnológica.
- **Ratio ER/Energía final** bruta (metodología Directiva 2009/28/CE) del 20% en 2020.
- Ratio ER en transporte/consumo energético del transporte (metodología Directiva 2009/28/CE) del 10% en 2020.
- **Elasticidad-renta** 0,8 de la demanda de electricidad–PIB.
- **Reducción del impacto** de los usos y transformación de la energía, a través del aumento de eficiencia y de la sustitución de energías fósiles por energías limpias.



**Figura 2.6. Objetivos de evolución relativa Ef, ER y PIB**

Hay que destacar que este ejercicio de prospectiva energética se ha elaborado en un contexto económico marcado por un elevado grado de incertidumbre, tanto en lo que respecta a la evolución de la demanda como a la evolución de los precios relativos de los distintos combustibles, lo que dificulta la elaboración de previsiones de evolución de las variables endógenas del mismo en el horizonte contemplado. Como análisis de sensibilidad, la evolución más reciente de la demanda eléctrica española apunta a un posible cambio tanto en la composición del PIB como en el comportamiento de los consumidores finales, que si bien es pronto para poder valorar y medir por falta de series históricas suficientemente largas, de confirmarse, esos cambios potencialmente podrían modificar el análisis de esta planificación indicativa.

**b) Precios energéticos**

Los escenarios de prospectiva energética de los organismos internacionales preveían, en los pasados años, precios de petróleo en moneda constante creciendo ligeramente hasta situarse en 2020 en 115 \$2010/barril y los precios de gas creciendo a mayores tasas aunque manteniendo un creciente diferencial con los del petróleo. Sin embargo, estos precios previstos han bajado notablemente respecto a las citadas previsiones y se estima que paulatinamente evolucionen en una senda constante y creciente.

Durante el primer trimestre de 2015 el precio del barril de petróleo descendió de forma notable por primera vez desde principios de 2009, hasta los 45\$. Desde finales de 2014, su valor se ha ido reduciendo debido a un excedente de crudo en el mercado por parte de los países productores y a una reducción de la demanda debido a la crisis económica. La evolución del precio del petróleo y el valor del dólar con respecto al euro, han tenido un impacto significativo en el precio de los carburantes en España, así como en los precios de los contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo, en su mayoría ligados al precio del petróleo.

Esta evolución de precios es favorable para los crecimientos de la economía que se han tomado como base de esta planificación, dado que el abastecimiento energético de España sigue apoyado mayoritariamente en las energías fósiles. Sin embargo, el progresivo cumplimiento de los objetivos del Escenario de prospectiva, hará que esta dependencia vaya decreciendo, a la vez por un crecimiento económico menos intensivo en energía, junto con un peso mayor de las energías renovables.

Se asume que las tasas de crecimiento de los precios de las energías finales en España serán similares a las previstas en los mercados internacionales, dada la armonización fiscal que se viene desarrollando a nivel de la UE. En cualquier caso, la evolución más reciente de los precios relativos de los distintos combustibles ha sido muy volátil lo que aumenta la dificultad de hacer previsiones sobre su evolución en el horizonte contemplado. Se están produciendo variaciones importantes en los precios de los distintos combustibles a nivel regional, como consecuencia de la aplicación de los nuevos desarrollos tecnológicos de forma asimétrica y otro tipo de factores. Así, mientras los precios de gas han descendido notablemente en Norte América, traduciéndose en un menor precio de la electricidad, Europa y Asia han permanecido ajenos a esta evolución. Un distinto nivel de ambición ente países y regiones en materia de lucha contra el cambio climático también influye en las opciones tecnológicas para la descarbonización de los sectores energéticos. Todo ello ha dado lugar a una divergencia en los precios de la energía cada vez mayor entre los distintos países y regiones.

Existe incertidumbre en la evolución que pudiera registrar el precio de las energías fósiles para el horizonte de la planificación. Para los análisis realizados en esta planificación se han tomado cotizaciones actuales que apuntan a la estabilidad a medio plazo.

### **c) Demografía**

La evolución demográfica en España en los últimos años, indica que se está produciendo un cambio de tendencia. Hasta 2009, el crecimiento fue muy significativo, moderándose después hasta 2012, año en que empezó a descender la población, derivado, fundamentalmente, del cambio en los flujos migratorios.

En el periodo de previsión del Escenario, se esperaba un descenso en el periodo 2014-2020 junto con el aumento de la edad media. En el momento de aprobar esta planificación y según previsiones de INE se espera sólo un leve descenso de 330.000 habitantes en el periodo 2015-2020. Esta variable de escenario es de gran relevancia, dado que la población y su distribución en la pirámide de edades tienen una importante incidencia en la previsión de las demandas energéticas y afecta por tanto al potencial de cumplimiento de los objetivos de política energética.

#### **d) Evolución económica**

El escenario establece como hipótesis de crecimiento económico las previsiones oficiales que existían en el momento de su elaboración. En particular, se prevé un tasa de crecimiento estable de la economía en EU-28 del 1,5% medio anual hasta 2020, según los citados trabajos de prospectiva energética realizados en el ámbito de la Unión Europea por la Comisión. Este crecimiento se considera compatible con los escenarios indicados de precios de las energías primarias.

En el caso de España, la previsión de crecimiento económico oficial del Ministerio de Economía y Competitividad en el momento de la elaboración del escenario era del 2,7% de media anual para el horizonte 2015-2020.

El escenario contemplado prevé asimismo la recuperación de la actividad industrial, debido a la reactivación del consumo interno junto con el peso creciente del sector exterior derivado, fundamentalmente, de la ganancia de competitividad tras la crisis.

En el transporte, seguirá siendo predominante el modo carretera, con recuperación del transporte de mercancías asociado a la mayor actividad económica, pero mejorará su eficiencia energética, fundamentalmente derivada de la evolución tecnológica. Aunque los vehículos privados seguirán dominando el transporte de pasajeros, se estima que el crecimiento del parque será bajo, debido al ritmo de la evolución de la población.

El Programa de Estabilidad 2015-2018, aprobado por Consejo de Ministros de 30 abril de 2015, fecha posterior a la emisión del informe de la CNMC, constata la firme recuperación de la economía española y revisa al alza la previsión de la evolución del escenario macroeconómico. No obstante lo anterior, hay que destacar que la evolución más reciente de las demandas energéticas sectoriales apunta a un cambio en la estructura económica española y en particular a la elasticidad de la demanda eléctrica con respecto a la evolución del PIB, evolución de esta elasticidad que ha variado sustancialmente en los últimos años y cuyas mejores previsiones apuntan a un descenso de las elasticidades previstas en el horizonte 2020.

Ambos efectos, el del incremento de PIB y el descenso de la elasticidad de la demanda eléctrica con respecto al PIB, son contrapuestos y sus efectos se contrarrestan en el escenario de previsión, por lo que el conjunto ordenado y coherente de infraestructuras planificadas sigue siendo válido. En todo caso, si fuese necesario, la planificación podría incluir actuaciones que se entendiesen necesarias hasta agotar el volumen máximo de inversión de red planificada establecido en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

#### **e) Medio ambiente**

Los objetivos relacionados con el medioambiente, derivados de compromisos internacionales, representan un condicionante significativo en cuanto al consumo de algunas fuentes energéticas con tecnologías convencionales, especialmente en generación eléctrica.

El Escenario de prospectiva energética tiene en cuenta los condicionantes ambientales derivados de la legislación de la UE, en particular los relativos a Techos Nacionales de Emisión, los límites de emisiones de la normativa de Emisiones Industriales, y 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 de los planes existentes, en particular a partir del año 2016.

En relación con el cambio climático, los objetivos ya indicados del Escenario contribuyen favorablemente al control de emisiones de GEI, durante el periodo de previsión.

## 2.4. PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN ENERGÉTICA ESPAÑOLA 2014-2020

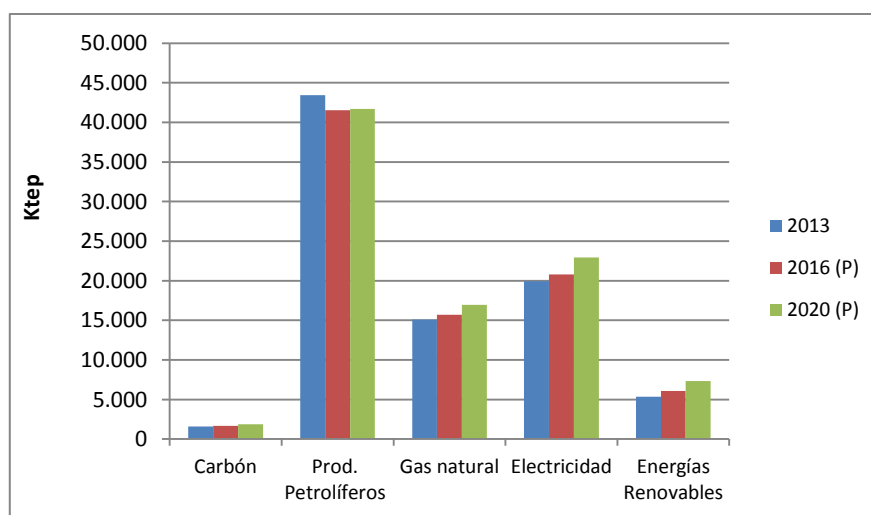
### 2.4.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España en el Escenario de prospectiva energética indicado, se estima que tendrá un crecimiento medio del 0,9% anual hasta 2020, menor en el primer periodo hasta 2016 y mayor después, alcanzando 90.788 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep) en 2020. En su estructura destaca el aumento del peso de las energías renovables, electricidad y gas de uso final y el descenso del de los productos petrolíferos, aunque en 2020 aún seguirán siendo la fuente de energía final predominante, con un 45,9% del total.

Ktep	2013	2016 (P)	2020 (P)	%2020/2013 anual
Carbón	1.587	1.662	1.861	2,3%
Prod. Petrolíferos	39.061	36.897	36.475	-1,0%
Gas natural	14.653	15.247	16.504	1,7%
Electricidad	19.952	20.812	22.938	2,0%
Energías Renovables	5.329	6.064	7.346	4,7%
<b>Usos energéticos</b>	<b>80.582</b>	<b>80.683</b>	<b>85.123</b>	<b>0,8%</b>
<b>Usos no energéticos</b>	<b>4.855</b>	<b>5.107</b>	<b>5.664</b>	<b>2,2%</b>
Prod. Petrolíferos	4.358	4.656	5.214	2,6%
Gas natural	451	451	451	0,0%
<b>Total usos finales</b>	<b>85.437</b>	<b>85.789</b>	<b>90.788</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

Tabla 2.1. Consumo de energía final



(P): Previsión  
Fuente: Secretaría de Estado de Energía

Figura 2.7. Evolución de la estructura del consumo de energía final

Este Escenario contempla un bajo crecimiento del consumo de energía final, a pesar del significativo crecimiento de la economía, derivado de las políticas de eficiencia energética y de la progresiva saturación de algunos mercados, debido al tipo y evolución de la población. Esta

evolución se acompaña de un cambio en la estructura de consumos por fuentes, no afectando al consumo de energías renovables finales que experimentarán un crecimiento de peso en la estructura, hasta lograr el objetivo previsto en el Escenario.

### **Evolución de las energías finales**

Se estima que el consumo final de carbón continúe su recuperación, tras la fuerte caída en los años de crisis, a una tasa media del 2,3% anual, dado que este consumo continuará concentrándose fundamentalmente en los sectores industriales de siderurgia y cemento, donde no se espera aumento de capacidad, pero sí el mantenimiento de la actual, de acuerdo a la hipótesis de Escenario relativa a la industria.

El consumo final energético de productos petrolíferos continuará decreciendo significativamente a una tasa anual del 1% hasta 2020. Si se suman los usos no energéticos a los anteriores, el petróleo seguirá perdiendo peso en la estructura de consumos, aunque seguirá siendo la fuente principal de energía final.

Esta evolución rompe la tendencia histórica, anterior a la crisis, de continuo crecimiento del consumo energético en el transporte. Es debida fundamentalmente al desarrollo de las medidas de mejora de eficiencia en este sector, a la saturación del transporte privado y, en menor escala, a la sustitución de algunos productos petrolíferos por biocarburantes y electricidad. El Escenario asume la promoción del consumo de biocarburantes, con el objetivo de alcanzar el objetivo del 10% de energías renovables en el transporte terrestre indicado, al que también contribuirá el aumento de la utilización de electricidad en el transporte.

Se considera que todavía existe potencial de crecimiento de la penetración del gas en usos finales, tanto en residencial como en servicios y en algunos sectores industriales que aumentarán capacidad por su alta competitividad exterior. El consumo final energético de gas continuará creciendo, en particular en el sector doméstico, comercial y de servicios, a un ritmo del 1,7% anual hasta 2020, por tanto significativamente por debajo del crecimiento de la economía en general, como consecuencia de la implantación de medidas de eficiencia energética. De esta forma, el gas continuará ganando peso en la estructura del consumo de energía final total alcanzando el 18,7% en 2020.

Se estima que la demanda de energía eléctrica final aumente a una tasa media del 2% anual hasta 2020, también inferior al crecimiento medio anual del PIB previsto en el periodo de planificación, de acuerdo con la elasticidad demanda-PIB fijada en el Escenario. Esta evolución es la esperada para una economía desarrollada, con menor peso en la misma de las industrias básicas, además del efecto de las medidas de eficiencia, de la moderación del crecimiento de la demanda en el sector servicios, del menor aumento del número de hogares y del tipo y una cierta saturación del equipamiento de los mismos.

En el Escenario se ha considerado el cumplimiento de los objetivos sobre aportación de las energías renovables al consumo de energía final bruta en metodología de la Comisión Europea e incluyendo la aportación de los biocarburantes. Dentro del balance de energías finales, las renovables crecerán el 4,7% medio anual hasta 2020, incluyendo tanto las renovables para generación eléctrica como los crecimientos del consumo de biomasa térmica, solar térmica y biocarburantes. Las renovables de uso directo en conjunto alcanzarán el 8,1% de los consumos de energía final.

### **Evolución de los consumos energéticos de los distintos sectores**

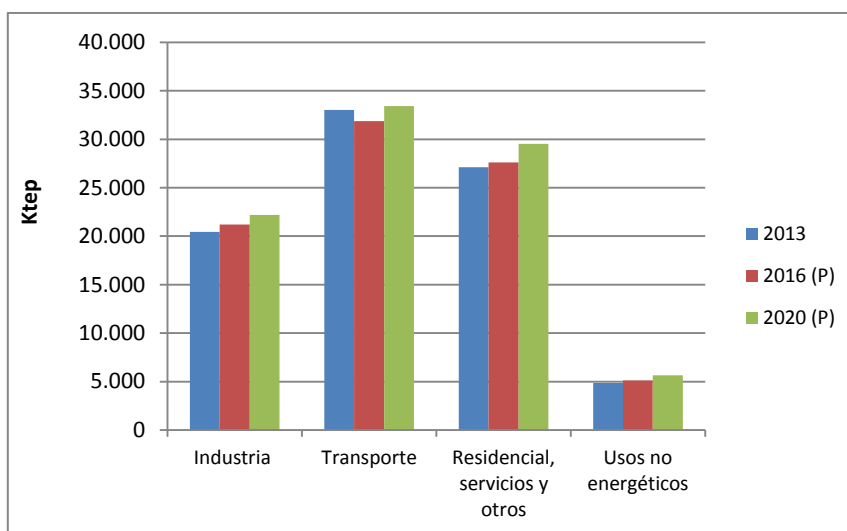
En la estimación por grandes sectores consumidores y de acuerdo al Escenario de prospectiva energética diseñado, cambiará la tendencia histórica de la demanda energética del transporte,

bajando, mientras que aumentará ligeramente la demanda industrial y de servicios. También se recupera, tras la crisis, la demanda de los usos no energéticos con un aumento para uso como materia prima y en algunos usos para la construcción.

Ktep	2013	2016 (P)	2020 (P)	%2020/2013 anual
Industria	20.434	21.205	22.181	1,2%
Transporte	33.028	31.877	33.431	0,2%
Residencial, servicios y otros	27.120	27.601	29.511	1,2%
<b>Total usos energéticos</b>	<b>80.582</b>	<b>80.683</b>	<b>85.123</b>	<b>0,8%</b>
Usos no energéticos	4.855	5.107	5.664	2,2%
<b>Total usos finales</b>	<b>85.437</b>	<b>85.789</b>	<b>90.788</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Tabla 2.2. Consumo de energía final por sectores**



Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Figura 2.8. Evolución de la estructura del consumo de energía final por sectores**

- Sector transporte

El sector del transporte concentra una parte significativa de los objetivos de mejora de la eficiencia energética, predominando en ellos la evolución tecnológica, pero también el cambio estructural derivado del escenario de población.

Tras la caída del sector durante la crisis se espera una recuperación del tráfico de mercancías por carretera, relacionado con una mejor evolución de la actividad industrial. Sin embargo, se espera una ralentización del crecimiento del tráfico privado de pasajeros debido al descenso esperado de la población, además de la aplicación de medidas de eficiencia y de fomento de modos de transporte alternativos al vehículo privado.

Los consumos específicos de los nuevos vehículos seguirán mejorando como consecuencia de las mejoras tecnológicas, en parte obligados por especificaciones de protección del medio ambiente.

Respecto a la penetración de vehículos eléctricos en el transporte privado, el Escenario de prospectiva toma en consideración los datos de la Estrategia para el Impulso del Vehículo con Energías Alternativas (VEA).

- Sector industrial

Como se ha indicado en la definición del Escenario, el consumo energético industrial crecerá asociado a la recuperación de los sectores tradicionales tras la crisis, que mantendrán su capacidad, pero con mejora de eficiencia. Algunos sectores industriales ligados a la construcción no recuperarán su nivel de actividad pre-crisis. Sin embargo, se considera que aumentarán capacidad otros sectores que están siendo muy competitivos en mercados internacionales, gracias a las exportaciones. Precisamente será clave para el mantenimiento de la competitividad de nuestros sectores industriales la mejora de la eficiencia energética de sus procesos productivos, lo que constituye una de las prioridades, junto con el sector de la edificación, del Fondo Nacional de Eficiencia Energética para el período 2014-2020.

- Sectores residencial, servicios y otros

El sector servicios será el de mayor crecimiento de actividad tras la crisis. Su eficiencia energética mejorará, no sólo por la implantación de mejoras tecnológicas disponibles (BAT) sino también por su evolución estructural, 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, cuyo potencial de mejora de eficiencia es comparativamente alto.

La demanda energética del sector residencial tenderá a decrecer, por el descenso del número de hogares y la saturación de su equipamiento, derivado del escenario de población, así como por la mejora de las instalaciones térmicas y las características estructurales del parque edificatorio a resultas de las medidas de fomento de la eficiencia energética en la edificación impulsadas por el Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

No obstante lo anterior, hay que destacar que la evolución más reciente de las demandas energéticas sectoriales apunta a un aumento de la participación del sector servicios en la estructura económica española que, de consolidarse a su vez, afectará necesariamente a la evolución de la demanda de energía. Aunque todavía es demasiado pronto para poder confirmar esta tendencia, es muy posible que se haya producido una reducción o una modificación de las elasticidades de la demanda de los distintos combustibles en respuesta a variaciones en la renta o en el precio, como consecuencia tanto de la posible modificación de la estructura económica española, en la que los sectores industriales más intensivos perderían peso, como a un cambio de comportamiento en los consumidores finales tras la crisis.

#### **2.4.2. INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL**

El cumplimiento de los objetivos de la UE referidos a la eficiencia, exige que, para el conjunto de la energía final, la intensidad energética (consumo de energía final/PIB) baje el 1,6% de media anual de forma sostenida hasta 2020, pasando de 92,6 a 82,7 tep/millón € 2005. Esta evolución prevista supone continuar la tendencia registrada desde 2004 y que se ha visto acentuada durante el período de crisis por el descenso de actividad de sectores intensivos en consumo energético.

Este objetivo es muy ambicioso en un Escenario post-crisis en el que se espera una recuperación de la actividad económica y en concreto de la participación de la industria en la misma, si bien algunos de los sectores más intensivos en consumo energético no recuperarán el nivel alcanzado antes de la crisis, y concretamente, se estima que la aportación al PIB de los sectores relacionados con la construcción en 2020 sea alrededor de la mitad de los niveles máximos alcanzados en los años 2004-2006. Por tanto, en la consecución del objetivo, además de las medidas de apoyo que se adoptarán para cumplimiento de los objetivos de la UE en este campo, tendrá un papel determinante la estructura de la economía, que se espera registre un mayor crecimiento de sectores menos intensivos en energía. Por otra parte, en esta evolución de los consumos finales también tendrá un papel el cambio de estructura social, con descenso de la población y de su perfil de consumos.

En el desglose por energías, la intensidad eléctrica final (consumo de electricidad/PIB) baja en el periodo de previsión, un 0,5% anual, resultado de la hipótesis de Escenario de elasticidad 0,8 demanda eléctrica-PIB. Esta evolución supone también un cambio de tendencia, más propia de una economía desarrollada, menos intensiva en consumo eléctrico y con saturación de algunas demandas.

La intensidad final de gas bajará un 0,8% anual, dado que se considera que aún existe un potencial importante de aumento del uso de gas en la industria y servicios, pero que deberá ir acompañado de una mejora significativa en la eficiencia de su uso, por existir soluciones tecnológicas eficientes desde un punto de vista económico, contribuyendo por tanto el gas relativamente en mayor medida que la electricidad al objetivo global de reducción del consumo de energía final.

La intensidad final de productos petrolíferos bajará un 3% anual, dado que los usos en el transporte absorberán la mayor parte del objetivo global de reducción del consumo y mejora de eficiencia.

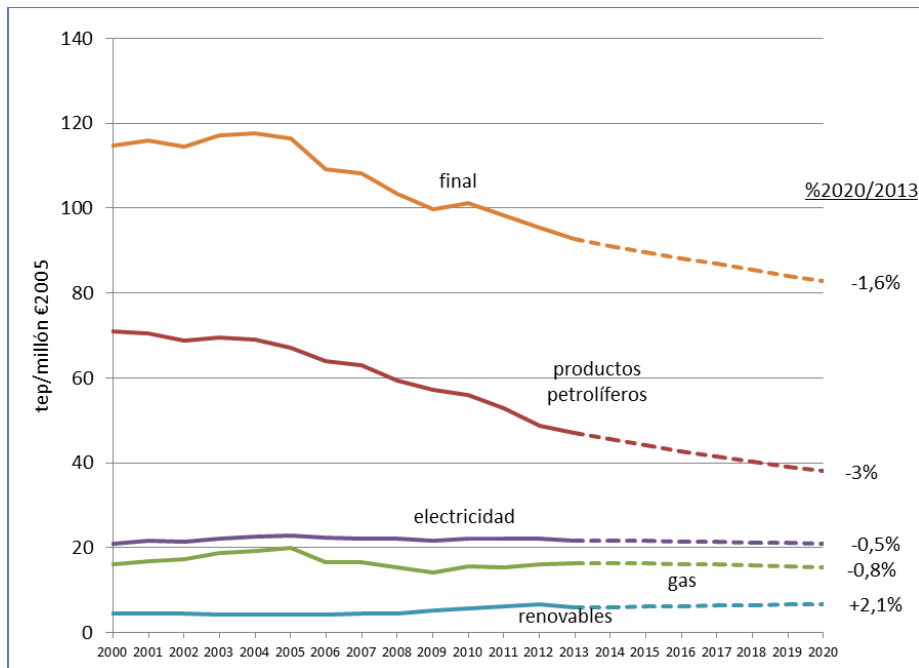
La intensidad final de energías renovables subirá un 2,1%, al contrario que el resto de fuentes energéticas, para alcanzar el nivel necesario acorde con el cumplimiento de los objetivos específicos en esta materia.

	2013	2016 (P)	2020 (P)	%2020/2013 anual
Carbón/PIB (tep/millón € 2005)	1,7	1,7	1,7	-0,2%
P. Petrolíferos/PIB	47,1	44,1	38,0	-3,0%
Gas/PIB	16,4	16,3	15,5	-0,8%
<b>Electricidad/PIB</b>	21,6	21,5	20,9	-0,5%
En.Renovables/PIB	5,8	6,1	6,7	2,1%
<b>Energía final total/PIB (tep/millón € 2005)</b>	92,6	89,7	82,7	-1,6%

Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Tabla 2.3. Intensidad energética final. Consumo de energía final por unidad de PIB**





Fuente: Secretaría de Estado de Energía

**Figura 2.9. Evolución de la intensidad energética final y por fuentes energéticas**

### 2.4.3. 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.

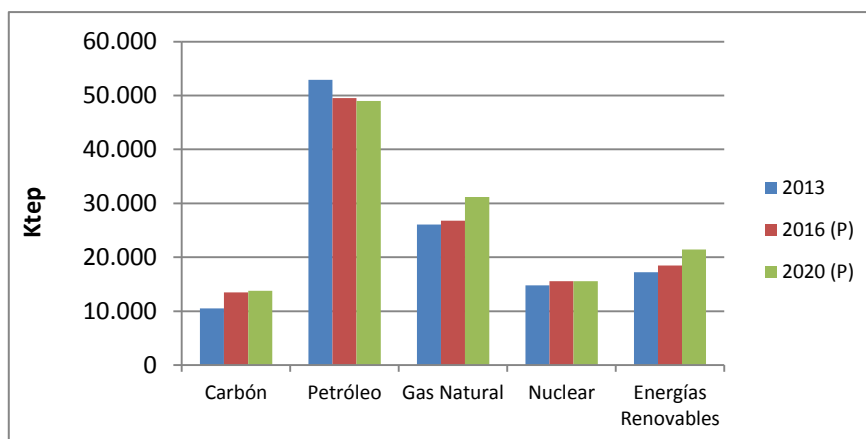
El consumo de energía primaria en España crecerá ligeramente, a una tasa media del 1% anual hasta 2020, alcanzando un total de 130.306 ktep en el último año del período. Este crecimiento de la energía primaria, superior al descrito de la energía final, se debe a las diferencias de estructura de generación eléctrica entre 2020 y 2013, en que hubo una contribución excepcional de las energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica.

En la estructura de abastecimiento se observa un cambio significativo respecto a la situación actual, al aumentar de forma importante el peso de las energías renovables y del gas y descender el del petróleo, todo ello derivado de la evolución de los consumos finales, así como del cambio en la estructura de generación eléctrica.

ktep	2013	2016 (P)	2020 (P)	%2020/2013 anual
Carbón	10.531	13.491	13.760	3,9%
Petróleo	52.934	49.534	49.007	-1,1%
Gas Natural	26.077	26.807	31.185	2,6%
Nuclear	14.785	15.550	15.550	0,7%
Energías Renovables	17.211	18.502	21.432	3,2%
Residuos no renovables	160	237	319	10,4%
Saldo Electr.(Imp.-Exp.)	-579	-946	-946	7,3%
<b>Total energía primaria</b>	<b>121.119</b>	<b>123.175</b>	<b>130.306</b>	<b>1,0%</b>

Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Tabla 2.4. Consumo de energía primaria**



Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Figura 2.10. Evolución de la estructura del consumo de energía primaria**

### **Evolución de las energías primarias**

El consumo de petróleo bajará en todo el periodo de previsión, a una media del 1,1% anual, debido a la evolución de sus usos finales y a su sustitución por gas en generación eléctrica en los sistemas no peninsulares; aunque se mantiene como la principal fuente de abastecimiento energético, con el 37,6%.

El consumo de carbón subirá en generación eléctrica, recuperándose desde la situación excepcionalmente baja de 2013, por el cumplimiento de los planes previstos en el Escenario.

El consumo de gas natural crecerá de forma significativa, un 2,6% anual hasta 2020, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 23,9%. Se estima que el crecimiento de

la demanda será mayor en los años finales del periodo, dado que aumentará su uso en generación eléctrica, al crecer significativamente la demanda de electricidad.

La generación eléctrica nuclear se mantendrá prácticamente constante, lo que significa que su peso en el consumo total de energía primaria se irá reduciendo a lo largo del período. Se prevé el mantenimiento de los grupos actuales.

Las energías renovables aportarán el 16,4% de la energía primaria en 2020, equivalente al logro de los objetivos específicos fijados en el Escenario de prospectiva.

Estas estimaciones podrían variar sustancialmente de confirmarse las tendencias del consumo observadas en los últimos años. Si nos fijamos en el primer año de recuperación económica muy afianzada, en 2014 se ha producido la vuelta a tasas anuales de crecimiento positivas de la demanda de los distintos combustibles, pero proporcionalmente mucho menores que en el pasado para las mismas tasas de crecimiento del PIB.

#### **2.4.4. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

En la evolución de la potencia instalada, el Escenario de prospectiva considera las siguientes hipótesis, según las fuentes energéticas:

- Carbón: se mantendrán los grupos actuales, salvo los que expresamente se ha comunicado que no seguirán operativos después de 2015, y aquéllos que previsiblemente de acuerdo a la normativa medioambiental no continuarán a 31 de diciembre de 2020. No habrá nuevos grupos en el periodo.
- Productos Petrolíferos: se mantendrán únicamente en los sistemas no peninsulares y de forma complementaria a la generación con gas y energías renovables.
- Gas Natural: Se han solicitado contadas peticiones de cierre de CTCC habida cuenta del bajo grado de utilización de estas centrales en los últimos años. Sin embargo, dado el reciente cambio de escenario macroeconómico que apunta a una recuperación de la demanda eléctrica y, por otra parte y en sentido contrapuesto las medidas acometidas y venideras en materia de eficiencia energética, se mantendrá un seguimiento de la evolución del sector de forma que la potencia firme supere en todo los casos la punta de demanda prevista con el margen de seguridad adecuado.

Además, entra en funcionamiento nueva potencia de cogeneración en el sistema peninsular y en los sistemas no peninsulares se sustituye generación con productos petrolíferos por gas natural.

- Nuclear: se mantiene la potencia actual, considerando previsiblemente la puesta en servicio de nuevo de la central de S.M. de Garoña en 2016.
- Renovables: para el cumplimiento de los objetivos fijados por la UE de un 20% sobre consumo final bruto, el Escenario de prospectiva exige alcanzar una participación de energías renovables sobre generación bruta total del 36,6%. Se estima la necesidad de nueva potencia renovable, con un incremento de capacidad de las tecnologías más competitivas y técnicamente eficientes, en particular eólica y fotovoltaica.
- Otros: se considera la entrada de nueva potencia en bombeo.
- El Escenario de prospectiva contempla un mayor grado de interconexión entre subsistemas eléctricos, que se detallan en el capítulo 3 de la Planificación, así como la introducción del gas natural en generación no peninsular, desplazando la generación con productos petrolíferos.

La potencia eléctrica resultante de este escenario, es la necesaria para asegurar el suministro y la cobertura de las demandas de potencia y de energía eléctrica citadas, conforme a las previsiones de crecimiento económico publicadas por el Ministerio de Economía y Competitividad y las elasticidades indicadas. No obstante, dada la evolución de la demanda eléctrica con respecto al PIB en los últimos años de este periodo de crisis, existe un alto nivel de incertidumbre sobre la elasticidad de la demanda eléctrica con respecto al PIB y, por tanto, de la demanda total de generación eléctrica. La senda de crecimiento prevista habrá de ser ajustada para prever las necesidades de energías renovables, para el cumplimiento del objetivo del 20% de energías renovables sobre energía final bruta en 2020, tanto al alza como a la baja, en coherencia con los principios de seguridad de suministro y de competitividad.

Si esta evolución fuera distinta, resultando en unas demandas superiores o inferiores, se tomarían las medidas necesarias para ajustar las nuevas inversiones previstas en esta Planificación, tanto de potencia como de evacuación y transporte.

Como ejemplo, en un escenario en el que se confirmara el cambio estructural de la economía española y de comportamiento del consumo final de energía, considerando que ello se traduce en una mejora de la eficiencia energética de la economía a una tasa de un 2% anual para todo el período de previsión, esfuerzo muy superior al 1,6% previsto en el escenario central, y en una elasticidad-renta del 0,4 de la demanda de electricidad con respecto al PIB, menor que el 0,8 del escenario central, habría que tener en cuenta una menor necesidad de potencia firme para la cobertura de la demanda, al tiempo que las nuevas adiciones de capacidad renovable para el cumplimiento de los objetivos comunitarios, serían también sustancialmente inferiores (de 6.617 MW en lugar de 8.537 MW).

MW	2013	2016 (P)	2020 (P)	Var 2020/2013
Carbón	11.857	10.510	10.510	-1.347
Productos Petrolíferos	4.029	3.973	3.068	-961
Gas Natural	32.184	32.197	32.547	363
Nuclear	7.429	7.895	7.895	466
Renovables	48.267	51.451	56.804	8.537
Hidroeléctrica	17.284	17.314	17.492	208
Eólica	23.006	25.579	29.479	6.473
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.511	211
Solar fotovoltaica	4.660	5.226	6.030	1.370
Biomasa, biogas, RSU y otros	1.018	1.033	1.293	275
Otros	2.677	4.152	4.202	1.525
<b>Total</b>	<b>106.442</b>	<b>110.177</b>	<b>115.025</b>	<b>8.583</b>

Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Tabla 2.5. Potencia para generación eléctrica total nacional**

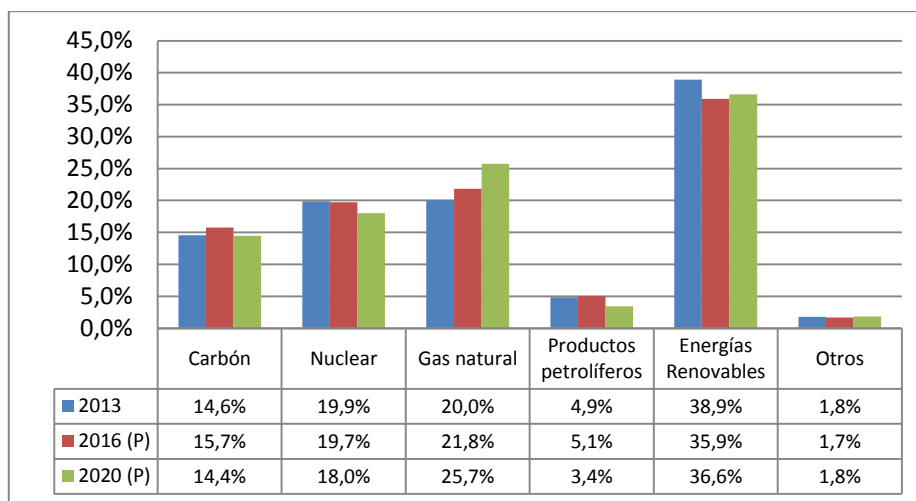
La estructura de generación continuará la transformación registrada en los últimos años, aumentando el predominio de las energías renovables y del gas natural, frente al carbón y la energía nuclear, con una mejora significativa de la eficiencia asociada, en términos de energía primaria.

GWh	2013	2016 (P)	2020 (P)
Carbón	41.571	47.610	47.848
Productos Petrolíferos	13.854	15.298	11.319
Gas Natural	57.094	65.926	85.221
Nuclear	56.731	59.670	59.670
Renovables (*)	111.121	108.866	121.475
Otros	4.886	5.003	5.822
<b>Producción Bruta</b>	<b>285.258</b>	<b>302.372</b>	<b>331.355</b>
Consumos propios y en bombeo	-16.330	-14.869	-16.454
Saldo Neto Importación-Exportación	-6.731	-11.000	-11.000
<b>Demanda (bc)</b>	<b>262.197</b>	<b>276.503</b>	<b>303.901</b>
Pérdidas transp, distrib y cons transf	-30.236	-33.889	-36.565
<b>Demanda final de electricidad</b>	<b>231.962</b>	<b>242.614</b>	<b>267.336</b>

Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Tabla 2.6. Generación eléctrica total nacional**

(\*)La evolución dispar de la potencia renovable -que aumenta a lo largo de todo el periodo- y la generación eléctrica a partir de fuentes renovables -que cae en 2016 con respecto a 2013-, se debe a que el año 2013 fue especialmente alto en generación hidráulica y eólica. Sin embargo, las previsiones a futuro se realizan en base a medias históricas, más bajas que el valor de la generación hidráulica y eólica registrado en el año 2013.



(P): Previsión  
Fuente: Secretaría de Estado de Energía

**Figura 2.11. Estructura de generación total nacional (% sobre total de generación bruta)**

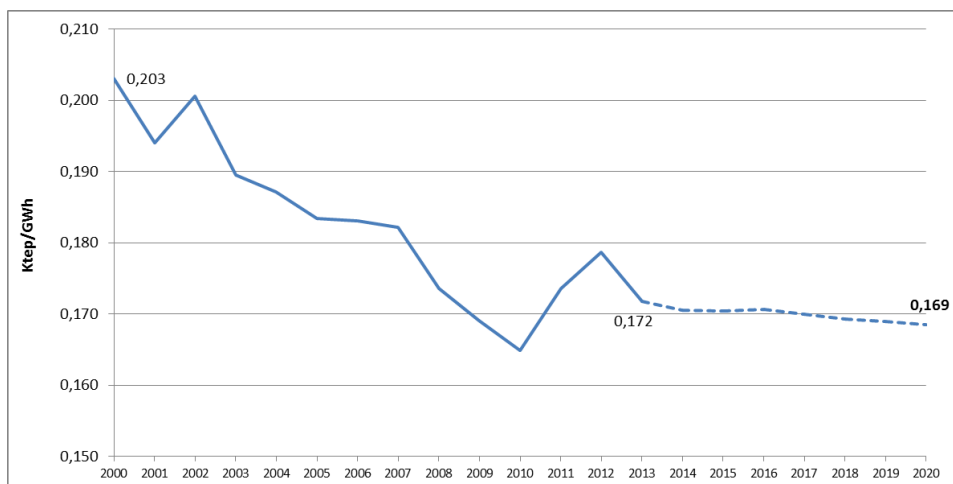
En la evolución de la generación, el Escenario considera las siguientes hipótesis, según las fuentes energéticas:

- Carbón: se considera el cumplimiento de los Planes relativos a la minería del carbón nacional, así como el cumplimiento de la normativa específica sobre aspectos

medioambientales y en concreto sobre emisiones en grandes instalaciones de combustión.

- Productos Petrolíferos: la generación corresponderá a la cobertura de la demanda de sistemas no peninsulares, de forma complementaria a la generación con gas e interconexiones.
- Gas Natural: será la fuente de generación de mayor crecimiento desde 2013, una vez alcanzados los objetivos de energías renovables y carbón.
- Nuclear: se mantiene la generación del parque actual con la salvedad de la puesta en servicio de Garoña, que reanuda previsiblemente su funcionamiento en 2016.
- Renovables: para el cumplimiento de los objetivos fijados en el Escenario, se estima el funcionamiento del parque instalado a niveles similares a los históricos.

En generación eléctrica total y en términos de energía primaria, en 2000 se emplearon 0,203 Ktep/GWh bruto, 0,172 Ktep/GWh bruto en 2013 y en 2020 se estima que se emplearán 0,169 Ktep/GWh bruto. A pesar de las oscilaciones que se observan en la figura 2.12, derivadas de la hidraulicidad del año y del consumo regulado de carbón en generación, el consumo específico primario en generación eléctrica ha mejorado cerca del 20% entre 2000 y 2013. Este Escenario estima una mejora adicional del 1,9% hasta 2020.



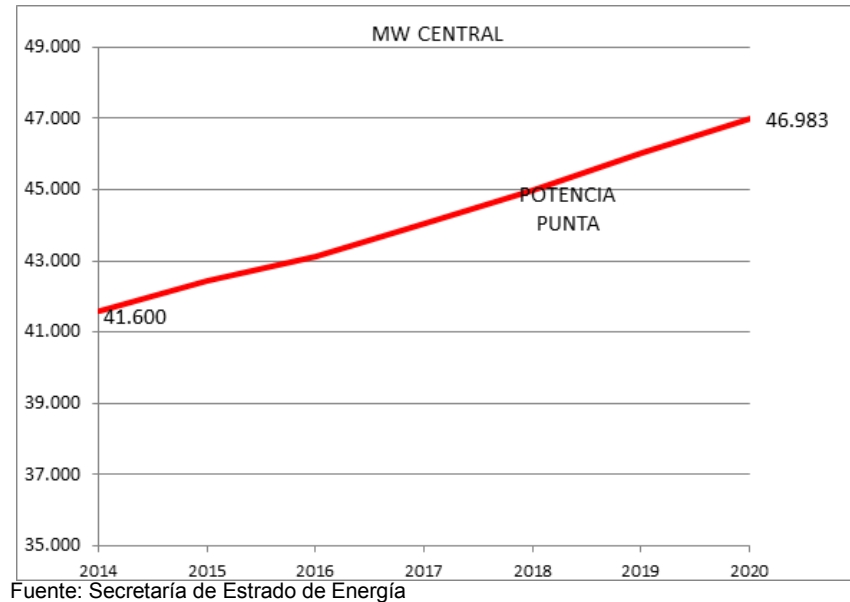
Fuente: Secretaría de Estado de Energía

**Figura 2.12. Consumo específico primario en generación eléctrica**

***Punta de potencia en el sistema peninsular y su cobertura***

En función de la demanda eléctrica peninsular estimada en el Escenario de prospectiva energética y con base en la serie histórica disponible, se ha estimado la potencia punta que será necesario cubrir durante el periodo de previsión. La estimación en 2020 da como resultado un valor central de 46.983 MW. El análisis del Operador del Sistema, que se detalla en el capítulo 3, estima la potencia punta en el sistema peninsular que será necesario cubrir en su escenario central en 47.800 MW, en su escenario inferior de 47.300 y de 49.000 en su escenario superior (incorporando en todos los escenarios hipótesis de temperatura con ocurrencia de 1 vez en 10 años así como hipótesis de mayor electrificación y penetración de vehículo eléctrico).

De acuerdo al parque de generación antes definido y con los índices de disponibilidad de grupos que se consideran apropiados, se estima una potencia firme en 2020 disponible en invierno siempre superior a la potencia punta necesaria más el margen de cobertura.



**Figura 2.13. Evolución de potencia firme y potencia punta invernal en sistema eléctrico peninsular.**

#### 2.4.5. INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA

De acuerdo a la evolución indicada del consumo de energía final y de los sectores transformadores, se espera una reducción del 1,4% anual medio en la intensidad energética primaria en España (consumo de energía primaria/PIB) hasta 2020, con un valor final de 118,7 tep/millón €<sub>2005</sub>, alcanzando niveles muy inferiores a los de 1990. Esta evolución supone consolidar la tendencia de mejora de eficiencia iniciada en 2005.

En esta previsión, síntesis de lo detallado por sectores, cabe atribuir esa reducción de intensidad energética a la mejora de eficiencia en términos de energía primaria, que se deriva de la evolución de la estructura de generación eléctrica, así como los efectos de las medidas de eficiencia sobre usos finales, junto con las previsiones de saturación de algunas demandas al final de período.

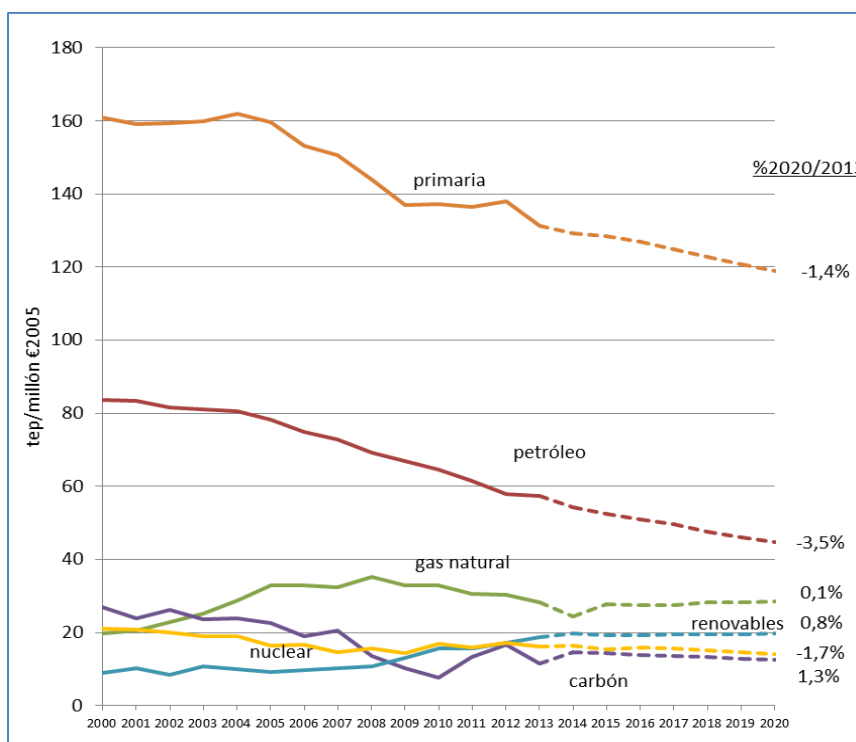
Esta evolución de la intensidad energética es similar a las previstas en el marco de estudios internacionales citados en el Escenario de prospectiva energética y contribuirá a los objetivos del mismo, a la competitividad de la economía y a un desarrollo sostenible.

tep/millón € 2005	2013	2016 (P)	2020 (P)	%2020/2013 anual
Carbón/PIB	11,4	13,9	12,5	1,3%
Petróleo/PIB	57,4	51,0	44,7	-3,5%
Gas natural/PIB	28,3	27,6	28,4	0,1%
Nuclear/PIB	16,0	16,0	14,2	-1,7%
E. Renovables/PIB	18,7	19,0	19,5	0,7%
<b>Energía Primaria/PIB</b>	<b>131,3</b>	<b>126,7</b>	<b>118,7</b>	<b>-1,4%</b>

Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Tabla 2.7. Intensidad energética primaria: Consumo de energía primaria por unidad de PIB**

El término de energía primaria, el cumplimiento de los objetivos fijados en el Escenario de prospectiva estima en 2020 y respecto a 2013, una economía menos intensiva globalmente (-1,4% anual), y con una estructura más intensiva en consumo primario de gas natural (+0,1% anual) y de energías renovables (+0,7% anual) y menos intensiva en petróleo (-3,5% anual) y nuclear(-1,7% anual). En carbón se produce una recuperación respecto al valor de 2013, pero situándose en 2020 en valores muy inferiores a los previos a 2007.



Fuente: Secretaría de Estado de Energía

**Figura 2.14. Evolución de la intensidad energética primaria y por fuentes energéticas**

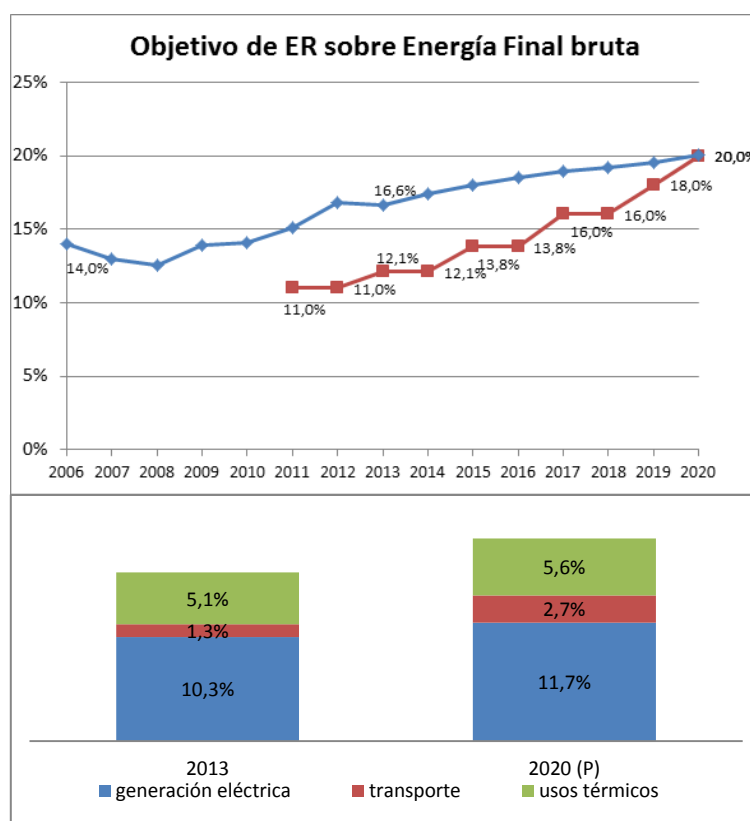


## 2.5. PREVISIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS COMPROMISOS EN EL HORIZONTE 2020

### 2.5.1. OBJETIVOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

En la Figura 2.15 se indican los porcentajes de consumo de energías renovables sobre el consumo de energía final bruta, empleando la metodología de cálculo fijada por la CE en relación con los objetivos de la Directiva de Energías Renovables (Directiva 2009/28/UE).

En 2020, el Escenario de prospectiva lleva a lograr el objetivo del 20%, predominando las energías renovables para generación eléctrica en la contribución al objetivo, con el 11,7%, mientras el 5,6% corresponde a los usos térmicos y el resto al transporte.



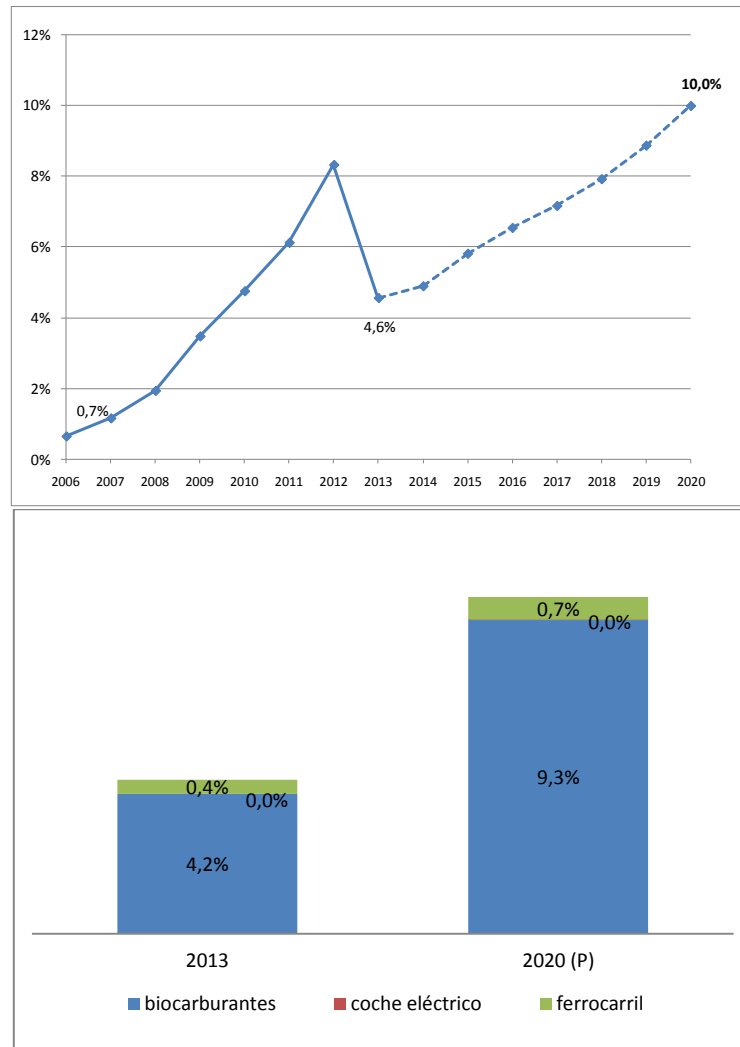
Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Figura 2.15. Evolución del consumo de energías renovables respecto al consumo de energía final bruta (Metodología Comisión Europea)**

En la Figura 2.16 se indica el porcentaje de energías renovables consumidas en transporte sobre la energía consumida en este sector calculada empleando la metodología fijada por la Comisión Europea y considerando la aportación de biocarburantes.

Hay que señalar la aprobación del Real Decreto-ley 4/2013, de 22 de febrero, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, que revisó a la baja los objetivos vinculantes de consumo de biocarburantes en 2013 con objeto de no sobrecargar innecesariamente los costes para los consumidores ya que, del 10% a lograr en 2020, en el año 2012 ya se había conseguido un 8,3%, ello explica el abrupto descenso del consumo de energías renovables en transporte observado en 2013.

En el periodo 2015-2020 se acompañará la regulación sobre porcentajes mínimos de consumo de biocarburantes hasta cubrir el objetivo europeo obligatorio. En la actualidad se encuentra en avanzado estado de tramitación el proyecto de Real Decreto que, entre otras cuestiones, eleva los objetivos vinculantes de consumo de biocarburantes.



Fuente: Secretaría de Estado de Energía  
(P): Previsión

**Figura 2.16. Evolución del consumo de energías renovables en transporte respecto al consumo sectorial (Metodología Comisión Europea)**

## 2.5.2. PLAN NACIONAL DE ACCIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2014-2020

La aprobación de la nueva Directiva de Eficiencia Energética, la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, ha exigido la realización y comunicación a la Comisión Europea de un Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020, exponiendo las medidas de mejora de la eficiencia energética que se están llevando a cabo en nuestro país y aquellas que se prevé ejecutar para dar cumplimiento a los objetivos y demás obligaciones establecidas en la misma.

La Directiva 2012/27/UE, obliga a alcanzar en cada Estado miembro un objetivo de ahorro de energía final acumulado antes del 31 de diciembre de 2020, que permita a la Unión Europea cumplir el objetivo global de una reducción del consumo de energía primaria en el año 2020 del 20 %. Este objetivo supondrá conseguir unos ahorros energéticos acumulados, durante el período de 7 años comprendido entre 2014 y 2020, ambos incluidos, equivalentes a la consecución anual de ahorros adicionales por importe del 1,5% de las ventas anuales de energía a clientes finales promedio de los últimos tres años de todos los distribuidores de energía o empresas minoristas de venta de energía.

El objetivo de ahorro para España, excluido el sector transporte, alcanza los 21.305 ktep, calculado como el sumatorio entre el año 2014 y 2020 del producto del consumo promedio anual de energía final de los sectores industria y usos diversos de los años 2010, 2011 y 2012, por un coeficiente incremental del 1,5% anual. Sin embargo y de acuerdo con las posibilidades articuladas en la Directiva, el objetivo acumulado de ahorro se reduce desde los 21.305 ktep hasta los 15.979 ktep, para el conjunto del período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2020.

La consecución de dicho objetivo de ahorro requiere inversiones de naturaleza pública y privada de elevada magnitud en actuaciones, principalmente, de renovación de equipos y procesos en el sector industrial, de renovación de instalaciones de calefacción, climatización e iluminación en el sector de la edificación (residencial o de uso terciario) o de renovación de la envolvente edificatoria, así como en medidas de uso más eficiente de los medios de transporte

España adoptará, para el cumplimiento del objetivo de ahorro, un sistema de obligaciones de eficiencia energética, en virtud del cual se asignará a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, sujetos obligados del sistema de obligaciones, una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro.

El objetivo de ahorro energético anual que se determine se repartirá entre los sujetos obligados proporcionalmente, en el caso de las comercializadoras de gas y electricidad, al volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional a consumidores finales, y en el caso de los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo, al volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional para su posterior distribución al por menor, expresadas en GWh, durante el segundo año anterior al período anual de la obligación artículo.

Para ello, España ha establecido un sistema de obligaciones de eficiencia energética, que contribuirá a que se alcance un objetivo de ahorro de energía acumulado antes del 31 de diciembre de 2020 de 15.979 ktep, en cumplimiento con la citada Directiva.

El escenario indicativo que permite cumplir con el objetivo de ahorro de energía de 571 ktep/año, que deben alcanzarse mediante la puesta en marcha de proyectos o actuaciones cofinanciadas con el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, estará basado en los siguientes criterios:

- Reparto sectorial: el reparto de las medidas de ahorro y eficiencia energética debe comprender todos los sectores consumidores de energía final: industria, transporte, edificios, servicios, etc.
- Reparto territorial: vinculado al reparto sectorial, ya que ciertos sectores de actividad tienen preponderancia en unas zonas geográficas del territorio, como, por ejemplo, la industria o la agricultura, mientras que en las grandes ciudades predomina el sector servicios, por lo que debe fomentarse un reparto territorial equilibrado de las medidas.
- Sectores difusos: deben promoverse medidas especialmente en los sectores difusos, ya que, para que se realice el potencial de ahorro de energía, requieren un mayor apoyo,

frente a otros sectores con medidas de más rápida recuperación por ahorros, donde no serían necesarios estos apoyos.

- Reparto en función de la energía utilizada: el objetivo de ahorro de energía que establece la Directiva se impone sobre todo tipo de clientes finales y de compañías de venta de energía, por lo que el objetivo de reducción del consumo debe afectar a todas las fuentes de energía convencionales.

Con base en dicho escenario la contribución de cada sector al objetivo de ahorro de energía de 571 ktep/año es la siguiente:

- El 54,6% (311,6 ktep/año) del objetivo de ahorro se debe conseguir mediante la realización de medidas de ahorro y eficiencia energética dirigidas al sector Industria. La medida más importante es la adopción de las mejores tecnologías disponibles en equipos y procesos y en menor medida la implantación de sistemas de gestión energética.
- El 25,3% (144,1 ktep/año) del objetivo de ahorro se alcanza mediante medidas en el sector Transporte, principalmente, las medidas de cambio modal, como actuaciones de movilidad urbana sostenible y planes de trabajo al centro de trabajo, seguidas de las de uso más eficiente de los medios de transporte, como gestión de flotas de transporte por carretera y cursos de conducción eficiente. Las medidas de mejora de la eficiencia energética de los vehículos, por sus especiales características se llevarán a cabo mediante programas específicos, por lo que se contabiliza su ahorro aquí.
- El 15,3% (87,1 ktep/año) del objetivo se conseguirá mediante medidas en el sector Edificación y Equipamiento. En este escenario, estos ahorros provendrían de la rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios existentes, de la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria, iluminación, ascensores y otros sistemas de transporte y las instalaciones eléctricas. También de la rehabilitación de edificios existentes con alta calificación energética. Se incluyen también medidas para mejorar la eficiencia de las instalaciones de frío comercial e industrial y de los centros de proceso de datos. Por último la implantación de sistemas inteligentes (domótica e inmótica) y la renovación del parque de electrodomésticos.
- El 2,2% (12,3 ktep/año) del objetivo se alcanzará mediante medidas en el sector Servicios Públicos, teniendo más peso la medida de renovación del alumbrado exterior y en menor medida la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de potabilización, abastecimiento, depuración de aguas residuales y desalación.
- El 1,7% (9,5 ktep/año) del objetivo se alcanzará mediante medidas en el sector Agricultura y Pesca, sobre todo por la mejora de la eficiencia energética en explotaciones agrarias y en el uso de la maquinaria agrícola.
- El 1,1% (6 ktep/año) del objetivo mediante medidas de Comunicación.

## **Capítulo 3**

# **PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**



### 3.1. PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA REALIZADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA (OS)

#### 3.1.1. ESCENARIO MACROECONÓMICO

En su propuesta definitiva de desarrollo de la red de transporte eléctrico, que ha servido de base para la presente planificación, el OS incluye un estudio detallado de la demanda eléctrica con base en las diversas previsiones de Producto Interior Bruto (PIB) existentes. Para el corto plazo ha construido el panel de previsiones mostrado en la Tabla 3.1.

Entidad	Previsión de crecimiento anual (%)		
	2014	2015	Fecha de la previsión
<b>Gobierno de España</b>	1,2	1,8	abr-14
<b>OCDE</b>	1,0	1,5	may-14
<b>Comisión Europea</b>	1,1	2,1	may-14
<b>FMI</b>	1,2	1,6	jul-14
<b>CEPREDE</b>	1,3	2,2	jul-14
<b>BBVA</b>	1,1	1,9	jun-14
<b>Goldman S.</b>	0,9	1,2	jun-14
<b>La Caixa</b>	1,2	1,7	jun-14
<b>FUNCAS</b>	1,4	2,2	jul-14

**Tabla 3.1. Panel de previsiones del PIB nacional**

Con el objeto de intentar cubrir la incertidumbre que toda previsión conlleva, el OS ha definido tres escenarios de evolución del PIB:

- Escenario Superior: senda proporcionada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM).
- Escenario Central: promedio de previsiones de analistas disponibles para el corto y largo plazo<sup>1</sup> (MINETUR, CEPREDE, FMI y ConsensusForecast).
- Escenario Inferior: mínima de las previsiones disponibles para el corto y largo plazo: Fondo Monetario Internacional 2014-2019 (julio 2014), prolongando el valor de 2019 a 2020.

#### 3.1.2. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA DEMANDA

##### 3.1.2.1. ENERGÍA

En la Tabla 3.2 se muestran las tasas de variación del Producto Interior Bruto nacional de los últimos años, comparadas con las de la punta instantánea peninsular y de la demanda eléctrica

<sup>1</sup> Fondo Monetario Internacional, ConsensusForecast, Ceprede y la propia senda del MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

peninsular en barras de central (b.c.)<sup>2</sup>, en términos absolutos y también en valores corregidos por temperatura y laboralidad.

Año	PIB	Punta de potencia instantánea anual		Demanda eléctrica peninsular en b.c.		
	%	MW	% (*)	TWh	% (*)	% corregido (**)
2006	4,1	42.430	-2,9	255,0	3,1	4,2
2007	3,5	45.450	7,1	262,4	2,9	4,2
2008	0,9	43.252	-4,8	265,2	1,1	0,7
2009	-3,8	44.496	2,9	252,7	-4,7	-4,9
2010	-0,2	44.486	0,0	260,5	3,1	2,9
2011	0,1	43.969	-1,2	255,6	-1,9	-1,0
2012	-1,6	43.527	-1,0	252,1	-1,4	-2,0
2013	-1,2	40.277	-7,5	246,3	-2,3	-2,2

Fuente: INE, REE

(\*) Variación respecto año anterior

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

**Tabla 3.2. Evolución reciente del PIB nacional, de la punta de potencia instantánea y de la demanda eléctrica en b.c. peninsular**

En la Tabla 3.3 se muestra la evolución del PIB y la demanda en los sistemas no peninsulares (esta demanda es la denominada en b.c. que difiere ligeramente de la utilizada para la previsión de los diferentes subsistemas – demanda medida - debido a que aquella no está desagrupada por sistemas).

Año	Islas Baleares			Islas Canarias			Ceuta			Melilla		
	Δ PIB	Demanda		Δ PIB	Demanda		Δ PIB	Demanda		Δ PIB	Demanda	
	%	TWh	Δ%	%	TWh	Δ% (*)	%	GWh	Δ%	%	GWh	Δ% (*)
2006	3,20%	5,83	2,10%	3,10%	8,82	4,70%						
2007	3,40%	5,98	2,60%	3,50%	9,22	4,49%	6,90%	202,64	2,40%	6,90%	193,02	9,90%
2008	1,20%	6,12	2,39%	0,90%	9,33	1,28%	4,70%	209,67	3,47%	4,70%	201,05	4,16%
2009	-4,27%	5,99	-2,11%	-4,89%	9,11	-2,43%	-0,73%	211,57	0,91%	-0,31%	205,96	2,44%
2010	-0,94%	5,84	-2,55%	0,88%	8,89	-2,33%	0,78%	217,53	2,82%	0,19%	213,32	3,57%
2011	0,90%	5,74	-1,66%	0,59%	8,87	-0,28%	-1,35%	202,98	-6,69%	-0,82%	214,90	0,74%
2012	-0,29%	5,82	1,38%	-1,34%	8,89	0,25%	-2,80%	212,08	4,48%	-2,80%	217,35	1,14%
2013	0,65%	5,67	-2,56%	0,32%	8,62	-3,01%	-0,17%	201,96	-4,77%	-0,32%	209,67	-3,54%

Fuente: INE, REE; datos de 2013 provisionales

(\*) Variación respecto año anterior

**Tabla 3.3 Evolución reciente del PIB regional y de la demanda eléctrica en b.c. de los sistemas no peninsulares**

2 La demanda en barras de central es la energía inyectada en la red procedente de las centrales de producción de energía eléctrica y de las importaciones, deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones.



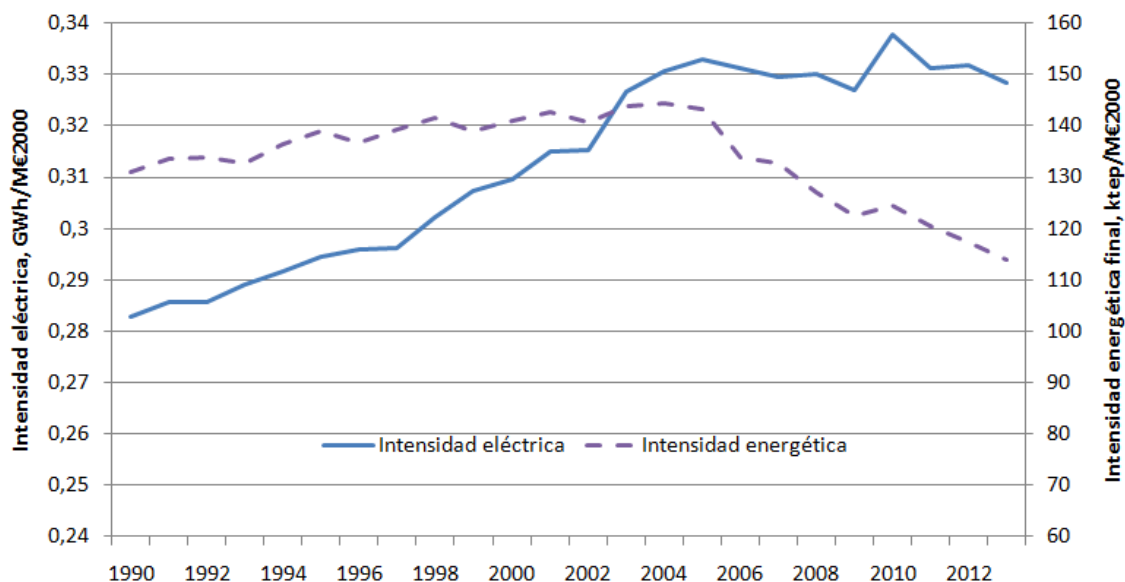
### Análisis de la intensidad eléctrica

El OS ha realizado un análisis de la evolución de la intensidad eléctrica, que se puede explicar por los dos factores en los que se puede descomponer: la intensidad energética global de la economía y el grado de electrificación.

La intensidad energética final se ha reducido en la última década en torno al 2% interanual (efecto especialmente notable a partir de 2005). Esto se explicaría tanto por cambios estructurales como por el efecto de las medidas de ahorro y eficiencia energética implantadas. Es notable que sin embargo en ese mismo periodo la intensidad eléctrica no ha disminuido, debido a la electrificación continua de la economía. Tendencia que sin embargo se ha visto interrumpida con valores descendentes en el período de crisis económica, llegando incluso a valores negativos.

El proceso continuo de electrificación de la economía ha supuesto en la última década un crecimiento medio interanual de la tasa de penetración de la electricidad en el consumo final superior al 2%. Así, se transfieren consumos energéticos finales desde fuentes como el gas natural o el petróleo hacia la electricidad, que puede producirse a partir de recursos renovables, por lo que este hecho resulta positivo al favorecer una reducción de la dependencia energética de España y, adicionalmente, una mejora de la balanza comercial del país, por reducirse la importación de productos energéticos. En particular, la introducción del uso de la electricidad en un sector como el transporte (coche eléctrico, tren AVE, transporte de mercancías por ferrocarril) en el que tradicionalmente su penetración ha sido muy reducida, permitiría adicionalmente una importante reducción del consumo de hidrocarburos.

En la Figura 3.1 se muestra la evolución histórica de las variables de intensidad eléctrica y energética.



Intensidad eléctrica: datos INE y REE (peninsular)

Intensidad energética: datos del boletín de coyuntura energética nacional MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

**Figura 3.1. Evolución de la intensidad eléctrica y energética 1990-2013**

En lo referente a la intensidad eléctrica (consumo eléctrico por unidad de PIB), durante el periodo 2000-2005 se produjo un crecimiento cercano al 1,5% interanual; esto es, la demanda eléctrica peninsular se incrementó a un ritmo notablemente superior al del PIB. Durante el periodo 2006-2013 sin embargo se ha producido una estabilización de este indicador y las previsiones de intensidad eléctrica para el periodo 2015-2020 son de descenso continuado respecto al último periodo citado.

### 3.1.2.2. PUNTA

En la Tabla 3.4. se recoge la evolución de la punta de demanda estacional instantánea<sup>3</sup> en el periodo 2005-2013 a nivel peninsular (se resaltan los valores máximos históricos).

Año	Punta de invierno (MW)	Incremento (%)	Punta de verano (MW)	Incremento (%)
2006	42.430	-2,9	40.730	4,5
2007	<b>45.450</b>	7,1	39.504	-3,0
2008	43.252	-4,8	40.407	2,3
2009	44.496	2,9	40.487	0,2
2010	44.486	0,0	<b>41.318</b>	2,1
2011	43.969	-1,2	40.139	-2,9
2012	43.527	-1,0	39.124	-2,5
2013	40.277	-7,5	37.570	-4,0

**Tabla 3.4. Evolución reciente de la punta de demanda peninsular de potencia instantánea**

El actual récord de punta de potencia instantánea se alcanzó el 17 de diciembre de 2007, con 45.450 MW, coincidiendo con una ola de frío en la península. El valor máximo de potencia media horaria registrada ese día fue de 44.904 MW. Por su parte, el récord de potencia instantánea de verano se produjo el 19 de julio de 2010, con 41.318 MW.

En la Tabla 3.5, en la Tabla 3.6 y en la Tabla 3.7 se recoge la evolución histórica de la punta de potencia instantánea en los Sistemas Eléctricos (SE) no peninsulares durante el periodo 2008-2013.

<sup>3</sup> Las puntas instantáneas se refieren al invierno y verano del año natural.

Año	Puntas históricas de potencia instantánea en los SE de las Islas Baleares (MW)		
	Mallorca	Menorca	Ibiza-Formentera
2008	905,7	126,7	197,3
2009	908,1	120,0	195,2
2010	886,0	113,6	200,3
2011	844,5	115,8	201,3
2012	875,5	118,1	213,6
2013	865,1	115,7	206,6

**Tabla 3.5. Puntas históricas de potencia instantánea en las Islas Baleares**

Año	Puntas históricas de potencia instantánea en los SE de las Islas Canarias (MW)						
	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2008	591,0	582,1	138,3	114,2	45,9	12,4	7,3
2009	592,7	579,9	139,7	113,3	48,2	11,9	7,4
2010	569,2	570,5	140,0	116,5	48,4	12,1	7,3
2011	565,6	574,0	141,4	109,9	48,9	12,1	7,4
2012	579,2	568,2	140,0	110,2	45,5	12,0	7,5
2013	542,4	548,4	138,0	107,7	41,5	11,3	8,0

**Tabla 3.6. Puntas históricas de potencia instantánea en los SE de las Islas Canarias**

Año	Puntas históricas de potencia instantánea en los SE de Ceuta y Melilla(MW)	
	Ceuta	Melilla
2008	39,8	38,1
2009	39,8	37,9
2010	39,5	39,5
2011	38,8	38,8
2012	40,4	39,4
2013	34,5	38,1

**Tabla 3.7. Puntas históricas de potencia instantánea en los SE de Ceuta y Melilla**

### 3.1.3. PREVISIÓN DE DEMANDA

#### 3.1.3.1. METODOLOGÍA Y ESCENARIOS

##### **Sistema Peninsular**

La previsión de demanda eléctrica anual en b.c. del sistema eléctrico peninsular español (SEPE) está fuertemente ligada a la hipótesis de evolución de la economía. Por eso, dada la incertidumbre que cualquier previsión macroeconómica a largo plazo tiene, el OS ha realizado una previsión de demanda para cada uno de los tres escenarios de PIB presentados en el apartado anterior: Superior, Central e Inferior.

Para los escenarios Superior y Central el OS ha utilizado como hipótesis el objetivo comunicado por la Dirección General de Política Energética y Minas relativo a una reducción de la intensidad eléctrica del 0,4% anual en el período 2014-2020.

Por otra parte, para el escenario Inferior, el OS ha calculado la previsión de demanda eléctrica a partir de modelos econométricos que relacionan esta variable con otras como la evolución de la economía en términos de PIB, la temperatura o la laboralidad. Este escenario resulta en una reducción de la intensidad eléctrica menos acusada que los anteriores.

Para la previsión de puntas de demanda<sup>4</sup> el OS utiliza un modelo que relaciona las puntas mensuales con series cortas de días consecutivos con rachas de temperatura favorables al consumo eléctrico (temperaturas frías en invierno, cálidas en verano; todos los escenarios del OS incorporan hipótesis de temperatura con ocurrencia de 1 vez en 10 años), y con la demanda esperada en cada mes, corregida por la laboralidad. A partir de la previsión de energía anual, y considerando la penetración de medidas de gestión de la demanda y del vehículo eléctrico definidas para cada escenario, el OS calcula los escenarios correspondientes de punta de potencia media horaria. Para la previsión el OS utiliza el valor de punta media horaria en lugar de la punta máxima instantánea por ser el primero más estable en el tiempo. Posteriormente (Capítulo III) se hace la corrección.

En las previsiones el OS contempla las medidas de ahorro y eficiencia energética puestas en marcha hasta la fecha, tales como aquellas presentes en el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020. Asimismo, el OS considera para la previsión de la demanda peninsular las medidas de gestión de la demanda<sup>5</sup> reflejadas en el apartado 3.1.4.1 del presente documento y una evolución de medidas de gestión de la demanda en línea con lo estimado en los apartados 3.1.4.2 y 3.1.4.3 del presente documento.

##### **Sistemas no peninsulares**

Por su parte, para la previsión de demanda en los sistemas no peninsulares el OS realiza un análisis previo de correlación entre variables tales como el PIB regional, población, número de consumidores o temperatura. La estimación de PIB regional a futuro parte de la previsión nacional, teniendo en cuenta la información histórica disponible de indicadores económicos de cada región, así como eventuales estimaciones económicas de distintos organismos oficiales. En el largo plazo, el OS asume una convergencia del crecimiento de las regiones al crecimiento medio nacional.

---

4 Se refiere al valor medio de potencia demandada durante la hora de mayor consumo del periodo analizado.

5 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.

En base a estas hipótesis, el OS realiza la previsión de demanda para los archipiélagos de Baleares y Canarias, y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Para ello, se tiene en consideración la información del PIB, temperatura y población, así como la evolución esperada de los parámetros:

- Intensidad eléctrica (PIB/demanda)
- Ratios de punta y valle respecto a la demanda
- Consumo eléctrico per cápita (demanda/población)
- Evolución relativa del peso del consumo de cada isla respecto a su archipiélago

La previsión de demanda en sistemas pequeños, tales como los sistemas no peninsulares, 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, para estos sistemas el OS analiza básicamente el escenario Superior de demanda, que parte de la correspondiente hipótesis de evolución del PIB.

En los sistemas no peninsulares no es precisa la utilización de los 3 escenarios considerados para el sistema peninsular ya que las modificaciones correspondientes no darían lugar a diferencias significativas. Así, el OS define dos escenarios:

- **Escenario Central.** Evolución de la demanda siguiendo las previsiones económicas peninsulares del escenario central de PIB.
- **Escenario Superior.** Se considera un escenario de mayor crecimiento orientado según las previsiones económicas superiores.

### 3.1.3.2. PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR

En la Tabla 3.8 se recoge la evolución prevista de la demanda en los escenarios de PIB considerados, y acorde a la metodología presentada en el apartado anterior. Los escenarios de demanda parten de los escenarios de PIB planteados.

Año	Demanda peninsular de electricidad (TWh)		
	Inferior	Central	Superior
2012 (real)		252,1	
2013 (real)		246,3	
2015 (P)	249,3	251,6	251,7
2020 (P)	273,1	277,7	284,9

**Tabla 3.8 Escenarios de evolución de demanda b.c. peninsular**

(P): Previsión

Así, se obtiene una previsión de crecimiento medio<sup>6</sup> interanual de demanda para el periodo 2015-2020 del 1,7% en el escenario Inferior, 1,9% en el Central y 2,3% en el Superior.

<sup>6</sup> Se define el valor medio de crecimiento anual para el periodo 2015-2020 como la tasa media anual calculada a partir de los valores del año 2020 y del año 2014.

### 3.1.3.3. PREVISIÓN DE LAS PUNTAS DE POTENCIA MEDIA HORARIA EN B.C. PENINSULAR

Tomando la senda de demanda anual correspondiente al escenario Superior el OS realiza la previsión para la punta de potencia, a partir de la cual se definen las infraestructuras de la Red de Transporte de energía eléctrica que será necesario desarrollar en el periodo 2015-2020. La cobertura de estos valores permitiría asegurar una adecuada calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular. En la Tabla 3.9 se recogen las previsiones de punta de potencia media horaria en b.c. de invierno y verano correspondientes a este escenario.

Año	Punta de potencia media horaria b.c. (MW) Escenario Superior	
	Invierno	Verano
2012 (real)	39.633	38.773
2013 (real)	39.411	37.247
2015 (P)	43.800	39.900
2020 (P)	49.000	45.100

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

**Tabla 3.9 Previsión de puntas de potencia media horaria estacional en b.c. Escenario Superior.**

El OS realiza asimismo la previsión de punta de potencia media horaria de invierno y verano para los escenarios Central e Inferior, construidos a partir de las respectivas previsiones de demanda anual recogidas en la 0. Así, se muestran en la Tabla 3.10 y Tabla 3.11 los valores de previsión de punta de potencia estacional para dichos escenarios.

Año	Punta de potencia media horaria b.c. (MW) Escenario Central	
	Invierno	Verano
2012 (real)	39.633	38.773
2013 (real)	39.411	37.247
2015 (P)	43.800	39.900
2020 (P)	47.800	43.900

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

**Tabla 3.10 Previsión de puntas de potencia media horaria estacional en b.c. Escenario Central**

Año	Punta de potencia media horaria b.c. (MW) Escenario Inferior	
	Invierno	Verano
2012 (real)	39.633	38.773
2013 (real)	39.411	37.247
2015 (P)	43.500	39.800
2020 (P)	47.300	43.600

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

Verano: junio a septiembre año n

(P): Previsión

**Tabla 3.11 Previsión de puntas de potencia media horaria estacional en b.c. Escenario Inferior**

### 3.1.3.4. PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES

#### 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 de demanda media horaria para el escenario Superior y Central en el periodo 2012-2020, desglosados para cada uno de los subsistemas de las Islas Baleares.

Año	Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh)				Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh)			
	Escenario Superior				Escenario Central			
	Mallorca	Menorca	Ibiza- Formentera	Baleares	Mallorca	Menorca	Ibiza- Formentera	Baleares
2012	4.378	497	858	5.733	4.378	497	858	5.733
2013	4.260	482	842	5.584	4.260	482	842	5.584
2015 (P)	4.463	509	888	5.861	4.344	496	864	5.704
2020 (P)	5.152	589	1.071	6.813	4.776	546	993	6.316

**Tabla 3.12. Previsión de la demanda anual en b.c. en las Islas Baleares**

(P): Previsión

Año	Punta de demanda media horaria en b.c. (MW) Escenario Superior			Punta de demanda media horaria en b.c. (MW) Escenario Central		
	Mallorca	Menorca	Ibiza- Formentera	Mallorca	Menorca	Ibiza- Formentera
2012	875	118	214	875	118	214
2013	865	116	207	865	116	207
2015 (P)	897	122	219	875	118	215
2020 (P)	1.067	143	268	946	127	238

**Tabla 3.13. Previsión de la punta anual en b.c. en las Islas Baleares**

(P): Previsión

## Canarias

A continuación se presentan las previsiones de demanda anual de energía Tabla 3.14 y de punta de demanda media horaria Tabla 3.15 para las Islas Canarias en el periodo 2012-2020, para los escenarios Superior y Central.

Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh). Escenario Superior								
Año	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2012	3.562	3.513	842	618	267	72	46,0	8.920
2013	3.412	3.424	823	597	245	67,6	45,4	8.614
2015 (P)	3.647	3.570	866	657	272	740	47,6	9.134
2020 (P)	4.007	4.248	1.009	805	306	86,6	56,8	10.517
Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh). Escenario Central								
Año	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2012	3.562	3.513	842	618	267	72	46,0	8.920
2013	3.412	3.424	823	597	245	67,6	45,4	8.614
2015 (P)	3.545	3.471	842	639	264	72	46	8.879
2020 (P)	3.698	3.920	931	742	282	79,9	52,5	9.706

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

(P): Previsión

Punta de demanda media horaria en b.c. (MW). Escenario Superior							
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2012	579	568	140	110	45,5	12,0	7,5
2013	542	548	138	108	42	11,3	8,0
2015 (P)	595	589	146	116	49,8	12,5	7,9
2020 (P)	688	707	172	143	61	14,8	9,9
Punta de demanda media horaria en b.c. (MW). Escenario Central							
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2012	579	568	140	110	45,5	12,0	7,5
2013	542	548	138	108	42	11,3	8,0
2015 (P)	572	567	140	112	47,9	12,0	7,6
2020 (P)	612	629	153	128	54	13,2	8,8

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

(P): Previsión

## Ceuta y Melilla

Las siguientes tablas recogen la previsión de demanda del periodo 2014-2020, en términos de energía anual Tabla 3.16 y punta media horaria anual de potencia Tabla 3.17, para los sistemas eléctricos de Ceuta y Melilla, en el escenario Superior y en el Central. En el corto



plazo el OS ha tenido en cuenta la información disponible acerca de las previsiones de demandas singulares facilitadas por las Administraciones Autonómicas y empresas distribuidoras locales. Los valores corresponden a demanda en barras de central (b.c.).

Año	Ceuta		Melilla	
	Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh)		Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh)	
	Escenario Superior	Escenario Central	Escenario Superior	Escenario Central
2012	223	223	218	218
2013	208	208	210	210
2015 (P)	247	242	234	228
2020 (P)	277	263	268	252

**Tabla 3.16. Sistemas eléctricos de Ceuta y Melilla. Previsión de demanda anual en b.c.**

**(P): Previsión**

Año	Ceuta		Melilla	
	Punta de demanda media horaria en b.c. (MW)		Punta de demanda media horaria en b.c. (MW)	
	Escenario Superior	Escenario Central	Escenario Superior	Escenario Central
2012	40	40	39	39
2013	34	34	38	38
2015 (P)	44	43	42	41
2020 (P)	51	46	48	43

**Tabla 3.17. Sistemas eléctricos de Ceuta y Melilla. Previsión de punta de demanda anual en b.c.**

**(P): Previsión**

### 3.1.4. GESTIÓN DE LA DEMANDA

La gestión de la demanda es 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.

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, la voluntad de contribuir a la integración de la producción no gestionable en las condiciones de calidad, fiabilidad y eficiencia requeridas, así como la búsqueda de la eficiencia del conjunto del sistema eléctrico, lleva al OS a analizar las posibilidades de implementar acciones sobre la demanda en los procesos de planificación y operación del sistema.

Se pueden identificar dos objetivos fundamentales de los mecanismos de gestión de la demanda:

- Conseguir un aplanamiento de la curva de la demanda de electricidad mediante un desplazamiento de consumos desde los periodos punta a los periodos valle.

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. El tipo de mecanismos de gestión de la demanda que inciden en este objetivo se denominan mecanismos de “modulación”.

- Conseguir una participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico para que pueda ofertar al OS un recurso de operación en el corto plazo y así contribuir de forma activa a la estabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico. El tipo de mecanismos de gestión de la demanda que inciden en este objetivo se denominan mecanismos de “flexibilidad”.

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 al OS. Por ello, el OS propone un paquete de acciones de gestión de la demanda a considerar en el horizonte de la planificación 2015-2020. Algunas de estas acciones se vienen desarrollando desde hace varios años, mientras que otras se prevé tengan un impacto en el horizonte temporal considerado.

#### 3.1.4.1. ACCIONES ACTUALES

Actualmente, los mecanismos existentes de gestión de la demanda se centran en el desplazamiento del consumo de la punta al valle mediante la discriminación horaria y en la reducción de puntas en situaciones críticas por medio del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Mecanismos de gestión de la demanda existentes	Flexibilidad	Modulación
Interrumpibilidad	√	
Discriminación horaria		√

**Tabla 3.18. Acciones de gestión de la demanda existentes**

Adicionalmente, cabe considerar como mecanismo que contribuye a laminar las puntas de demanda la implantación de limitadores de potencia en los hogares. En efecto 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, está recogida en el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

#### **Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad**

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad se regula a través de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de 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 OS a los consumidores que sean proveedores de este servicio.

A 1 de enero de 2014 se encontraban en vigor 145 contratos de interrumpibilidad de los cuales 130 corresponden al sistema peninsular, 14 al sistema canario y 1 al sistema balear.

La potencia interrumpible total disponible al servicio del OS en periodos de máxima demanda es de 2.214 MW, de los cuales 2.164 MW corresponden al sistema peninsular, 46,8 MW a los sistemas canarios y 3,4 MW al sistema balear.

### 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, se establecen las antiguas tarifas eléctricas integrales. En el año 2007, se realizó una revisión de los periodos aplicables a la discriminación horaria publicándose en la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007 y entrando en vigor el 1 de enero de 2008.

Con posterioridad a dicha actualización se han producido diversas modificaciones 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 o como la introducción de la discriminación horaria supervalle en el RD 647/2011 del 9 de mayo.

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 aporta una modulación de 1.300 MW y, adicionalmente, los grandes consumidores industriales aportan una modulación de 1.000 MW.

#### 3.1.4.2. NUEVOS MECANISMOS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA CONSIDERADOS

El OS propone a continuación un conjunto de nuevas acciones que se encuadran dentro de los distintos tipos de mecanismos de gestión de la demanda existentes y cuyo impacto ha sido considerado en los escenarios de demanda.

Nuevos mecanismos de gestión de la demanda propuestos	Flexibilidad	Modulación
Flexibilidad	√	
Modulación		√
Gestión de la demanda en el ámbito de las Smart Grids	√	√

Tabla 3.19. Acciones de gestión de la demanda propuestas

### **Nuevo mecanismo: gestión de la demanda de flexibilidad**

La operación del sistema eléctrico puede evolucionar en el sentido de permitir a la demanda la prestación de servicios de gestión de la demanda a través de los mercados de los servicios de ajuste. Esta evolución puede permitir en un futuro que la demanda pueda ofrecer flexibilidad en su consumo.

Una minoría de grandes consumidores industriales podrían aportar esta flexibilidad por sí mismos pero para la prestación de este tipo de servicios por un universo significativo de proveedores es necesario el impulso de la figura del agregador. El agregador es un agente 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.

Con esta perspectiva el OS 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 OS. Dicho servicio sería prestado por consumidores de tamaño medio de 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.

#### *Potencial*

Se considera un nuevo mecanismo de gestión de la demanda de flexibilidad en el que consumidores industriales de tamaño medio (entre 1 MW y 5 MW) puedan ofrecer una disminución de demanda en determinados momentos mediante agregación.

El mecanismo considerado ofrecería un potencial de flexibilidad de reducción de la punta de demanda tanto de invierno como de verano de aproximadamente 1.400 MW, que podría ser 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.

- Para el escenario Superior y Central de demanda se considera que en el año 2020 ya se habrá conseguido una penetración del 40% en este tipo de recursos y por tanto se estima 560 MW de recurso de flexibilidad para el horizonte 2020.
- Para el escenario Inferior de demanda no se considera la existencia de este producto.

### **Nuevo mecanismo: gestión de la demanda de modulación**

La modulación de carga que realizan algunos suministros, es un recurso sumamente valioso para el sistema eléctrico español, ya que contribuye a aplanar la curva de demanda agregada del sistema de forma estable en el tiempo, reduciendo el ratio punta-valle de la curva de la demanda agregada. En este sentido es necesario incentivar todas aquellas medidas que incrementen la modulación y en particular, todas aquellas que refuercen la señal de precios para trasladar consumos de periodos punta a periodos valle. Dicha señal puede lograrse con unas fuertes diferencias de precios entre los precios de los distintos periodos horarios de los peajes de acceso o bien mediante la articulación de servicios de gestión de la demanda adicionales que sean capaces de trasladar dichas señales.

En la actualidad, los grandes consumidores industriales ya presentan un elevado grado de modulación que supone un consumo del orden de 1.000 MW superior en el valle respecto a la

punta. De forma adicional se plantea un refuerzo de la modulación, definido como el impulso 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 OS.

### *Potencial*

Se considera un nuevo mecanismo de gestión de la demanda de modulación favoreciendo en los consumidores industriales un perfil de consumo con un nivel de demanda superior en los periodos valle respecto a los periodos de punta del sistema.

Este servicio supondría la traslación permanente de 1.000 MW adicionales como máximo de la punta al valle tanto en invierno como en verano. Se considera que la penetración de este recurso será lenta debido a la necesidad de adaptar tecnológicamente las instalaciones de consumo para poder prestarlo.

- Para el escenario Superior y Central de demanda el OS contempla una penetración del 20% de este valor máximo, es decir la traslación de 200 MW de la punta al valle para el 2020.
- Para el escenario Inferior de demanda el OS no considera la existencia de este producto.

### **Nuevo mecanismo: gestión de la demanda en el ámbito de la red inteligente**

El OS considera que la gestión de la demanda va a verse favorecida por la evolución hacia la red inteligente y la progresiva implantación de los contadores inteligentes.

En el año 2007, con la publicación del Reglamento Unificado de Puntos de Medida y de la Orden Ministerial 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 periodos 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, lo cual debe suponer una medida de gestión de la demanda en los momentos críticos para la operación del sistema eléctrico.

El Plan de Sustitución de Contadores contempla la sustitución de casi 27 millones de contadores en un periodo de 10 años finalizando 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. 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. Estas medidas de gestión de la demanda pueden ser tanto de flexibilidad (respuesta de la demanda) como de modulación, dependiendo del tipo de programa al que un consumidor en concreto este adscrito.

Destacar sin embargo, que subsisten barreras para el desarrollo efectivo de la gestión de la demanda en este ámbito ya que no existe una visión única en el sector sobre la manera efectiva de acometer dichos desarrollos. Las diferencias en estas visiones se encuentran precisamente en el modo de acometer las funcionalidades de gestión de cargas.

### Potencial

Se consideran nuevos posibles mecanismos de flexibilidad y modulación prestados por el sector residencial y servicios gracias al despliegue de contadores inteligentes.

Los análisis realizados muestran un potencial adicional de reducción de punta de 1.500 MW debido a los millones de consumidores con contadores inteligentes integrados en los sistemas de telegestión y teled medida y acogidos a nuevos sistemas de discriminación horaria y a nuevos mecanismos de gestión de la demanda, previstos en el horizonte 2020.

Cabe distinguir que, de este recurso de 1.500 MW, una parte menor estará dedicada a mecanismos de flexibilidad prestados por el sector residencial a través de la agregación (500 MW) y el resto se deberá a mecanismos de modulación (1.000 MW). Esta modulación de 1.000 MW es adicional a los 1.300 MW que ya están aportando los actuales consumidores residenciales acogidos a la discriminación horaria de 2 periodos.

Para el escenario Superior y Central de demanda el OS considera que en el horizonte 2020 hay una penetración del 15% para el recurso de flexibilidad (75 MW) y de un 25% para el de modulación (traslación de 250 MW).

Para el escenario Inferior de demanda el OS no considera la existencia de este producto.

En la Tabla 3.20 se resume el impacto agregado estimado de los nuevos mecanismos de gestión de la demanda planteados en este apartado.

Impacto estimado (MW) en el año 2020				
		Escenario Inferior	Escenario Central y Superior	Impacto potencial
Flexibilidad	Punta	-	-635	-1.270
	Valle	-	450	900
Modulación	Punta	-	-450	-900
	Valle	-	450	900

**Tabla 3.20 Resumen del impacto de los mecanismos de gestión de la demanda propuestos**

#### 3.1.4.3. OTROS ASPECTOS A CONSIDERAR EN EL ÁMBITO DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA

Adicionalmente a los nuevos mecanismos ya descritos se describen a continuación dos aspectos adicionales: por un lado la aparición de un nuevo tipo de demanda como es el vehículo eléctrico cuya gestión supondrá un nuevo recurso de modulación para la operación del sistema; por otro lado la aparición de un nuevo marco regulatorio para la generación distribuida.

## **Nueva demanda: el 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.

En función de cómo se realice dicha implantación, el vehículo eléctrico podrá ser una oportunidad para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico. Para ello esta nueva carga y la infraestructura a ella asociada deberán dotarse de la inteligencia suficiente que permita que la recarga de energía se realice durante aquellos periodos de tiempo en que resulte más beneficiosa para el sistema eléctrico, 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. Se trata, por tanto, de un mecanismo de modulación.

### *Potencial*

Se considera un nuevo tipo de demanda como es el vehículo eléctrico cuya gestión puede suponer un nuevo recurso de modulación para la operación del sistema.

El OS prevé una penetración progresiva del vehículo eléctrico, en línea con la Estrategia de Impulso del Vehículo con Energías Alternativas. Con hipótesis conservadoras supondría un incremento del consumo eléctrico de aproximadamente 1,5 TWh sobre la demanda eléctrica anual prevista para el año 2020.

Para evaluar el impacto de dicha demanda en la punta del sistema el OS ha supuesto que el 50% de la carga de los vehículos será sin ningún sistema de gestión y el 50% se deberá a vehículos acogidos a la discriminación horaria supervalle.

Con estas hipótesis se obtiene un incremento de demanda en 2020 de aproximadamente 30 MW durante el valle de la noche y un incremento en la punta de invierno<sup>7</sup> de aproximadamente 300 MW (y 0 MW en la punta de verano<sup>8</sup>).

Para el escenario Superior y Central de demanda el OS considera el mismo impacto, estimado en un incremento de la demanda de 30 MW en el valle y de 300 MW en la punta de invierno.

Para el escenario Inferior de demanda el OS considera un impacto equivalente al 10% del potencial máximo estimado, es decir un incremento de 3 MW en el valle y de 30 MW en la punta de invierno.

En todo caso, se irán contrastando estas hipótesis con los datos reales que se vayan obteniendo de la implantación progresiva de los sistemas de recarga de los vehículos eléctricos, en línea con las directrices del Grupo Interministerial creado el 9 de octubre de 2014 mediante acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos para el impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España, estrategia aprobada tras la emisión del informe de la CNMC sobre la planificación, y que plantea llegar desde las 10.000 unidades actuales hasta los 150.000 vehículos en 2020.

---

7 Se considera la punta de invierno a las 21:00 p.m.

8 Se considera la punta de verano a las 14:00 p.m.

## Generación distribuida bajo un esquema de autoconsumo

El desarrollo que ha experimentado la generación distribuida en los últimos años está propiciando el desarrollo de un marco normativo en el que se recojan las características especiales de este tipo de generación. En particular la aparición de una nueva modalidad de generación en la que la energía eléctrica producida se destine principalmente al autoconsumo es una cuestión en fase de propuesta regulatoria en España con el objeto de desarrollar un marco normativo para este tipo de instalaciones.

### *Potencial*

Para estimar el potencial de autoconsumo el OS adopta las hipótesis descritas más abajo, considerando de acuerdo con los patrones de generación previstos, que la microgeneración impacta en la punta de invierno y la fotovoltaica en la punta de verano.

Para el caso de la microgeneración se ha considerado su impacto exclusivamente en el sector residencial, puesto que se desconoce hasta qué punto las instalaciones de mayor potencia (sector industrial y servicios) se acogerán al mecanismo de autoconsumo o a otros mecanismos previstos en la legislación para la cogeneración. Basándose en informaciones obtenidas del Instituto Nacional de Estadística acerca de hogares que disponen de calefacción por gas natural y tomando hipótesis conservadoras de sustitución por cogeneración se puede estimar que el potencial debido a la microgeneración bajo mecanismo de autoconsumo puede alcanzar los 350 MW en un escenario de alta penetración de renovables y de 35 MW en un escenario de baja penetración.

Basándose en informaciones obtenidas del Instituto Nacional de Estadística acerca del tejado disponible de los edificios existentes para el sector residencial, servicios e industria y tomando hipótesis conservadoras de penetración se puede estimar que el potencial debido a la generación fotovoltaica bajo mecanismo de autoconsumo puede alcanzar los 2.000 MW en un escenario de alta penetración de renovables y de 200 MW en un escenario de baja penetración.

## 3.2. COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA REALIZADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA (OS)

### 3.2.1. COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR

#### 3.2.1.1. HIPÓTESIS DE GENERACIÓN

A finales de 2013<sup>9</sup>, la potencia eléctrica bruta instalada en la península ascendía a 102.395 MW, un 0,7% superior a la correspondiente a diciembre de 2012. De la nueva potencia instalada (699 MW), 690 MW correspondieron a las tecnologías renovables (453 MW solares y 237 MW eólicos) siendo las variaciones de potencia en el resto de tecnologías que componen el parque generador nulas o poco significativas.

La participación de las renovables sobre la potencia total peninsular ha alcanzando en 2013 el 46,6% (incluida la gran hidráulica) frente al 46,2% del año anterior. La potencia eólica es la segunda tecnología con mayor potencia instalada (22.854 MW), por detrás de los ciclos combinados (25.353 MW).

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

9 Datos del informe del Sistema Eléctrico 2013. REE.



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 de invierno con valores en torno al 9% de su potencia instalada con una probabilidad superior al 90% y la energía solar fotovoltaica no contribuye en dicha punta. Existe aún poca experiencia con la incipiente generación solar termoeléctrica. La energía hidráulica 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, sus mantenimientos 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 índice de cobertura (IC) 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 superior a 1,1.

Para el análisis de cobertura el OS ha partido de un único escenario de generación, propuesto por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM).

A su vez, para el escenario de generación propuesto el OS ha considerado tres escenarios de demanda, recogidos en el subapartado 3.1.3, con los que se pretenden gestionar las dificultades a las que se enfrenta actualmente cualquier proceso de previsión energética a medio y largo plazo, debido a una situación de elevada incertidumbre tanto a nivel nacional como sectorial.

Los contingentes previstos de generación renovable de carácter variable requieren un apoyo 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 previsión 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 subapartado 3.2.1.2 de este documento, se basan en las siguientes hipótesis de partida sobre la generación a nivel peninsular (SEPE):

- 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. De acuerdo con la propuesta de la DGPEM el OS incluye la central nuclear de Santa María de Garoña para los análisis de cobertura a partir de 2016, inclusive. En los balances de potencia dicha central se sigue manteniendo como potencia instalada nuclear en 2013 (está indisponible pero no tiene acta de cierre).
- 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 o bien llegan a su fin de vida útil. Por otro lado, crecen las incertidumbres sobre la evolución del parque ligadas a la nueva Directiva de Emisiones Industriales que entra en vigor a partir de 2016 y que implica un

endurecimiento de los límites de emisiones. Al igual que la Directiva anterior, ofrece cierta flexibilidad: 1) No invertir y por tanto reducir la capacidad de producción (17.500 horas) o bien 2) Realizar las inversiones oportunas para el cumplimiento de los valores de emisiones establecidos en dicha Directiva. La transposición de esta directiva se recoge en el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

- En total y, a partir de la propuesta de la DGPEM, el OS ha previsto una potencia instalada de centrales de carbón de 10.270 MW en 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, el OS 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). En 2013, el parque de fuel/gas se compone de una central, que se prevé se dé de baja en el horizonte de análisis.
- Ciclos combinados: Se han solicitado peticiones de cierre de CTCC habida cuenta del bajo grado de utilización de estas centrales en los últimos años. Sin embargo, dado el reciente cambio de escenario macroeconómico que apunta a una recuperación de la demanda eléctrica y, por otra parte y en sentido contrapuesto las medidas acometidas y venideras en materia de eficiencia energética, se mantendrá un seguimiento de la evolución del sector de forma que la potencia firme supere en todo los casos la punta de demanda prevista con el margen de seguridad adecuado.
- Bombeo: Aumento de unos 1.250 MW en el equipo de bombeo, hasta alcanzar aproximadamente unos 6.600 MW brutos de bombeo (unos 3.800 MW bombeo puro y unos 2.800 MW bombeo mixto) en 2020. En la actualidad hay solicitudes de acceso a la red en tramitación gestionadas por Red Eléctrica que suman aproximadamente 12.500 MW en turbinación de bombeo (puro+mixto). 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.
- Cogeneración: A partir de la propuesta de la DGPEM el OS ha considerado un incremento neto de 300 MW entre 2013 y 2020.
- Generación renovable: A partir de la previsión de evolución de la generación renovable proporcionada por la DGPEM, la tecnología eólica es la que mayor crecimiento experimenta en el periodo de análisis (pasa de 22.854 MW instalados a unos 27.650 MW en 2020), seguida de la solar fotovoltaica (FV) (4.420 MW en 2013 y unos 5.790 MW en 2020) y la térmica renovable (980 MW y unos 1.254 MW, respectivamente). La tecnología termosolar (TS) se mantiene en los 2.300 MW instalados.
- Desde el punto de vista de accesos solicitados gestionados por Red Eléctrica es importante reseñar el alto volumen de peticiones de FV. A fecha de junio de 2014, las peticiones de acceso en tramitación ascienden a unos 47.200 MW.
- Respecto a la generación hidráulica, el OS no prevé nuevas instalaciones de grandes centrales de embalse. Para el resto de centrales hidráulicas el OS prevé una potencia de 2.300 MW en 2020 frente a los 2.102 MW en 2013.

Por último mencionar que los recientes paquetes regulatorios (alguno aprobado y otros pendientes de aprobación) con los que se ha eliminado el déficit de tarifa tienen un efecto significativo en cómo va a ser evolución de las inversiones de las distintas tecnologías, lo que se traslada también en una mayor incertidumbre en todo el proceso de previsión de la cobertura de la demanda.

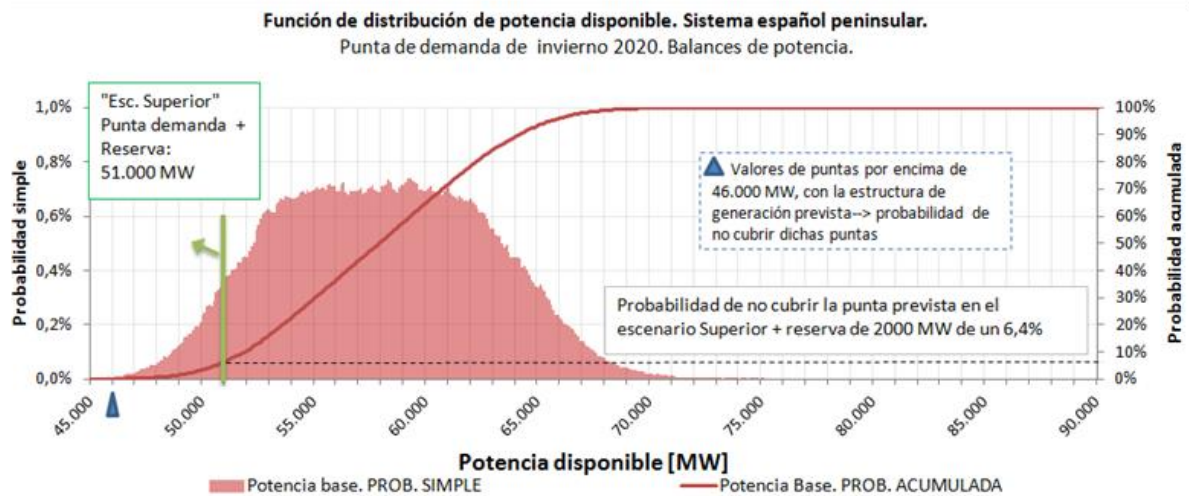
### 3.2.1.2. LA PREVISIÓN DE LA COBERTURA EN EL PERIODO 2014-2020

La cobertura de la demanda prevista por el OS utiliza como dato de partida la previsión de demanda recogida en el apartado 3.1.3 y la evolución prevista de la estructura del equipo generador recogida en el apartado anterior.

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 media horaria en b.c. prevista, en invierno y en verano respectivamente (no se consideran los intercambios internacionales en la punta de demanda). Se acepta un mínimo de 1,1 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. Como se puede apreciar en las tablas siguientes, bajo las hipótesis consideradas en el presente análisis el OS no prevé necesidad de potencia adicional para cubrir las puntas de demanda en ninguno de los escenarios de demanda considerados.

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, el OS ha analizado la distribución de probabilidad de potencia disponible de todo el parque generador, realizando la convolución de las funciones de distribución de probabilidad de todas las tecnologías. Sobre dicha función de probabilidad, el OS calcula un índice denominado  $\alpha$ , que indica la probabilidad conjunta de todo el parque generador de superar una determinada potencia disponible (desde el punto de vista de la seguridad del sistema se recomienda que sea igual a la punta de demanda más la mínima reserva de operación necesaria). Se ha realizado el ejercicio del cálculo estimado de  $\alpha$  para el parque generador bajo hipótesis conservadoras. Se verifica que la probabilidad de cubrir la punta prevista más la mínima reserva de operación (estimada en 2.000 MW en días de bajo recurso eólico) es del entorno del 93,6% para el escenario de generación bajo las citadas hipótesis, que podrían verse modificadas a lo largo del periodo de planificación, a la vista de la evolución real de la demanda eléctrica, tenidos en cuenta factores de eficiencia y de evolución real del parque generador.

Para los escenarios Central e Inferior, esta probabilidad aumenta a 97% y 98%, respectivamente. En el gráfico siguiente se recoge el análisis probabilista del índice de cobertura (para la punta de demanda del escenario Superior).



**Figura 3.2. Función de probabilidad de la potencia disponible del sistema español peninsular en 2020. Escenario Superior de la punta de demanda**

Nota:

La probabilidad simple representa la probabilidad de obtener una determinada potencia disponible.

La probabilidad acumulada (línea roja) representa la integral de la probabilidad simple, es decir la probabilidad total de superar una determinada potencia disponible.

Esta figura muestra que el parque generador conservadoramente previsto para este apartado de cobertura de la demanda en el año 2020 podría aportar en hora punta desde 45.000 MW hasta 75.000 MW, con una determinada función de probabilidad.

A continuación el OS recoge la evolución del índice de cobertura tradicional para las puntas de demanda de invierno y verano en el horizonte de análisis con las hipótesis conservadoras previstas para este apartado de cobertura de la demanda.

### Balance de potencia de la punta de invierno

Las siguientes tablas recogen, para el escenario de generación analizado, el caso más desfavorable de entre un rango de potencias firmes disponibles en 2020 en situación hidrológica seca, para los tres escenarios previstos de punta de demanda de invierno.

De los análisis realizados por el OS, se observa la no necesidad de nueva potencia adicional en el horizonte 2020 desde un rango de potencia instalada que va desde el definido en la Tabla 2.1, hasta varios GW menos de potencia, que conservadoramente incluye este ejercicio probabilístico de cobertura ante el reciente cambio de escenario macroeconómico, que apunta por un lado a una recuperación de la demanda eléctrica y, por otro y en sentido contrario los efectos de las medidas en materia de eficiencia energética.

Este ejercicio probabilístico facilita la previsión de los márgenes de seguridad adecuados.

**Balance de potencia peninsular. Punta de invierno. Escenario Superior**

Potencia instalada (MW) a 31 de diciembre. Datos Brutos	2013	2019 (P)	2020 (P)
<b>TOTAL POTENCIA A 31 de diciembre</b>	102.397	102.214	103.150
<b>TOTAL POTENCIA NETA DISPONIBLE INVIERNO</b>	56.420	51.710	51.860
<b>PUNTA DE DEMANDA DE INVIERNO "Esc. Superior"</b>	39.411	47.900	49.000
<b>ÍNDICE DE COBERTURA (IC)</b>	1,43	1,08	1,06
<b>EXCESO DE MARGEN RESPECTO IC=1,1 (MW)</b>	13.080	0	0
<b>NECESIDAD DE POTENCIA ADICIONAL PARA IC=1,1</b>	0	1.030	2.170

(P): Previsión

Tabla 3.21

**Balance de potencia peninsular. Punta de demanda de invierno. Escenario Superior. Año hidráulico seco**

Hasta 2018 y para el escenario Superior de demanda, el índice de cobertura determinista estaría por encima del 1,1 y es a partir de 2019 cuando se obtiene un IC por debajo de dicho valor, por lo que sería necesario disponer de nueva potencia adicional.

Desde el punto de vista del cálculo probabilista (ver apartado anterior), se observa que si se dispone de esos 2.200 MW de ciclos necesarios para un IC=1,1, la probabilidad de contar con potencia necesaria para cubrir la punta de demanda del escenario Superior (49.000 MW más una reserva deseable para operar el sistema de unos 2.000 MW) es de un 98%.

En las siguientes tablas se recoge el mismo análisis pero para la punta de potencia de demanda de los escenarios Central e Inferior.

**Balance de potencia peninsular. Punta de invierno. Escenario Central**

Potencia en MW	2013	2019 (P)	2020 (P)
<b>TOTAL POTENCIA DISPONIBLE INVIERNO</b>	56.420	51.710	51.860
<b>PUNTA DE DEMANDA DE INVIERNO "Esc. Central"</b>	39.411	47.000	47.800
<b>ÍNDICE DE COBERTURA (IC)</b>	1,43	1,10	1,08
<b>EXCESO DE MARGEN RESPECTO IC=1,1</b>	13.070	10	0
<b>NECESIDAD DE POTENCIA ADICIONAL PARA IC=1,1</b>	0	0	760

(P): Previsión

Tabla 3.22

**Balance de potencia peninsular. Punta de demanda de invierno. Escenario Central. Año hidráulico seco**

**Balance de potencia peninsular. Punta de invierno. Escenario Inferior**

Potencia en MW	2013	2019 (P)	2020 (P)
<b>TOTAL POTENCIA DISPONIBLE INVIERNO</b>	56.420	51.710	51.860
<b>PUNTA DE DEMANDA DE INVIERNO "Esc. Inferior"</b>	39.411	46.300	47.300
<b>ÍNDICE DE COBERTURA (IC)</b>	<b>1,43</b>	<b>1,12</b>	<b>1,096</b>
<b>EXCESO DE MARGEN RESPECTO IC=1,1</b>	13.068	780	0
<b>NECESIDAD DE POTENCIA ADICIONAL PARA IC=1,1</b>	0	0	180

(P): Previsión

Tabla 3.23

**Balance de potencia peninsular. Punta de demanda de invierno. Escenario Inferior. Año hidráulico seco**

En el caso de los escenarios de demanda Central e Inferior, y bajo las hipótesis más desfavorables consideradas, se necesitaría nueva potencia adicional en 2020 por valor de unos 800 y 200 MW, respectivamente.

**Balance de potencia de la punta de verano**

La siguiente tabla recoge los índices de cobertura, en situación hidrológica seca, para los valores previstos de punta de demanda de verano del escenario Superior. Se considera un balance de potencia instalada promedio entre los valores de invierno de años consecutivos. Del resultado expuesto en esta tabla el OS deduce que no habrá problemas de cobertura de la punta de verano en ninguno de los horizontes.

**Balance de potencia peninsular. Punta de demanda de verano. Escenario Superior**

Potencia en MW	2013	2019 (P)	2020 (P)
<b>TOTAL POTENCIA DISPONIBLE VERANO</b>	53.400	52.420	52.540
<b>PUNTA DE DEMANDA DE VERANO "Esc. Superior"</b>	37.247	44.000	45.100
<b>ÍNDICE DE COBERTURA (IC)</b>	<b>1,43</b>	<b>1,19</b>	<b>1,16</b>
<b>MARGEN DE COBERTURA (MW)</b>	16.153	8.420	7.440
<b>EXCESO DE MARGEN RESPECTO IC=1,1</b>	12.428	4.020	2.930

(P): Previsión

Tabla 3.24

**Evolución índice de cobertura. Punta de demanda verano. Escenario Superior. Año hidráulico seco**

Para el resto de escenarios de punta de demanda de verano (Central e Inferior), los valores de IC se sitúan por encima de 1,1 en todo el periodo de análisis.

Los índices de cobertura calculados por el OS no incluyen la aportación de la interrumpibilidad. Actualmente, hay un potencial de alrededor de 2.000 MW en las horas de máxima demanda.

## Balance de energía

A continuación se muestra el balance de energía del sistema eléctrico peninsular correspondiente al escenario Superior de evolución de la demanda, en situación hidrológica media, para el escenario de generación analizado y considerando una eolicidad media. Tanto la demanda b.c. como la producción de la cogeneración incluyen una estimación de los autoconsumos.

En el balance de energía recogido en la siguiente tabla se representan los datos reales de energía para el 2013, año caracterizado por ser un año hidrológico húmedo y con una eolicidad alta, junto con las previsiones de energía en los horizontes 2015 y 2020. La evolución dispar de la potencia renovable -que aumenta a lo largo de todo el periodo- y la generación eléctrica a partir de fuentes renovables -que cae en 2016 con respecto a 2013-, se debe a que el año 2013 fue especialmente alto en generación hidráulica y eólica. Sin embargo, las previsiones a futuro se realizan en base a medias históricas, más bajas que el valor de la generación hidráulica y eólica registrado en el año 2013.

La generación de los ciclos combinados recogida en la tabla para la cobertura de la demanda en el escenario Superior ya tiene en cuenta la puesta en servicio nuevamente de los 2.170 MW necesarios para alcanzar un IC=1,1 (ver 0).

<b>Balance de Energía Peninsular (GWh)</b>	<b>2013</b>	<b>2015 (P)</b>	<b>2020 (P)</b>
Hidráulica	33.970	29.680	30.220
Nuclear	56.827	56.140	59.670
Carbón	39.807	45.030	44.690
Fuel-gas	0	0	0
Ciclos combinados	25.091	32.030	49.790
<b>TOTAL</b>	<b>155.695</b>	<b>162.880</b>	<b>184.370</b>
Resto Hidráulica	7.099	6.140	6.620
Eólica	54.338	52.410	61.310
Solar fotovoltaica	7.915	8.140	9.840
Solar termoeléctrica	4.442	6.560	6.560
Térmica Renovable	5.064	5.890	7.310
Cogen+resto térmica no renov	31.990	34.010	35.350
<b>TOTAL</b>	<b>110.846</b>	<b>113.150</b>	<b>126.990</b>
<b>Total Generación</b>	<b>266.542</b>	<b>276.030</b>	<b>311.360</b>
Consumos en generación RO	-6.270	-7.540	-7.920
Consumos bombeo	-5.960	-5.260	-6.020
Intercambios internacionales (incluye enlace Baleares)	-8.001	-11.500	-12.500
<b>Demanda b.c. (GWh)</b>	<b>246.313</b>	<b>251.730</b>	<b>284.920</b>

(P): Previsión

**Tabla 3.25. Balance de energía peninsular. Escenario Superior de demanda. Año hidrológico medio**

Esta previsión del balance eléctrico arroja unas emisiones de CO<sub>2</sub> (para el escenario Superior de demanda e hidraulicidad media) de aproximadamente 74 Mton en 2020, lo cual implicaría una reducción media del orden del 30% si se compara con los valores de emisiones del mix de generación eléctrica del año 2005.

Por último, el balance de energía expuesto en este apartado no considera los vertidos de producción renovable que previsiblemente se producirán en los próximos años y que distorsionarían todas las cifras expuestas. Estos vertidos podrían minimizarse de contar con un grado mayor de capacidad de interconexión, tal y como se subraya, especialmente, en el Consejo Europeo de 23 y 24 de octubre de 2014

Los vertidos de energías renovables se producen principalmente cuando existe más potencia disponible de las fuentes renovables intermitentes, que la que es posible integrar en el sistema. Esta situación se produjo por primera vez en 2008, se repitió en algunas ocasiones al final del año 2009, y ha ido adquiriendo notable relevancia en años posteriores, destacando los años 2010 y 2013.

En el periodo de análisis, el OS espera que en promedio los vertidos vayan en aumento progresivo, sujetos a la variabilidad anual que dependerá de las condiciones anuales del sistema, y de la coincidencia de elevado recurso eólico en momentos puntuales de baja demanda (inicio de año, semana santa etc.). Por otro lado, la entrada en servicio de grupos de bombeo contribuirá a su reducción.

### **3.2.2. COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES**

Los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares 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 interconexión Península-Mallorca.

El artículo 2 del Real Decreto 1747/2003 determina que, para cada uno de los sistemas no peninsulares, 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 sistemas no peninsulares, estableciendo a este respecto que la definición de la potencia necesaria en cada sistema, 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 sistemas no peninsulares (aprobados como 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 sistemas no peninsulares, si bien se ha verificado que no se alcancen valores muy elevados.

En general, el criterio seguido para el dimensionamiento de la generación necesaria en los sistemas no peninsulares es el cumplimiento del Real Decreto 1747/2003, que asegure un valor esperado de pérdida de carga inferior a 0,2 horas/mes, mediante una metodología probabilista.



El tamaño de los grupos generadores instalados tiene gran importancia en esos sistemas, puesto que afecta directamente a los dos criterios antes mencionados, y por tanto a la potencia total a instalar.

Si bien en la medida en que los grupos sean mayores, supondrá un efecto de reducción del coste de inversión por MW, tiene como contrapartida dos efectos: uno económico ya que se adelantan costes de inversión durante unos años en los que no van a ser necesarios, y otro técnico ya que el fallo de grandes grupos origina una necesidad de mayor potencia disponible para regulación, una mayor potencia para mantener el mismo índice de pérdida de carga, y aumento de la pérdida de carga real por inestabilidad de frecuencia.

En esta revisión del ejercicio de planificación, y para el cálculo de la cobertura, el OS ha optado por definir una senda con las necesidades anuales de nueva potencia mínima a instalar de forma que se ajusten anualmente al criterio de LOLE, sin especificar el tamaño exacto del grupo que finalmente se instale partiendo del parque de generación instalado con autorización administrativa y con derecho a cobro de garantía de potencia.

Los 13 subsistemas (islas, y ciudades autónomas) que conforman los sistemas no peninsulares presentan a su vez características, en ocasiones, particulares que obligan a analizarlos con enfoques y metodologías específicos. 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.

### **Escenarios de renovables**

En los sistemas no peninsulares el OS define un solo escenario en función de la información suministrada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo:

Estás son, para el conjunto de los sistemas no peninsulares:

- Fijación de la cantidad de energía de origen fotovoltaico al valor actual = 240 MW
- Fijación de un incremento máximo de la energía eólica igual a un incremento de 509 MW en Canarias hasta el año 2020.

### **Cálculo de las necesidades de nueva potencia por subsistema.**

Teniendo en cuenta todas las hipótesis anteriormente expuestas, se calculará la potencia térmica necesaria para cumplir con los requisitos de cobertura establecidos en el apartado 3 del artículo 2 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Se calculará la potencia de generación mínima necesaria para cada año asignándosela a una unidad de generación, hasta llegar a la máxima capacidad por grupo establecida por los estudios de estabilidad en los diferentes subsistemas. Una vez completada la unidad se comienza a asignar potencia a una nueva unidad de generación.

### 3.2.2.1. BALEARES

El OS ha analizado la fiabilidad de la cobertura de la demanda para las islas de Mallorca, Menorca, y el sistema de Ibiza - Formentera. Para ello, 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). Asimismo, ha utilizado una senda de bajas de los grupos existentes basada en las mejores previsiones de la empresa generadora, y a falta de datos específicos de cada central ha supuesto una edad máxima útil de 40 años.

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 generación sobrante 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.

Actualmente, existen interconexiones entre las islas de Mallorca y Menorca, y entre Ibiza y Formentera y entre la isla de Mallorca con la península, a las que se añaden las aprobadas en el programa anual, y que se describen en la Tabla 3.26.

Sistemas Interconectados	Fecha puesta en servicio	Capacidad MVA (* MW)
Mallorca-Menorca 1	en servicio	100
Mallorca-Menorca 2	2019	100
Mallorca-península 1	en servicio	200*
Mallorca-península 2	en servicio	200*
Mallorca-Ibiza 1	2015	120
Mallorca-Ibiza 2	2015	120
Ibiza-Formentera 1	en servicio	11
Ibiza-Formentera 2	en servicio	17
Ibiza-Formentera 3	2018	50
Ibiza-Formentera 4	2018	50

**Tabla 3.26. Interconexiones en servicio o con permisos para conectar los diferentes sistemas**

En el caso de la interconexión entre Mallorca y la península, el OS considera de manera determinista que la capacidad de transporte siempre contará con equivalente potencia disponible en el sistema peninsular.

Los sistemas interconectados han sido analizados conjuntamente, considerando el apoyo probabilístico que pueden darse los sistemas contiguos. Además, el OS tiene en cuenta las siguientes hipótesis adicionales:

- Ibiza y Formentera se consideran un solo sistema y, por tanto un solo nudo, la capacidad de las interconexiones actuales y futuras no se tiene en cuenta.

- Para el enlace Península-Mallorca, el OS asume un exceso de capacidad en el sistema peninsular que permitiría destinar hasta 300 MW al sistema de Mallorca a través del enlace.
- El doble enlace Mallorca-Ibiza a partir de 2015 se considera con una capacidad total de 120MW.
- El enlace Mallorca-Menorca ya existente, se modela con una potencia de 35 MW hasta la entrada del segundo enlace, en el que la potencia de ambos se considera una conjunta de 100MW.
- El OS ha considerado el mantenimiento de los enlaces en los periodos recomendados por el fabricante.

### **Evolución prevista del ACTUAL parque de generación convencional**

En el horizonte 2014 se prevé el desmantelamiento de 23 MW (útiles) en el sistema Ibiza-Formentera: la turbina de gas de Formentera de 11,5 MW y la turbina de gas TG2 de Ibiza también de 11,5 MW útiles.

No se prevén bajas por que los equipos superen los 40 años durante todo el período.

### **Propuestas de nueva generación convencional de los agentes**

Las expectativas de expansión de la generación hasta el horizonte 2020 recibidas de los agentes que se muestran en la Tabla 3.27:

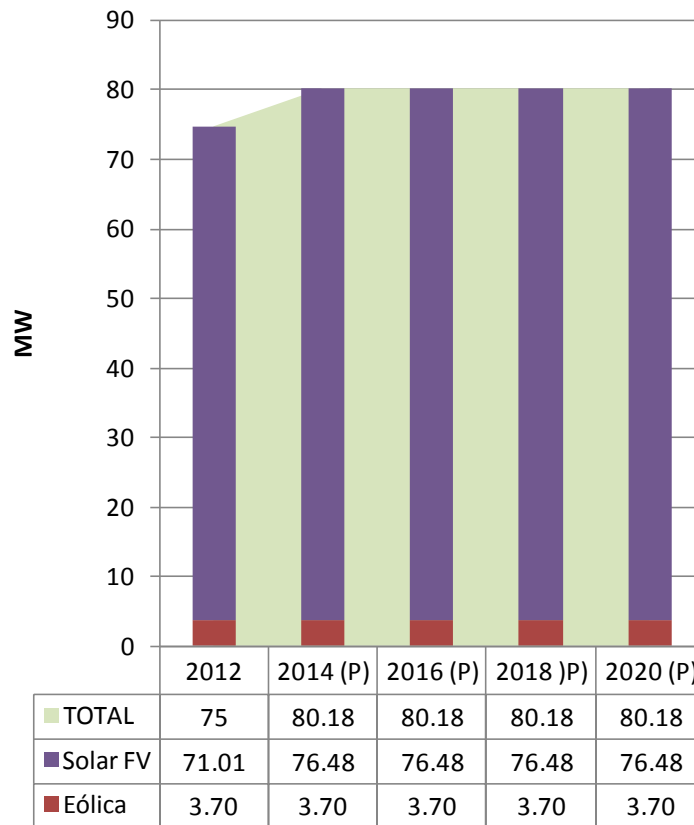
Denominación	Tipo	Pot. Nominal (MW)	Fecha	
			Alta	Baja
Alquiler	Electrógeno	8	1 <sup>er</sup> sem. 2014	2 <sup>do</sup> sem. 2014
Alquiler	Electrógeno	8	1 <sup>er</sup> sem. 2015	2 <sup>do</sup> sem. 2015
Alquiler	Electrógeno	8	1 <sup>er</sup> sem. 2016	2 <sup>do</sup> sem. 2016
Alquiler	Electrógeno	8	1 <sup>er</sup> sem. 2017	2 <sup>do</sup> sem. 2017
Formentera TG2	T. Gas	8	1 <sup>er</sup> sem. 2018	
Formentera TG3	T. Gas	8	1 <sup>er</sup> sem. 2019	
Formentera TG4	T. Gas	8	1 <sup>er</sup> sem. 2019	
Formentera TG5	T. Gas	8	1 <sup>er</sup> sem. 2020	

**Tabla 3.27. Propuestas de nueva generación en Baleares recibidas de los agentes**

### **Evolución prevista del parque generador con fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos**

El OS sólo ha previsto una senda de evolución de las energías renovables coherente con las previsiones del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. En este sentido, se ha previsto mantener las actuales capacidades de generación tanto fotovoltaica como eólica actuales durante todo el período.

En la Figura 3.3, se muestran las dos sendas anteriormente comentadas.



(P): Previsión

**Figura 3.3. Evolución de la generación con renovables en el conjunto de los sistemas de las islas baleares**

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.

### Análisis de la cobertura del sistema

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 2013, 2015 y 2020 se muestra, respectivamente, en la Tabla 3.28, la Tabla 3.29 y la Tabla 3.30.

Mallorca. Cobertura de demanda (b.c.)						
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica instalada (neta) (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
				Máximo retribución	Sólo potencia térmica	
2013	865	0	1.492	1,4	1,72	-
2015 (P)	897	0	1.492	1,4	1,66	<0,01
2020 (P)	1.067	0	1.492	1,4	1,4	<0,01

**Tabla 3.28. Sistema eléctrico insular de Mallorca. Cobertura de demanda (b.c.)**

(P): Previsión

Menorca. Cobertura de demanda (b.c.)						
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica instalada (neta) (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
				Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	116	0	245	1,8	2,11	-
2015 (P)	122	0	245	1,8	2,00	<0,01
2020 (P)	143	0	245	1,8	1,71	<0,01

Para el análisis de cobertura la actual interconexión Mallorca - Menorca se evalúa en 35 MW

(P): Previsión

**Tabla 3.29 Sistema eléctrico insular de Menorca. Cobertura de demanda (b.c.)**

Ibiza-Formentera. Cobertura de demanda (b.c.)						
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica instalada (neta) (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
				Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	207	0	293	1,5	1,37	-
2015 (P)	219	0	319,1	1,5	1,47	<0,01
2020 (P)	268	0	319,1	1,5	1,19	<0,01

Para el análisis de cobertura las dos interconexión Mallorca - Ibiza que se prevén para 2014 (se consideran a partir de 2015) se evalúan en 90 MW

(P): Previsión

**Tabla 3.30. 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, 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.

Tras el análisis de cobertura del escenario superior de Baleares para 2020, el OS concluye que no es precisa la instalación de ninguna nueva generación en el archipiélago en el período 2014-2020.

### 3.2.2.2. 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.

Al igual que en el caso de Baleares las interconexiones tanto actuales como futuras producen un efecto inmediato sobre las necesidades de nueva generación para cubrir la demanda con el nivel de fiabilidad establecido en la legislación española. Así, al mejorar la fiabilidad de los sistemas eléctricos, por las posibilidades de apoyo mutuo en caso de insuficiencia de potencia en uno de ellos son determinantes las conexiones interinsulares para analizar la seguridad de suministro y las necesidades futuras de nueva generación.

La única conexión actual es la que conecta Lanzarote con Fuerteventura que se describe en la Tabla 3.31:

	Fecha puesta en servicio	Capacidad (MVA)
Fuerteventura-Lanzarote	En servicio	60

**Tabla 3.31. Interconexiones en servicio o con permisos**

Para el análisis de cobertura se han supuesto las siguientes nuevas interconexiones Tabla 3.32:

	Fecha puesta en servicio	Capacidad prevista (MVA)
Fuerteventura - Lanzarote	2019	120
Tenerife – La Gomera 1	2020	15
Tenerife – La Gomera 2	2020	15

**Tabla 3.32. Interconexiones previstas para conectar los diferentes sistemas**

Debido a que la capacidad real de operación de las interconexiones no depende sólo de su capacidad física sino de las condiciones de explotación y operación la capacidad real utilizada para modelar la interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura es de 35 MW en el sentido de Fuerteventura a Lanzarote y de 30 MW en el contrario. En el momento de entrada de la nueva interconexión, la capacidad real utilizada en la operación del sistema ascenderá a 60 MW en ambos sentidos. Aunque las interconexiones entre Tenerife y La Gomera están previstas para 2020 afectarán a la cobertura a partir del año 2021.

### **Evolución prevista del actual parque de generación convencional**

En los sistemas canarios durante este período se prevé que pueda darse un cierre importante de instalaciones, en su mayor parte por problemas relacionados con las emisiones o con los permisos administrativos. En 0 se muestra un resumen de las potencias que se darán de baja

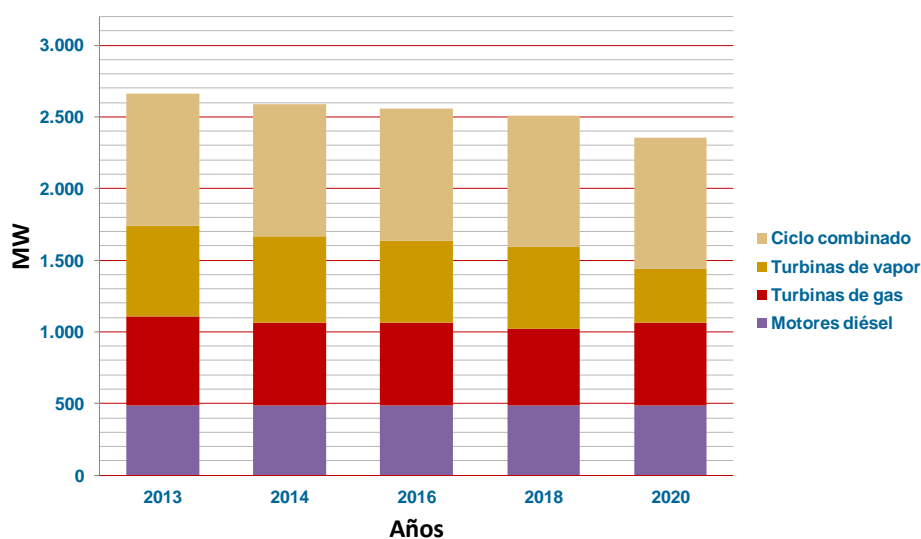
clasificada por motivación y en la Figura 3.4 la evolución de la potencia instalada por tipo de tecnología.

<b>Bajas de grupos térmicos en Canarias (MW)</b>			
<b>Año</b>	<b>MW por problemas medio ambientales</b>	<b>MW por razones administrativas</b>	<b>MW por fin de vida útil (&gt;40años)</b>
2013	28,0		
2014 (P)		3,1	4,5
2015 (P)			7,6
2016 (P)			7,6
2017 (P)		43,2	
2019 (P)	185,7		
2020 (P)			8,4
<b>TOTAL</b>	<b>213,7</b>	<b>86,3</b>	<b>28,2</b>

El grupo del Hierro Llanos Blancos Diesel 7 de 0,7 MW se da de baja en 2014 por decisión de ENDESA, antes de cumplir los 40 años

(P): Previsión

**Tabla 3.33. Potencia que se dará de baja en el período por tipo de motivación**



**Figura 3.4. Evolución del actual parque generador térmico en los sistemas de las Islas Canarias**

### Propuestas de nueva generación convencional de los agentes

Red Eléctrica de España ha recibido las propuestas de los agentes sobre sus expectativas de expansión de la generación hasta el horizonte 2020 que se muestran en la Tabla 3.34.

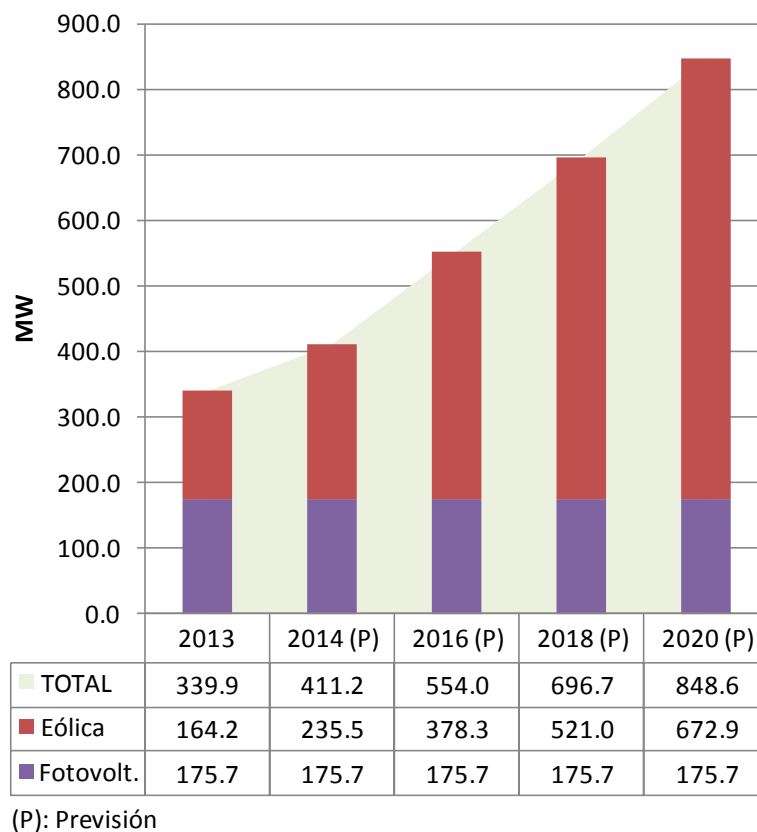
Nombre	Nudo	Tensión	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de alta
<b>Tenerife</b>					
Ciclo comb. 3 Granadilla	Abona	220	TG1	77	2018
			TG2 y TV	153	2020
Ciclo comb. Candelaria	Caletillas	220	TG1	77	2018
			TG2 y TV	153	2020
<b>Fuerteventura</b>					
Barranco de la torre D1	Antigua	132	Diesel	18	--
Barranco de la torre D2	Antigua	132	Diesel	18	--
Barranco de Guerepe	Barranco de Guerepe	132	Turbina de gas	22,8	2020
Salinas D10	Salinas	66	Diesel	18	2015
Salinas D11	Salinas	66	Diesel	18	2020
Guerepe D1	Nueva Central	132	Diesel	8	--
Guerepe D2	Nueva Central	132	Diesel	8	--
Guerepe D3	Nueva Central	132	Diesel	8	--
Guerepe D4	Nueva Central	132	Diesel	8	--
Guerepe D5	Nueva Central	132	Diesel	8	--
Guerepe TV	Nueva Central	132	Turbina de vapor	2,8	--
<b>Lanzarote</b>					
Punta Grande D11	Punta Grande	66	Diesel	18	2013
Punta Grande D12	Punta Grande	66	Diesel	18	2017
Punta Grande D13	Punta Grande	66	Diesel	18	2020
<b>La Palma</b>					
Los Guinchos Diesel 16	Guinchos	66	Diesel	12	2020

**Tabla 3.34. Propuestas de nueva generación de origen térmico en Canarias recibidas de los agentes**

### **Evolución prevista del parque generador con fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos**

El OS sólo ha previsto una senda de evolución de las energías renovables coherente con las previsiones del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. En este sentido el OS ha previsto elevar las actuales capacidades de generación tanto fotovoltaica como eólica hasta el total previsto por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo hasta el momento de realizar este informe (Figura 3.16)





**Figura 3.5. Evolución de la generación con renovables en el conjunto de los sistemas de Canarias**

Son especialmente relevantes para el análisis de fiabilidad de los subsistemas canarios la importante instalación prevista de energías renovables (eólica) y las nuevas instalaciones previstas de grupos 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, el OS ha considerado la contribución probabilista de la energía eólica de la siguiente manera. 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, ha supuesto válidos los de los sistemas vecinos. Ha 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 uno de los meses del año, es superada con 95% de probabilidad. Para cada día de cada mes, se reparte dicha energía diaria según el perfil horario correspondiente a cada uno de esos días. Se comprueba que la energía fotovoltaica reduce considerablemente las probabilidades de pérdida de carga en los meses de verano.

Se ha considerado la siguiente evolución de las energías renovables Tabla 3.35:

Gran Canaria				Tenerife				Lanzarote			
Año	Eólica	Fotovolt.	TOTAL	Año	Eólica	Fotovolt.	TOTAL	Año	Eólica	Fotovolt.	TOTAL
2013	86,2	36,1	122,3	2013	37,0	116,2	153,2	2013	8,8	7,01	15,8
2015 (P)	158,2	36,1	194,3	2015 (P)	89,2	116,2	205,4	2015 (P)	16,2	7,01	23,2
2020 (P)	338,31	36,1	374,4	2020 (P)	219,7	116,2	335,9	2020 (P)	38,5	7,01	45,5
Fuerteventura				La Palma				La Gomera			
Año	Eólica	Fotovolt.	TOTAL	Año	Eólica	Fotovolt.	TOTAL	Año	Eólica	Fotovolt.	TOTAL
2013	13,1	12,24	25,3	2013	7,0	4,13	11,1	2013	0,4	0	0,4
2016 (P)	24,5	12,24	36,7	2015 (P)	7,0	4,13	11,1	2015 (P)	0,4	0	0,4
2020 (P)	57,4	12,24	69,6	2020 (P)	7,0	4,13	11,1	2020 (P)	0,4	0	0,4
El Hierro				TOTAL Canarias							
Año	Eólica	Fotovolt.	TOTAL	Año	Eólica	Fotovolt.	TOTAL				
2013	11,8	0,03	11,8	2013	164,3	175,71	340,0				
2015 (P)	11,8	0,03	11,8	2015 (P)	307,3	175,71	483,0				
2020 (P)	11,8	0,03	11,8	2020 (P)	673,11	175,71	848,8				

**Tabla 3.35. Nueva generación de origen renovable por subsistemas en Canarias**

(P): Previsión

La contribución en los sistemas interconectados es similar a la expuesta para el SNP balear, realizando el OS 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 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 Canarios 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 gestión y previsión, el OS considera 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 una central hidráulica reversible en Gran Canaria, aunque se analiza la afección a la cobertura en el caso de que construyan antes de 2020 el resto 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, pese a lo dispuesto en el Plan Canarias el OS sólo considerará uno de los cuatro sistemas hidroeléctricos reversibles contemplados en dicho Plan que permitirían el máximo uso de energía renovable mediante el almacenamiento de los excedentes no integrables de energía renovable (fundamentalmente eólica) y, a la vez, dotarían 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. El sistema hidroeléctrico que se ha considerado es el previsto en Gran Canaria, ya que es el único que, de la propuesta original del promotor, sigue en curso.

El proyecto ubicado en Gran Canaria supone una potencia instalada de 200 MW, y se prevé su puesta en funcionamiento al final del horizonte de planificación.

El sistema hidro-eólico de El Hierro contará con un sistema de turbinación – bombeo, de 11,3 MW de turbinación y 6 MW de bombeo desde el año 2014.

De la propuesta inicial de los promotores sólo queda el indicado en la Tabla 3.36:

Nombre	Nudo	Tensión (kV)	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de alta
<b>Gran Canaria</b>					
Soria-Chira	Santa Águeda	220	Bombeo	200	2017

**Tabla 3.36. Nueva generación de bombeo por subsistemas suministrada por los promotores**

La consideración de los grupos de bombeo en los análisis de fiabilidad adquiere igualmente gran relevancia en los SE canarios de cara al dimensionamiento de la potencia térmica necesaria. La disponibilidad de potencia correspondiente a los sistemas de bombeo está condicionada a la disponibilidad de recursos hídricos en los vasos superiores, los cuales deben haber sido “cargados” en horas de excedentes de producción disponible, ya sea de origen renovable o térmico (en este último caso cuando sea necesario por seguridad del sistema o cuando por motivos de eficiencia energética sea ventajoso para el sistema).

La contribución de los sistemas 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 día del año, el OS ha analizado los excedentes horarios de potencia disponible tanto de origen térmico como de origen renovable con criterios muy conservadores, 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 renovable (no gestionable) 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 ser necesario 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 y sistemas de bombeo.

### **Potencia térmica adicional**

Ante las posibles necesidades de potencia térmica adicional, el OS estima 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
- Tenerife: 70 MW
- Lanzarote – Fuerteventura: 18 MW
- La Palma: 8 MW
- La Gomera: 3 MW
- El Hierro: 2 MW

Estos valores, válidos para cualquier tipo de generación –no exclusivamente térmica- o agrupación de las mismas que compartan punto de conexión a red, están basados en los resultados de estudios realizados por el OS, 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.

### Subsistema Gran Canaria

La Tabla 3.37 presenta los resultados de los estudios de cobertura hasta el año 2020 para el sistema de Gran Canaria según el criterio de fiabilidad establecido. En esta tabla se han incluido los dos grupos previstos de Biomasa como potencia térmica disponible ya que su funcionamiento, desde el punto de vista de cobertura es asimilable, aunque con afección al índice de cobertura por la mitad de su potencia (se utiliza el mismo índice que el peninsular).

Gran Canaria. Cobertura de demanda (b.c.)									
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica disponible (MW) <sup>(1)</sup>	Potencia turbinación -bombeo (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura			LOLE (máximo mensual h/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	Con aportación bombeo	
2013	548,0	0	909		122,3	1,5	1,7	1,7	
2014 (P)	574,9	0	881		158,3	1,5	1,5	1,5	< 0,01
2015 (P)	595,0	0	881		184,3	1,5	1,5	1,5	< 0,01
2020 (P)	688,3	0	811	200	374,4	1,5	1,2	1,4	< 0,01

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de potencia neta.

(P): Previsión

**Tabla 3.37. Sistema eléctrico insular de Gran Canaria. Cobertura de demanda (b.c.) 2013-2020**

En el año 2019 se considera la baja de los grupos de vapor 4 y 5 de la CT Jinámar ya que la empresa propietaria se ha acogido al límite de 17.500 horas de funcionamiento establecido en la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre, sobre las Emisiones Industriales, y se estima que agotarán dichas horas a finales de 2018.

Por otro lado, se ha considerado que a final del horizonte entra en funcionamiento un sistema de bombeo de 200 MW, no siendo necesaria la instalación de generación térmica adicional durante el periodo comprendido entre 2012-2020.

El retraso en la construcción del grupo de bombeo, que aparte de la gestión de las energías renovables y su mejor implantación (sólo se analiza el punto de vertidos), tiene un impacto sobre la cobertura a partir de 2020.

### Subsistema Tenerife

La Tabla 3.38 presenta los resultados de los estudios de cobertura para el sistema eléctrico de Tenerife según el criterio de fiabilidad establecido, hasta el año 2020.

Tenerife. Cobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Nueva generación necesaria (MW)	Potencia térmica disponible (MW) <sup>(1)</sup>	Potencia turbina.-bombeo (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	542,4		962,0		153,2	1,5	1,8	
2014 (P)	578,2		962,0		179,3	1,5	1,7	< 0,01
2015 (P)	595,0	0	919,3		125,4	1,5	1,5	0,15
2020 (P)	706,6	150	933,3		335,9	1,5	1,3	0,18

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

(P): Previsión

**Tabla 3.38. Sistema eléctrico insular de Tenerife. Cobertura de demanda (b.c.) 2013-2020**

Para el cálculo de la potencia adicional necesaria para la cobertura de la demanda el OS ha tenido en cuenta la baja de los siguientes grupos de generación, antes de 2013:

- Grupos vapor 3 y 4 de la CT Candelaria 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.
- Grupos diesel 1, 2 y 3 de la CT Candelaria, debido a consideraciones medioambientales.
- Grupo de gas 3 de la CT Candelaria, según lo establecido en la Planificación de los sectores de gas y electricidad 2008-2016.

En el año 2014, se dan de baja las turbinas de gas de Guía Isora (43 MW). Estos grupos cuentan con puesta en servicio provisional desde el 03/09/10, según Resolución nº 1784/2010 de la Dirección General de Industria y Energía. Dicha resolución es válida hasta la puesta en marcha de la línea de alta tensión 220 kV entre la CT de Granadilla y la SE 220/66 kV de Los Vallitos y, como máximo, hasta el 27 de enero de 2014. Dichas turbinas no están inscritas en el RAIPEE.

- En el año 2017 se dan de baja las turbinas de gas de Arona (43 MW). Estos grupos cuentan con puesta en servicio provisional desde el 25/08/2010, según Resolución nº 1761/2010 de la Dirección General de Energía. Dicha autorización es válida hasta la puesta en marcha de la línea de alta tensión 220 kV entre la CT de Granadilla y la SE 220/66 kV de Los Vallitos y, como máximo, hasta el 14 de junio de 2017.
- En el año 2019 se considera la baja de los grupos de vapor 5 y 6 de la CT Candelaria ya que la empresa propietaria se ha acogido al límite de 17.500 horas de funcionamiento establecido en la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre, sobre las Emisiones Industriales, y se estima que agotarán dichas horas a finales de 2018.

Aunque la autorización administrativa de los grupos de Guía Isora termina el 24 de enero de 2014, es necesario indicar que estas turbinas seguirán siendo necesarias, por seguridad del sistema ya que todavía no se ha finalizado la red que permite la no utilización de estos grupos para mantener la seguridad de suministro en la zona. Pese a todo, el análisis de cobertura se ha realizado contando con su baja.

De los análisis de cobertura en el caso base el OS deduce que se precisa nueva generación en Tenerife desde 2018: se deben tener instalados para la cobertura de la demanda del sistema aislado 25 MW. Esta cantidad aumenta paulatinamente siendo necesario un incremento acumulado de potencia hasta 2020 de 150 MW (125 adicionales entre 2016 y 2020).

En el caso de una interconexión con La Gomera (antes de la fecha prevista para 2020) y la instalación de un grupo de bombeo, las necesidades en 2020 disminuirían a un total de 14 MW.

En el caso de que no se dieran de baja las turbinas de gas de Guía Isora (43 MW) o las turbinas de gas de Arona (43 MW), en el año 2020, sería precisa la construcción de unos 70 MW de nueva generación en Tenerife, siempre y cuando no se construya el grupo de bombeo que estaba inicialmente previsto.

### Subsistema de Fuerteventura – Lanzarote

#### Lanzarote

Para el subsistema eléctrico de Lanzarote, la Tabla 3.39 presenta las necesidades de potencia instalada de tipo convencional, que garantiza la cobertura de la demanda según el criterio de fiabilidad establecido.

El parque generador actual no presenta ninguna modificación a lo largo del período.

Lanzarote. Cobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica disponible (MW) <sup>(1)</sup>	Capacidad interconexión de FV a LZ (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	107,7	0	187	35	15,8	1,6	1,7	< 0,01
2014 (P)	141,8	0	187	35	19,5	1,6	1,3	< 0,01
2015 (P)	146,1	0	187	35	23,3	1,6	1,3	< 0,01
2020 (P)	171,6	0	187	60	45,5	1,6	1,1	0.1

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

(P): Previsión

**Tabla 3.39. Sistema eléctrico insular de Lanzarote. Cobertura de demanda (b.c.) 2013-2020**

#### Fuerteventura

La Tabla 3.40 presenta los resultados del análisis de cobertura del subsistema de Fuerteventura (siempre ligado al de Lanzarote) hasta el año 2020.

Fuerteventura. Cobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica disponible (MW) <sup>(1)</sup>	Capacidad interconexión de FV a LZ (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	107,7	0	159,3	30	25,3	1,7	1,5	
2014 (P)	112,1	0	159,3	30	30,9	1,7	1,4	< 0,01
2015 (P)	116,2	0	159,3	30	36,6	1,7	1,4	< 0,01
2020 (P)	143,5	24	171,6	60	69,6	1,7	1,2	0,15

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

La capacidad de la interconexión entre Fuerteventura y Gran Canaria en 2020 se considera de una capacidad de 90 MW

(P): Previsión

**Tabla 3.40. Sistema eléctrico insular de Fuerteventura. Cobertura de demanda (b.c.) 2013-2020**

Se ha previsto la baja de los grupos diesel 1 y 2 de 3,8 MW cada uno a partir de 2016 y del grupo diesel 3 de 4,1 MW en 2019 por edad superior a 40 años.

En Fuerteventura y en las condiciones base, se precisa de nueva generación térmica en 2020: 24 MW más en esta isla para mantener el LOLE por debajo del límite máximo en el escenario superior. Este incremento no se precisaría en el caso de que se realizase una interconexión con Gran Canaria, en 2019.

En el caso de que la demanda evolucione según el escenario central, tampoco sería preciso ningún MW adicional en 2020, incluso sin interconexión.

### Subsistema de La Palma

Para el sistema eléctrico de La Palma, la Tabla 3.41 presenta la evolución de los parámetros de cobertura que garantizan el cumplimiento de los índices de fiabilidad.

La Palma Cobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Nueva gener. Necesar. (MW)	Pot. térmica disponibl. (MW) <sup>(1)</sup>	Pot. Turbin. bombeo (MW)	Pot. Renova. (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máx. mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo pot. Térmica	
2013	41,5	0	95,8	-	11,1	1,8	2,31	
2014 (P)	48,0	0	92,0	-	11,1	1,8	1,92	0,02
2015 (P)	49,8	0	84,4	-	11,1	1,8	1,69	0,04
2020 (P)	61,2	9,5	93,4	-	11,1	1,8	1,53	0,17

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

(P): Previsión

**Tabla 3.41. Sistema eléctrico insular de La Palma. Cobertura de demanda (b.c.) 2013-2020**



En el proceso de evolución de los grupos térmicos se han dado de baja aquellos grupos con edad superior a 40 años, lo que hace que, en el caso de La Palma se deban dar de baja los grupos indicados en la Tabla 3.42, y que suman una potencia de 15,7 MW en 2020.

La Palma			
Grupo	Tecnología	Potencia neta (MW)	Año de baja
LG DSL 6	Motor diesel	3,8	2014
LG DSL 7	Motor diesel	3,8	2015
LG DSL 8	Motor diesel	3,8	2015
LG DSL 9	Motor diesel	4,3	2020

**Tabla 3.42. Grupos que se darán de baja en La Palma por superar los 40 años hasta 2020, incluido**

Esta regla hay que tomarla como norma general y con el fin de poder prever posibles bajas de grupos térmicos en el futuro. En el caso del grupo Los Guinchos diesel 6 ha cumplido sus 40 años durante el año 2013 y, por tanto teóricamente habría que darlo de baja en 2014. No obstante, este grupo sigue funcionando con un alto índice de fiabilidad y con un coste relativamente bajo, por lo que se programa habitualmente.

De los resultados de los análisis de cobertura con demanda superior el OS deduce que se prevé una necesidad de nueva generación a partir de 2017. En ese año se precisa tener una nueva generación térmica de 0,5 MW adicionales, que se convierten en 9,5 MW en total en 2020.

En el caso de la instalación de un bombeo en 2017 no será precisa la instalación de esta nueva generación.

### Subsistema de La Gomera

La Tabla 3.43 muestra la evolución de los parámetros de cobertura en La Gomera para garantizar el cumplimiento de los índices de fiabilidad establecidos.

Durante el período no se prevé la baja de ningún grupo de los actuales en funcionamiento.

La Gomera. Cobertura de Demanda (b.c.)							
Año	Punta de potencia (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica instalada (MW) <sup>(1)</sup>	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
					Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	11,3	0	19,7	0,4	1,8	1,7	-
2014 (P)	12,2	0	19,7	0,4	1,8	1,6	0,06
2015 (P)	12,5	0	19,7	0,4	1,8	1,6	0,06
2020 (P)	14,8	1	21,2	0,4	1,8	1,4	0,17

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

(P): Previsión

**Tabla 3.43. Sistema eléctrico insular de La Gomera. Cobertura de demanda (b.c.) 2012-2020**

Del análisis de los estudios de cobertura el OS deduce que se precisaría la conexión de 0,5 MW térmicos adicionales desde 2018, que en 2020 ascienden a 1MW. Aunque la nueva interconexión con Tenerife está prevista para 2020, si se realizará una interconexión con Tenerife en 2017, o en su caso se instala un grupo reversible antes de esa fecha, no sería precisa la instalación de esta nueva generación.

Tampoco sería necesario instalar nueva generación en el período en el caso de que la demanda siguiera la evolución del escenario previsto como central.

### Subsistema de El Hierro

La Tabla 3.44 presenta la evolución de los parámetros de cobertura y la necesidad de nueva generación de origen térmico que garantizaría la cobertura de la demanda según el criterio de fiabilidad establecido, bajo las condicionantes de modelos renovables indicados.

El Hierro Cobertura de Demanda (b.c.)									
Año	Punta prevista (MW)	Nueva genera. Necesaria (MW)	Pot. Térmica Disponible (MW) <sup>(1)</sup>	Pot. turbinación -bombeo (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura			LOLE (máx. mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo pot. Térmica	Térmico + bombeo	
2013	7,5		11,2		11,8	1,8	1,5	1,5	
2014 (P)	7,6		12,5	11,3 / 6	11,8	1,8	1,7	2,4	< 0,01
2015 (P)	7,9		12,5	11,3 / 6	11,8	1,8	1,6	2,9	< 0,01
2020 (P)	9,9		12,5	11,3 / 6	11,8	1,8	1,3	1,9	< 0,01

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta, no obstante la potencia nominal (en 2012) es de 14,2 MW.

(P): Previsión

**Tabla 3.44. Sistema eléctrico insular de El Hierro. Cobertura de demanda (b.c.) 2012-2020**

La evolución del equipo térmico implica el desmantelamiento del grupo Llanos Blancos Diesel 7, efectivo a partir de 2014, y la instalación del nuevo grupo Llanos Blancos Diesel 16, de 1,3 MW (útiles).

Los resultados del análisis de cobertura realizados por el OS muestran que no es precisa la instalación de nueva generación en todo el período de planificación, en el escenario de demanda superior.

### 3.2.2.3. CEUTA Y MELILLA

En Ceuta y Melilla aplican los mismos criterios de fiabilidad ya expuestos para los sistemas insulares.

Actualmente no existe ninguna interconexión entre la Península y los sistemas no peninsulares de Ceuta y Melilla, ni directa, ni indirecta a través de Marruecos. No obstante, está prevista la realización de una interconexión entre Ceuta y la Península. Así, para el análisis de cobertura el OS ha supuesto las siguientes nuevas interconexiones Tabla 3.45:

Sistemas Interconectados	Fecha puesta en servicio	Capacidad de explotación prevista
Península-Ceuta 1	2020	50,0
Península-Ceuta 2	2020	50,0

**Tabla 3.45. Interconexiones previstas para conectar Ceuta y la Península**

### Evolución prevista del actual parque de generación convencional

Durante el período analizado, ENDESA no tiene previsto el cierre de ningún grupo, no obstante en el año 2020, dos grupos diesel de Melilla cumplen más de 40 años:

Melilla. Generación térmica que se da de baja en el análisis de cobertura					
Grupo	Tecnología	Potencia (MW)	Potencia neta (MW)	Fecha alta comercial	Año de baja por cumplir 40 años
Melilla 5	Motor diesel	5,8	5,3	01/12/1980	2020
Melilla 6	Motor diesel	5,8	5,3	01/11/1980	2020
<b>Total potencia de baja</b>		11,5	10,6		

**Tabla 3.46. Grupos que se darán de baja en Ceuta y Melilla.**

### Evolución prevista del parque generador de con fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

El OS no ha considerado para el análisis de cobertura ninguna aportación de eólica o energía de origen fotovoltaico. Sólo ha considerado la aportación de la incineradora de REMESA, ya funcionando, en el sistema de Melilla con una potencia neta de 1,5 MW.

### Propuestas de nueva generación convencional de los agentes.

Se ha propuesto un único grupo en Melilla.

Melilla. Generación convencional prevista por los agentes			
Grupo	Tecnología	Potencia (MW)	Fecha alta comercial
Melilla 15	Motor diesel	12,6	2017

**Tabla 3.47. Propuesta de los agentes de nueva generación en Ceuta y Melilla.**

### Resultados del análisis de cobertura

El OS ha realizado los cálculos para 2020 teniendo en cuenta la capacidad de la nueva interconexión a 132 kV, y ha analizado el caso de que no se disponga de ella en ese momento. Los resultados 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 prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica instalada (MW) <sup>(1)</sup>	Índice de cobertura			LOLE (máximo mensual horas/mes)
				Máximo	Sólo potencia térmica	Con aportación cables	
2013	34,47	0	90,52	1,8	2,62	-	-
2014 (P)	41,01	0	90,52	1,8	2,21	-	<0,01
2015 (P)	44,02	0	90,52	1,8	2,05	-	<0,01
2020 (P)	51,44	0	79,92	1,8	1,55	2,33	0,07

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

<sup>(2)</sup> Para el análisis de cobertura la interconexión Península Ceuta se evalúa en 40 MW, para este ejercicio (puede llegar a ser muy superior) en 2020 exclusivamente

(P): Previsión

**Tabla 3.48. Sistema eléctrico de Ceuta. Cobertura de demanda (b.c.)**

Melilla. Cobertura de demanda (b.c.)						
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica instalada (MW) <sup>(1)</sup>	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
				Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	38,14	0	75,6	1,9	1,98	
2014 (P)	38,89	0	75,6	1,9	1,94	< 0,01
2015 (P)	41,69	0	75,6	1,9	1,81	< 0,01
2020 (P)	47,52	9,0	65,0	1,9	1,56	0,18

<sup>(1)</sup> Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta. Además se utilizan la potencia de la incineradora REMESA (1,5 MW útiles más)

(P): Previsión

**Tabla 3.49. Sistema eléctrico de Melilla. Cobertura de demanda (b.c.)**

El OS estima que en Ceuta no sea preciso instalar nueva generación para la cobertura del sistema en el período considerado, y tampoco en los siguientes años, en el caso de que finalmente se ponga en servicio la interconexión con la Península.

Respecto a la sensibilidad a la instalación de la interconexión Ceuta-Península y desde el punto de vista exclusivo de cobertura el OS estima que no será precisa su puesta en servicio en 2020, no obstante el ahorro en el coste de la energía sería suficiente razón para justificar su puesta en servicio.

Respecto a Melilla el OS considera que sólo se precisa instalar en 2020 nueva generación (9MW) para sustituir a los dos grupos diesel que se han previsto dar de baja al cumplir 40 años, y sólo en el caso de que finalmente así ocurra.

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, aunque la estimación del tamaño máximo de los grupos es de 8 MW, tanto en Ceuta como en Melilla, incidentes con pérdida de generación por encima de los 4 MW, producen una variación de frecuencia tal que actúan los relés de deslastre de cargas produciéndose un corte de mercado. No obstante, no se ha respetado este límite en Ceuta, en donde actualmente hay instalados 5 grupos de más de 11,5 MW en un sistema en el que la punta de demanda en 2011 fue de 38 MW: la demanda punta se cubre con cuatro de estos grupos.

El hecho de que se instalen y reconozcan generadores de este tamaño obliga a una mayor inversión en generación para mantener las condiciones de reserva estipuladas, y un nivel del LOLE (que no tiene en cuenta los deslastres de carga por actuación de los relés de subfrecuencia). Además se debe analizar con mucho detalle los períodos de mantenimiento de las centrales de gran tamaño, ya que la coincidencia en dos de ellas hace problemática la cobertura, e incluso si se tiene en cuenta la necesidad de regulación haría imposible la operación segura de estos sistemas.

### **3.3. CRITERIOS DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**

#### **3.3.1. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**

La metodología de planificación de la red de transporte de electricidad comprende un conjunto de etapas orientadas a la identificación de problemas y a la 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.

Las soluciones que se incluyen en este documento implican una mejora de la red de transporte, ya sea modificando algún elemento existente o construyendo un elemento nuevo. Las actuaciones mediante las cuales se lleva a cabo dicha mejora se clasifican en dos tipos:

- Estructurales: Actuaciones que contribuyen al buen funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto a nivel nacional o zonal.
- De conexión: Permiten la conexión de un único agente al sistema eléctrico (gran consumidor, generación o almacenamiento) o un beneficio local (apoyo a la red de distribución)

Dentro de estas dos categorías, cada una de las actuaciones incluidas en este documento en base a las siguientes motivaciones, las cuales permiten su jerarquización:

- Estructurales
  - RRTT (Resolución de restricciones técnicas). Estas actuaciones reducen los costes del sistema. Se incluyen en este grupo, entre otras, actuaciones para la reducción de sobrecargas o problemas de tensión.
  - SdS (Seguridad de suministro). Estas actuaciones evitan cortes de suministro, locales o zonales.
  - Fiab (Fiabilidad). Estas actuaciones garantizan la seguridad del sistema en su conjunto. Dentro de este grupo se incluirían actuaciones para la reducción de la corriente de cortocircuito o eliminación de configuraciones en “T”, entre otras.
  - Int (Interconexiones). Se trata de actuaciones necesarias para conexiones internacionales, conexiones Península-sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares.
- Conexión
  - ATA: actuaciones para alimentación del tren de alta velocidad.
  - EvGen: actuaciones para evacuación de generación (EvCo: Evacuación de generación convencional; EvRe: Evacuación de generación renovable, cogeneración y residuos)
  - Alm: actuaciones necesarias para el acceso de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía (bombeo).
  - ApD: actuaciones para apoyo a distribución y demanda de grandes consumidores excepto ATA.

La detección de problemas y definición de soluciones está sujeta a la incertidumbre de la actuación futura de los agentes (consumo, generación y almacenamiento), tanto en lo referente a la puesta en servicio de nuevas instalaciones como en lo referente al volumen de consumo y producción que se materialice en cada momento del año. En este sentido, se han incluido las actuaciones en función del grado de certidumbre del problema/necesidad y en función del número y tamaño de los agentes afectados.

### 3.3.2. 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 y calidad de producto en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español (SEPE) está dentro de los valores de referencia establecidos en la normativa vigente, reflejando de esta manera un nivel de calidad global adecuado, y favorable en comparaciones internacionales.

Por otra parte, en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIEs) se ha puesto de manifiesto un grado de calidad inferior, registrándose en los últimos 9 años incumplimientos en los indicadores de referencia de continuidad de suministro (ocasionales en el Sistema Balear y más numerosos en el Sistema Canario).

En todo caso, como quiera que los indicadores de calidad tienen un carácter fundamentalmente global y finalista, deben considerarse como complementarios a los estudios de fiabilidad –que son los determinantes en la decisión de expansión de red- y en este contexto, resulta de gran importancia realizar un análisis detallado de la experiencia de la calidad en los últimos años. El presente capítulo aborda dicho análisis para el 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, seleccionando las conclusiones más relevantes, especialmente en lo relativo a los indicadores locales, 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.

### 3.3.2.1. 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).

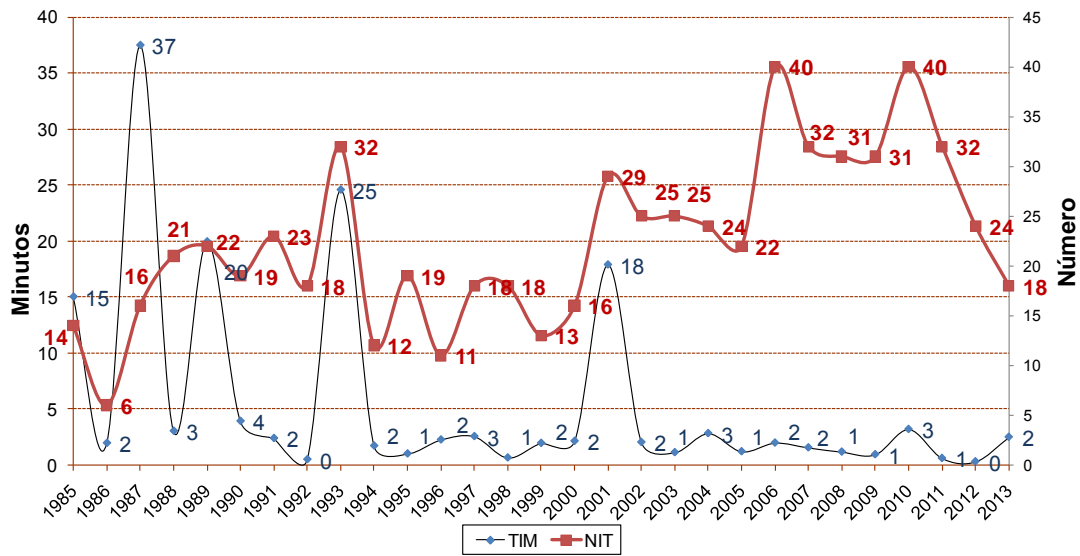


Figura 3.6. Evolución del TIM y NIT de la RdT 1985-2013

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

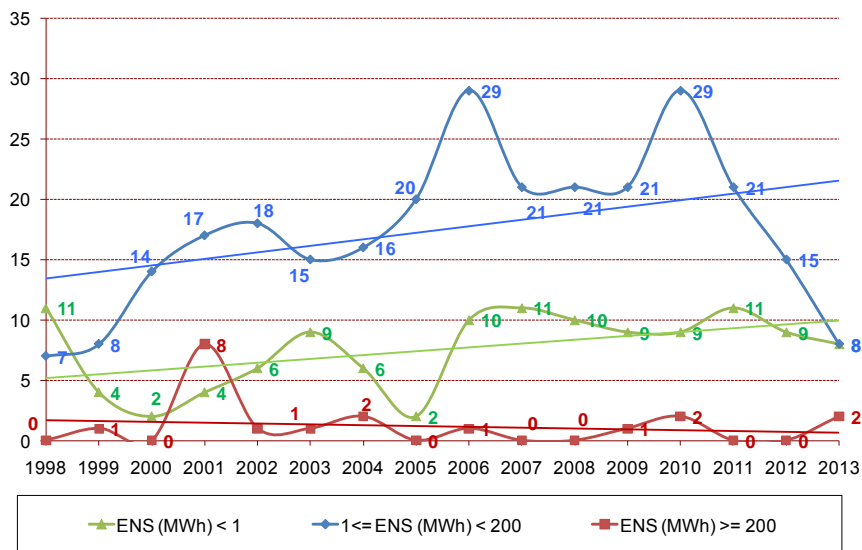
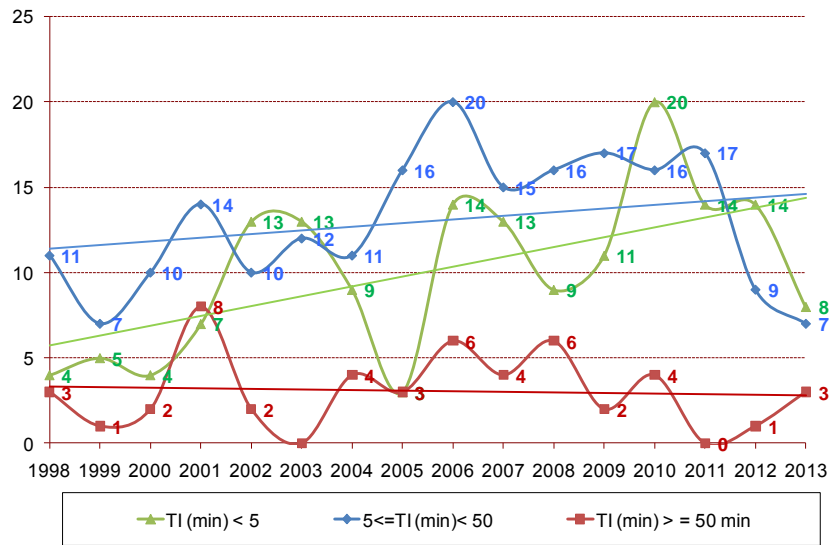


Figura 3.7. Evolución número de interrupciones según su ENS

Como se puede observar, hay muy pocas interrupciones de más de 200 MWh. El año en que más hubo fue el 2001 llegando a tener 8 interrupciones de este tipo, que llegaron a representar aproximadamente un 28 % del total de energía no suministrada.



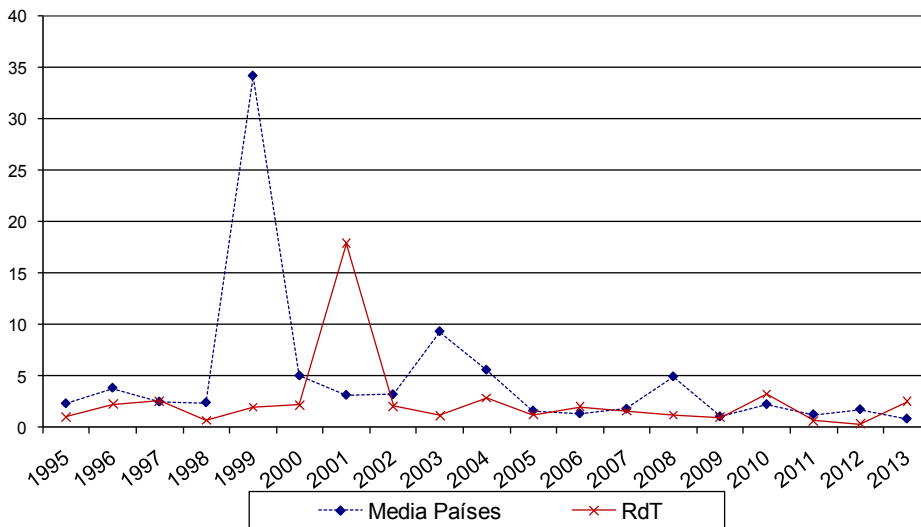


**Figura 3.8. Evolución número de interrupciones según su duración**

En cuanto a la duración, también es pequeña la proporción de interrupciones que superan 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 periodo 1995-2013 en la Red de Transporte del SEPE y una media de las empresas europeas.



**Figura 3.9. Comparativa internacional del TIM**

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

### 3.3.2.2. ANÁLISIS GLOBAL ASOCIADO A FACTORES GENERALES

Como factores generales más relevantes con influencia en la continuidad de suministro (interrupciones registradas en un período de estudio 2007-2013 <sup>10</sup>) 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 un factor muy significativo, ya que la mayor parte de las interrupciones (aproximadamente un 80% entre 2007 y 2013) se dan en nudos “insuficientemente mallados”<sup>11</sup>. 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 mediante una sola rama de la red de transporte -. 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, la potencia instalada en los nudos insuficientemente mallados en el año 2013 era el 53 % del total, proporción significativamente inferior al porcentaje de Energía No Suministrada (ENS) entre 2007 y 2013 asociado a los mismos que llega hasta el 74%.

<sup>10</sup> Se analiza ese período de estudio concreto a efectos de simplificación de cálculos porque incluye una muestra de interrupciones de suministro que puede considerarse representativa de la población de interrupciones de red de transporte de los últimos 10 años.

<sup>11</sup> 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.

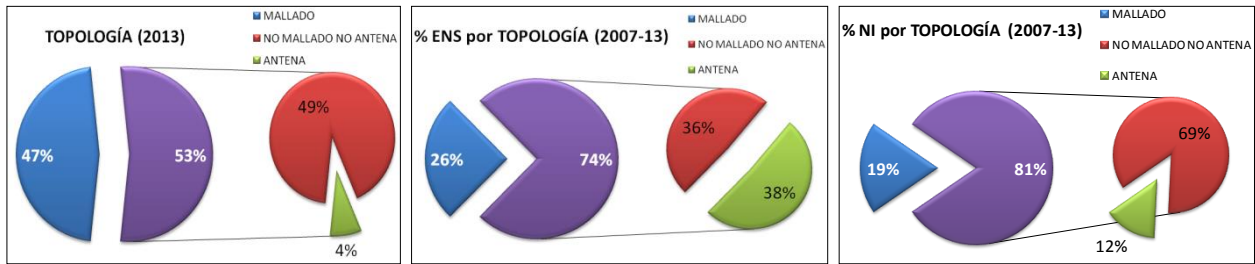


Figura 3.10. MVA instalada (2013) vs. ENS y NI por topología (2007 a 2013)

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 (35.370 MVA), sólo un 24 % 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.

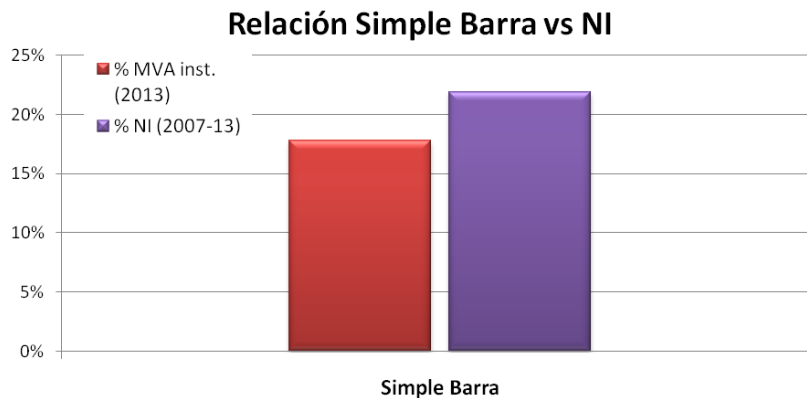
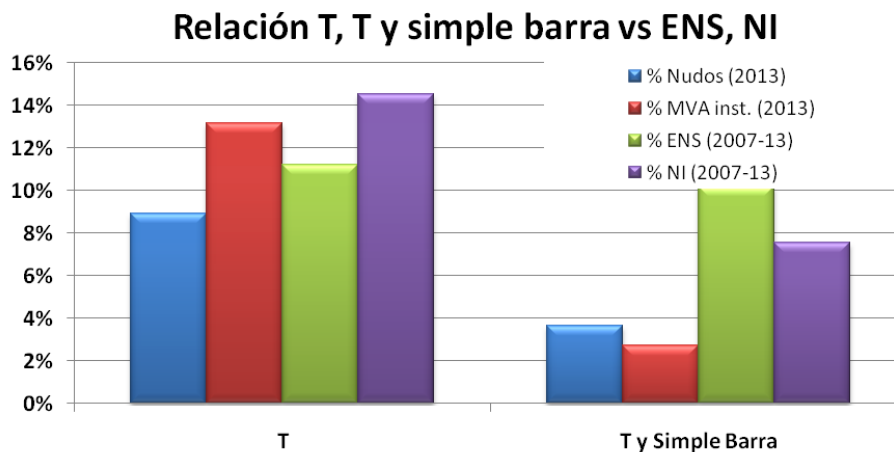


Figura 3.11. Efecto de las configuraciones en simple barra respecto al NI del SEPE

Otro factor de relevancia por su contribución al número de interrupciones es la existencia de subestaciones con configuración de simple barra, donde, según se refleja en la Figura 3.11, se concentran un 22% del número de interrupciones en punto frontera entre los años 2007-2013 pese a representar un 17% de la potencia instalada en el año 2013.

Conviene así mismo reflejar como factor también relevante, la participación sobre la ENS total y el NI del sistema eléctrico peninsular de aquellas líneas con conexión en T, cuya contribución a la ENS y NI total para los años comprendidos entre 2007 y 2013 supera el 10% y el 14% respectivamente, mientras que únicamente constituyen el 9% del total de nudos del sistema a cierre del 2013. Este efecto se maximiza sinérgicamente al combinar el efecto de aquellas conexiones en T con configuración de simple barra, en las que podemos llegar a observar una contribución a la ENS total del sistema (10%) que representa casi 3 veces el porcentaje que este tipo de conexiones constituye respecto a la totalidad de nudos del sistema eléctrico peninsular (3,66%).



**Figura 3.12. Efecto de las conexiones en T y T + simple barra sobre la ENS y el NI**

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 10% del número de interrupciones, mientras que en ENS suponen un 57 %. 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 23,2% de la potencia de transformación transporte-distribución corresponde a niveles de tensión de distribución menores de 45 kV, el 63 % de las interrupciones por punto frontera del período 2007-2013 tuvieron lugar en estos niveles de tensión. Así mismo cabe destacar que un 49,1% de las conexiones corresponden (en términos de MVA a cierre de 2013) a niveles de tensión inferiores a 110 kV, suponiendo sin embargo un 86,6% de la ENS del sistema (años 2007 a 2013).

RELACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MVA, NI, ENS)

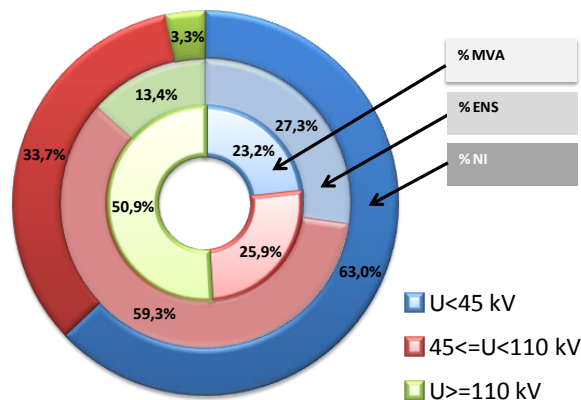


Figura 3.13. MVA instalados vs. ENS y NI según nivel tensión subyacente en red de distribución

Otro punto de interés en lo que respecta a la afección de la red subyacente que se conecta a la red de transporte es el grado de apoyo que la red de distribución puede dar frente a interrupciones de suministro en puntos frontera de la red de transporte, y que permiten minimizar el impacto de dichas perturbaciones en el consumidor final que conecta en distribución. En este sentido, es claro el efecto positivo de grados altos de apoyo sobre la ENS media y el TI medio en punto frontera de la red de transporte.

Comportamiento ENS y TI respecto al grado de Apoyo RdD a RdT

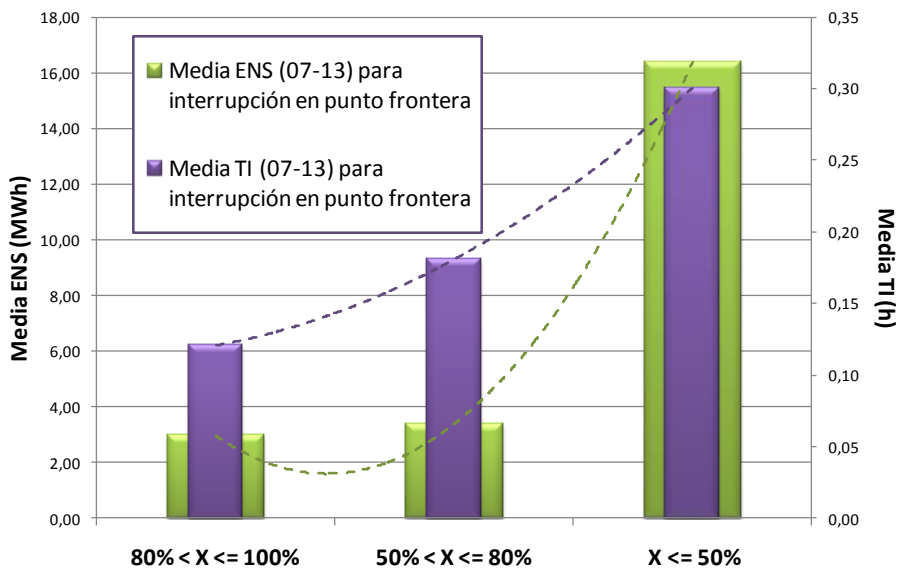


Figura 3.14. Comportamiento de la ENS media y TI medio en punto frontera en relación con el grado de apoyo RdD/RdT

Este factor podría ser también de relevancia a futuro ya que la potencia (para conexión de distribución) que está previsto instalar en nudos insuficientemente mallados, de acuerdo con las solicitudes de acceso a la red de transporte para apoyo a distribución recibidas en Red Eléctrica, asciende a 22.096 MVA suponiendo un 75% del total de potencia solicitada para

conexión futura de distribución, si bien únicamente en un 28% (6.266 MVA) el apoyo previsto a futuro es menor del 80%.

### 3.3.2.3. ANÁLISIS ZONAL

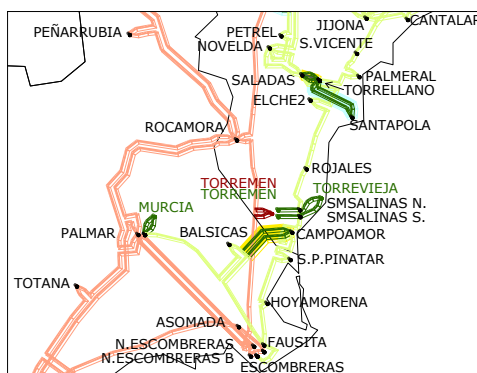
Aunque desde una perspectiva global, la continuidad de suministro del sistema eléctrico peninsular español es mejor que la media europea, existe cierta heterogeneidad regional en cuanto a la distribución de la ENS y el NI, que puede ser objeto, asociado así mismo con un análisis de mayor detalle local, de propuestas de desarrollo que permitan mejorar los mencionados índices de continuidad de suministro de tal forma que se armonice el comportamiento de las distintas regiones en este aspecto.

A continuación se detallan ciertos desarrollos a nivel local cuyo desarrollo conllevaría, entre otros, una mejora significativa de la calidad de suministro, por cuanto una valoración del histórico de continuidad de suministro permite prever una reducción la energía no suministrada y el número de interrupciones por punto frontera de forma significativa.

Concretamente se exponen a continuación ciertos desarrollos zonales que a partir de la información histórica relativa a la continuidad de suministro en el período 2007-2013, podrán reducir la energía no suministrada y el número de interrupciones.

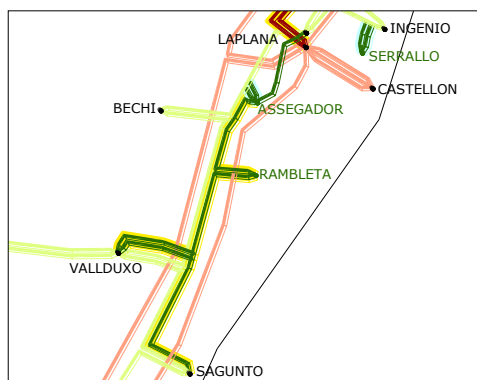
### Eje Costero-Levante 220 kV:

Eje Costero-Levante 220 kV	Nudos Eje	CCAA	Cont. Suministro 07-13		
			ENS	NI	TI
Nudos intermedios del Eje (Insuficientemente mallados)	Hoya Morena 220 kV	MUR	3,3	1	0,13
	San Pedro del Pinatar 220 kV	MUR	3,6	1	0,19
	Campoamor 220 kV	CVA	41	2	1,39
	San Miguel de Salinas 220 kV	CVA	8,3	2	2,32
	Rojales 220 kV	CVA	98	8	4,45
Extremos del Eje	Elche 220 kV	CVA	4,2	2	1,02
	Fausita 220 kV	MUR	-	-	-
	Saladas 220 kV	CVA	-	-	-
TOTAL			158,4	16	9,50
<b>Actuaciones :</b> Nueva E/S Campoamor en Balsicas – Fausita 220 kV, Nuevas líneas 220 kV a Torrevieja y a Torremendo					



### Eje Castellón-Valencia 220 kV:

Eje Castellón- Valencia 220 kV	Nudos Eje	CCAA	Cont. Suministro 07-13		
			ENS	NI	TI
Nudos intermedios del Eje (Insuficientemente mallados)	Bechi	CVA	-	-	-
	Vall D'Uxo	CVA	2,6	1	0,22
	Segorbe	CVA	2,9	1	0,22
	Sagunto	CVA	0,1	1	0,05
Extremos del Eje	Morvedre	CVA	0,3	2	0,21
	La Plana	CVA	2	3	0,16
TOTAL			7,9	8	0,86
<b>Actuaciones :</b> Cambio de tensión Línea-Cable Sagunto – Rambleta 220 kV, nueva Línea Sagunto-Vall D'Uxo–Rambleta kV, cambio de tensión línea Rambleta-Assegador, nueva S.E. Assegador 220 kV, nueva Línea-Cable La Plana – Assegador 220 kV.					



Así mismo, sobre la base de los análisis precedentes, se ha llevado a cabo un análisis individualizado de los puntos en los que se han producido interrupciones de suministro en los últimos siete años (2007÷2013), indicando la influencia de los factores generales descritos anteriormente y analizando posibles soluciones que se exponen en el presente documento.

Los 10 nudos con mayor ENS en el período 2007-2013 (sin considerar el efecto de la conexión de grandes consumidores) son los que se muestran a continuación (el tamaño de burbuja es proporcional a la ENS):

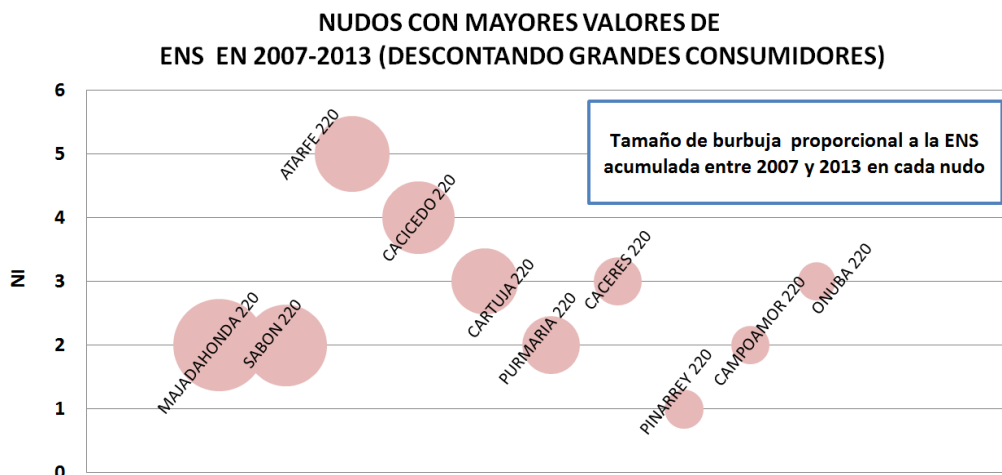


Figura 3.15. Nudos con mayores valores de ENS en 2007 a 2013. (Descontando el impacto de grandes consumidores conectados en red de transporte).

El número de interrupciones por punto frontera (NI), es un indicador que puede reflejar la mayor frecuencia de interrupción a los consumidores finales afectados por un incidente con interrupción de suministro. Para el período de estudio 2007-2013, los 10 nudos con mayor número de interrupciones por punto frontera (NI) son los que se muestran a continuación:

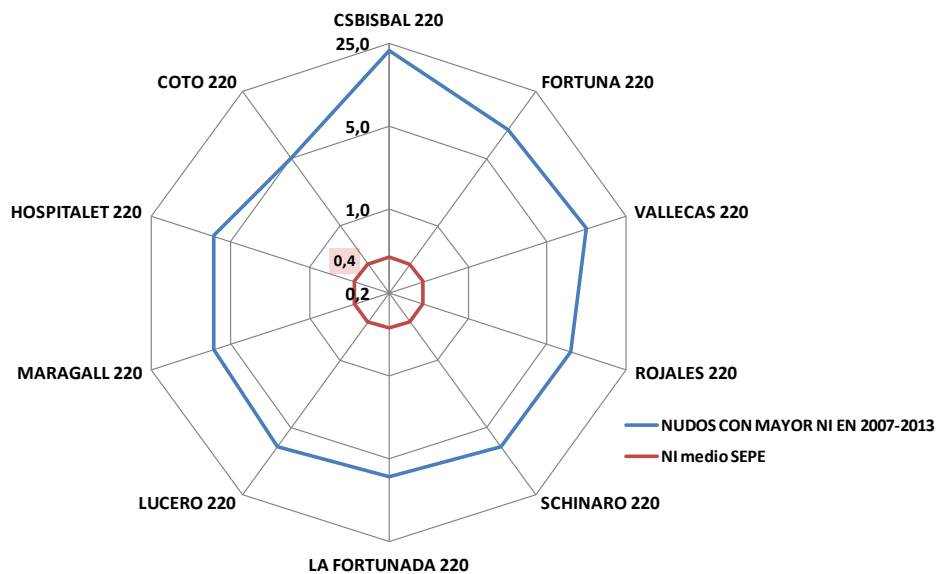


Figura 3.16. Nudos con mayores valores de NI en 2007 a 2013. (Valores en escala logarítmica en base 5, comparación con el NI medio que correspondería por nudo del SEPE para dicho período de 7 años)

En la siguiente tabla se recogen por tanto aquellos nudos estudiados y considerados relevantes desde el punto de vista de la mejora de la calidad de suministro como consecuencia de los indicadores anteriormente expuestos, como por la conjunción en un mismo nudo de distintos factores de riesgo, indicando dichos factores generales identificados como influyentes en cada una de ellos, así como alternativas de solución de problemas detectados, indicando en este sentido las posibles actuaciones para reforzar el apoyo desde la propia red de transporte, así como desde la red de distribución.



ZONA			Cont. Suministro 07-12					FACTORES <sup>12</sup>			SOLUCIONES					
Nudos	kV	Provincia	ENS [MW]	NI	TI [h]	ENS/ENS <sup>13</sup> med. Sistema [p.u.]	NI/NI <sup>14</sup> med. Sistema [p.u.]	M	T	S	M	T	S	ACT. RdT	APOYO RdD	ACTUACIONES MÁS SIGNIFICATIVAS PREVISTAS
Eriste y La Fortunada	220	Huesca	6,55	12	1,7	0,47	30,00	x	x	x					x	Se trata de una situación endémica cuya alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución.
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 y Astillero	220	Cantabria	729,71	6	9,92	52,20	15,00	x		x	x		x	x		Líneas de 220 kV Astillero - Cacicedo y Cacicedo - Puente de San Miguel.
Sant Celoni	220	Barcelona	-	-	-	-	-	x		x			x			Apoyo complementario a la distribución de la zona desde Ruidarenes 400 kV.
J.M. Oriol	220	Cáceres	0,8	5	0,1	0,06	12,50	x			x		x			Nuevo eje de 220 kV J.M. Oriol (Nuevo Parque)-Los Arenales-Cáceres y cambio de unidad de transformación 400/220 kV a J.M. Oriol (Nuevo Parque).
Logroño	220	La Rioja	14,9	3	0,7	1,07	7,50	x					x			Nuevas líneas Magaña-Santa Engracia 1 y 2.
Dumbria	220	La Coruña	-	-	-	-	-	x			x		x			Mallado de Dumbria 220 kV mediante una E/S ( 220 kV) en la línea de 220 kV Vimianzo-Mazaricos.
Oncala	220	Soria	-	-	-	-	-	x		x	x		x			Línea doble circuito de 220 kV Magaña-Sta. Engracia y línea 220 kV Oncala-Magaña.
Moncayo	220	Soria	-	-	-	-	-	x		x	x		x	x		Línea Magaña-Moncayo 220 kV y mallado Moncayo 220 kV con entrada y salida en la línea Trévago-Magallón 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			Nueva S.E. Saleres 220 kV de doble barra con acoplamiento.
Casillas	220	Córdoba	-	-	-	-	-	x		x			x	x		Nueva S.E. Casillas 220 kV (Nuevo Parque Blindado).

<sup>12</sup> 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.

<sup>13</sup> Relación en magnitudes unitarias de ENS registrada en el nudo en el período 2007-2013 respecto a la ENS media por nudo (con red de distribución o consumidor conectado) en el sistema eléctrico peninsular para dicho período 2007-2013.

<sup>14</sup> Relación en magnitudes unitarias de NI registrado en el nudo en el período 2007-2013 respecto al NI medio por nudo (con red de distribución o consumidor conectado) en el sistema eléctrico peninsular para dicho período 2007-2013.

ZONA			Cont. Suministro 07-12					FACTORES <sup>12</sup>			SOLUCIONES					
Nudos	kV	Provincia	ENS [MW]	NI	TI [h]	ENS/ENS <sup>13</sup> med. Sistema [p.u.]	NI/NI <sup>14</sup> med. Sistema [p.u.]	M	T	S	M	T	S	ACT. RdT	APOYO RdD	ACTUACIONES MÁS SIGNIFICATIVAS PREVISTAS
Majadahonda	220	Madrid	242,5	2	1,8	17,35	5,00								x	No proceden desarrollos adicionales de la red de transporte al tratarse de un nudo suficientemente mallado y sin factores topológicos deficitarios. La alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución
Sabón	220	La Coruña	191,3	2	3,63	13,68	5,00						x			Nueva S.E. Abegondo 400/220 como E/S de Mesón Do Vento- Puentes de García Rodríguez 400 kV y 2 cables de 220 kV Eiris- Abegondo.
Cartuja	220	Cádiz	125,7	3	2,4	8,99	7,50						x			Doble circuito Cartuja-Puerto Real aislado a 400 kV, inicialmente funcionando a 220 kV
Puerto de Santa María	220	Cádiz	94,8	2	1,8	6,78	5,00	x					x			Nueva Línea Puerto de Santa María – Puerto Real 220 kV
Cáceres	220	Cáceres	66,8	3	2	4,78	7,50	x			x					Nueva Línea-Cable de 220 kV Cáceres – Los Arenales
Pinar del Rey	220	Cádiz	44,6	1	1,2	3,19	2,50						x			Nueva línea de doble circuito de 220 kV Pinar del Rey- El Cañuelo.
Onuba	220	Huelva	41,07	3	0,8	2,94	7,50	x			x					Alta E/S Línea-Cable Cristóbal Colón-Santiponce 220 kV
Castellbisbal	220	Barcelona	40,2	22	2,3	2,88	55,00	x							x	Se trata de una situación endémica cuya alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución.
Fortuna	220	Madrid	14	10	0,6	1,00	25,00	x							x	No proceden desarrollos adicionales de la red de transporte que incrementarían en exceso la potencia de cortocircuito. La alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución
Vallecas	220	Madrid	68,48	15	2,91	4,90	37,50	x							x	No proceden desarrollos adicionales de la red de transporte que incrementarían en exceso la potencia de cortocircuito. La alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución
Sanchinarro	220	Madrid	10,3	8	0,6	0,74	20,00	x							x	No proceden desarrollos adicionales de la red de transporte que incrementarían en exceso la potencia de cortocircuito. La alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución

ZONA			Cont. Suministro 07-12					FACTORES <sup>12</sup>			SOLUCIONES					
Nudos	kV	Provincia	ENS [MW]	NI	TI [h]	ENS/ENS <sup>13</sup> med. Sistema [p.u.]	NI/NI <sup>14</sup> med. Sistema [p.u.]	M	T	S	M	T	S	ACT. RdT	APOYO RdD	ACTUACIONES MÁS SIGNIFICATIVAS PREVISTAS
Lucero	220	Madrid	33,58	8	2,23	2,40	20,00	x							x	No proceden desarrollos adicionales de la red de transporte que incrementarían en exceso la potencia de cortocircuito. La alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución
Maragall	220	Barcelona	19,6	7	1	1,40	17,50	x			x					Nuevo Cable DC 220 kV Maragall – Trinitat
Hospitalet	220	Barcelona	34,1	11	1,05	2,44	27,50	x			x					Nuevo Cable DC 220 kV Hospitalet - Cerdá
Coto	220	Madrid	4,67	5	0,3	0,33	12,50								x	No proceden desarrollos adicionales de la red de transporte que incrementarían en exceso la potencia de cortocircuito. La alternativa de desarrollo adecuado está basada en la red de distribución

**Tabla 3.50. Nudos con mayor afección histórica en el período 2007-2013 en términos de continuidad de suministro, factores topológicos que influyen en cada zona y soluciones planificadas.**

#### 3.3.2.4. 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 en la medida de lo posible para cumplir los criterios establecidos en los Procedimientos de Operación; 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 debe ir 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 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.

#### 3.3.3. 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 sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

##### 3.3.3.1. 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 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 de energía 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 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.

##### 3.3.3.2. MODELADO DE LA DEMANDA

Para el dimensionamiento de la red de transporte se utiliza como referencia la punta de demanda Superior, con objeto de mantener una adecuada calidad, seguridad y fiabilidad de suministro en el sistema eléctrico. La Tabla 3.51 presenta la demanda modelada a nivel de nudo para el sistema peninsular. Para obtener estos valores se parte del escenario Superior de previsión de punta de demanda en b.c. repartido a nivel de comunidades autónomas. 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 aplicando posteriormente un incremento del 3% para tener en cuenta el paso de punta de potencia media horaria a instantánea. Estas consideraciones se ponen de manifiesto al comparar las tablas de demanda en nudos y de demanda en barras de central.

Demanda nudos Neta [MW]	Horizonte 2016		Horizonte 2020	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Andalucía	6.985	6.748	7.700	7.470
Aragón	1.706	1.645	1.881	1.821
Asturias	1.511	1.393	1.666	1.542
Comunidad Valenciana	4.957	4.555	5.465	5.042
Cantabria	704	590	776	654
Castilla La Mancha	1.983	1.687	2.186	1.868
Castilla y León	2.929	2.615	3.229	2.895
Cataluña	8.267	7.802	9.114	8.638
Extremadura	946	886	1.043	980
Galicia	3.515	2.530	3.875	2.801
La Rioja	344	272	379	302
Madrid	6.083	5.694	6.707	6.303
Murcia	1.397	1.392	1.540	1.541
Navarra	785	845	865	936
País Vasco	2.789	2.446	3.074	2.708
<b>TOTAL</b>	<b>44.900</b>	<b>41.100</b>	<b>49.500</b>	<b>45.500</b>

**Tabla 3.51. Perfil de demanda nodal peninsular modelada por comunidades autónomas.**

### 3.3.3.3. 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 con fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

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 el capítulo 2.

Las hipótesis asumidas sobre cada tipo de generación para obtener los casos analizados para cada escenario, 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 son una estimación realizada en base a criterios técnicos de cálculo de capacidad de intercambio y criterios técnico-económicos de mercado europeo. Se consideran como valores máximos los reflejados en la Tabla 3.52.

No obstante, estos valores podrían verse incrementados a lo largo del período de planificación si alguna de las infraestructuras de interconexión recogidas en el Anexo II de este documento, se planificaran y entrasen en servicio con anterioridad a 2020.

	2014 (P)		2016 (P)		2020 (P)	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Francia (Import.)	2.800	2.600	2.800	2.600	2.800	2.600
Francia (Export.)	2.600	2.500	2.600	2.500	2.600	2.500
Portugal (Export.)	2.600	2.600	3.200	3.200	3.200	3.200
Portugal (Import.)	2.800	2.800	3.200	3.200	3.200	3.200
Marruecos (Export.)	900	900	900	900	900	900
Marruecos (Import.)	600	600	600	600	600	600
Andorra (Export)	130	105	130	105	130	105

**Tabla 3.52. Valores máximos de intercambios considerados (MW)**

(P): Previsión

A lo largo del escenario de previsión, y a pesar de que la planificación de la generación es indicativa, podrían darse un conjunto de circunstancias que aconsejasen actualizar los valores previstos en este documento.

### 3.3.4. ANÁLISIS ESTÁTICO DE LA RED DE TRANSPORTE

Para la evaluación del comportamiento estático en el sistema eléctrico peninsular se analiza en cada caso 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 situaciones similares a las que se dan actualmente en las que los generadores no aportan toda su capacidad de generar/consumir reactiva y en las que en los puntos frontera entre transporte y distribución se inyecta potencia reactiva a la red de transporte y por tanto se tienen factores de potencia capacitivos.

En el caso de los sistemas no peninsulares los criterios de planificación se establecen en el Procedimiento de Operación 13 de los Sistemas No Peninsulares<sup>15</sup>. Los análisis en estos sistemas son análogos a los peninsulares, adaptados a los niveles de tensión de la red de transporte en dichos sistemas<sup>16</sup> 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 220 kV con impacto significativo en el sistema considerado).

### 3.3.5. 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 alcance 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.

Sobre estos aspectos generales, se tendrá en cuenta la realidad del comportamiento de la generación basada en electrónica de potencia ante perturbación, sin perjuicio de que estas tecnologías deben seguir evolucionando de modo que efectivamente se cumplan los criterios anteriores.

---

<sup>15</sup> Aprobado en mayo de 2006

<sup>16</sup> 220, 132 y 66 kV

En este sentido, en la situación actual hay un contingente de generación que se desconecta ante huecos de tensión por no serle de aplicación los requisitos existentes en esta materia, y que podría verse incrementado en el futuro en función del desarrollo de la generación distribuida.

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 el documento “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español” (REE; 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.

Este criterio es particularmente aplicable en el momento del análisis de la viabilidad de acceso de los generadores cuando éstos solicitan el acceso a la red.

### **3.3.6. VIABILIDAD DE EJECUCIÓN DE LOS PLANES DE DESARROLLO**

El plan de desarrollo de la red de transporte que recoge este documento está sometido 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 incluidas hay algunas que no suponen afección apreciable sobre el medio ambiente y, por tanto, se puede considerar que su efecto potencial no es significativo (adecuar 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 realizando un análisis exhaustivo de la viabilidad de cada actuación. En todo caso, no puede ser objeto de esta planificación la viabilidad definitiva de las instalaciones, ya que el estudio de detalle se realiza posteriormente en el proyecto de ejecución.

### 3.3.7. CRITERIOS DE JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

De acuerdo con la información proporcionada por el OS, la valoración económica de las actuaciones de desarrollo de la red de transporte se ha realizado de acuerdo con una metodología de análisis coste/beneficio desde la perspectiva global del sistema eléctrico y en particular del consumidor final. Se valora por tanto la rentabilidad social del desarrollo de la red de transporte mediante la comparación de los costes y beneficios asociados a los escenarios que contemplan o no la puesta en servicio de una nueva actuación o un conjunto de actuaciones en la red de transporte frente a la situación de no desarrollo de red. Esta valoración es asimismo aplicable a la comparación de distintas alternativas de desarrollo.

Los principios generales de la metodología coste/beneficio utilizados por el OS son los que se recogen en el documento que ha elaborado ENTSO-E para la Comisión Europea<sup>17</sup>, en el marco del desarrollo de la nueva regulación mediante los procedimientos correspondientes (network codes). Dicha metodología compara el coste de inversión de cada instalación (o conjunto de instalaciones) con los beneficios que se generan anualmente una vez puesta en servicio dicha instalación.

Para su aplicación al sistema eléctrico español, que incluye la península y los sistemas no peninsulares, el OS ha adaptado la metodología ENTSO-E para considerar sus particularidades y lo establecido en la regulación nacional, en particular los principios generales recogidos en el Real Decreto 1955/2000 (Art. 9).

Los criterios económicos para comparar las alternativas de refuerzo en transporte se basan en la siguiente función objetivo:

$$\text{Costes de instalaciones de red} + \text{costes de operación del sistema} + \text{costes de fiabilidad del sistema}$$

Donde:

- Los “costes de instalaciones de red” incluyen la valoración de la inversión asociada a las instalaciones (nuevas o refuerzo de las existentes) que conforman cada alternativa de desarrollo, así como los costes asociados a la operación y mantenimiento de las mismas.

La valoración llevada a cabo por el OS para el sistema peninsular se ha realizado sobre la base de los costes reconocidos para estas instalaciones de acuerdo con lo indicado en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero y su concreción posterior de valores unitarios de costes de las instalaciones recogidos en la Orden ITC/368/2011 de 21 de febrero (con la

<sup>17</sup> ENTSO-E: “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects”. October 2014. Documento disponible en [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu).

consiguiente actualización para reflejar unidades monetarias de 2013). En esta valoración no se ha tenido en cuenta el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, actualmente en vigor, por no estar publicado aún el desarrollo normativo que permitiría su aplicación.

Para la evaluación del coste de las instalaciones de transporte en los sistemas no peninsulares se han utilizado los datos que aparecen en los anexos I, II y III de la “propuesta de orden por la que se establecen las retribuciones del segundo periodo de 2013 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y se establecen otras medidas en relación con la retribución de las actividades de transporte y distribución de años anteriores”, actualizados a 2013.

Los costes de inversión de instalaciones de red se considerarán concentrados en el año de puesta en servicio de las mismas. Respecto de los costes de operación y mantenimiento de instalaciones de red se considera que se producen durante 40 años a partir de su puesta en servicio. Dado que el análisis coste/beneficio se extiende a 20 años, se considerará un valor residual del 50% del coste de inversión.

- Los “costes de operación del sistema” para las distintas propuestas de expansión de la red de transporte para el año 2020 incluyen los siguientes conceptos:
  - Los costes variables de explotación anual (costes de generación), en los que se considerarán los costes asociados a la eficiencia técnica y económica en la gestión del sistema (Art.9.1.a del RD 1955/2000):
  - Las pérdidas en las redes modeladas de transporte y distribución. La magnitud anual de las pérdidas para cada una de las alternativas se puede cuantificar por dos métodos:
    - Como el valor de las pérdidas de todos los casos representativos del año horizonte.
    - Como el valor de las pérdidas en la hora punta del sistema por las “horas equivalentes de pérdidas” que se establecen, para la península, en 4.400 horas.

En ambos métodos las pérdidas se valoran al coste marginal medio de generación.

- Los “costes de fiabilidad del sistema” engloban los conceptos de aplicación de restricciones técnicas y energía no suministrada.
  - El redespacho de la generación consecuencia de potenciales restricciones de red, y en general de la operación segura del sistema.
  - Los costes derivados de la fiabilidad no absoluta de la red de transporte para la satisfacción de la demanda (seguridad de suministro y, en general, calidad de servicio para los consumidores), que se valora mediante la estimación de la energía no servida.

El beneficio socio-económico que proporciona un nuevo refuerzo de red se obtiene como la diferencia que se produce en los costes de operación (variables de generación + pérdidas<sup>18</sup>) y fiabilidad (redespacho + energía no servida) cuando se incorpora dicha actuación al sistema, frente a la opción de no desarrollo de red.

Para la aplicación de los criterios mencionados el Operador el Sistema ha considerado los siguientes valores de referencia:

- El coste la energía no servida es de 6.350 €/MWh.

<sup>18</sup> Aunque la metodología ENTSO-E considera las pérdidas como un criterio separado de medida de la eficiencia, en el sistema español se asumen como una parte del beneficio socio-económico, así como la mejora de la fiabilidad del sistema.

- El valor del redespacho de la generación a subir en el sistema peninsular es de 130 €/MWh (media que resultó en el año 2013). Para las Islas Baleares y Canarias se utiliza el coste marginal de generación.
- El coste marginal medio de generación que resulta para la península en el año 2020 es de 45 €/MWh.

Como resultado del análisis para la justificación de las actuaciones se obtendrá su Tasa Interna de Rentabilidad (TIR, %) y su Periodo de Recuperación de la Inversión (PR, años).

Para calcular el número de hogares asociados a una demanda determinada se ha tenido en cuenta un consumo de Electricidad Medio por Hogar de 3.487 kWh (fuente IDAE).

### 3.3.8. 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 a la red de transporte 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 (ver apartado 3.3.8.2).
- 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 en el apartado 3.3.8.1, 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.

#### 3.3.8.1. CONDICIONANTES QUE PUEDEN AFECTAR A LA ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE AISLAMIENTO<sup>19</sup>

- Corriente de cortocircuito

---

<sup>19</sup> 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 apartamento en módulos blindados con barras en aire.

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 aparamenta 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 aparamenta 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 aparamenta 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

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.

#### 3.3.8.2. SOTERRAMIENTO DE LÍNEAS

De conformidad con establecido en el P.O 13.1, debido a la afección en inversión, operación, mantenimiento, detección de fallos y reparación, los soterramientos de líneas son 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.

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.

#### 3.3.8.3. 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.

#### 3.3.8.4. MALLADO DE SUBESTACIONES ALIMENTADAS MEDIANTE LÍNEA DIRECTA

En el caso de subestaciones existentes correspondientes a un consumidor (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.

#### 3.3.8.5. ACCESOS DE DISTRIBUCIÓN A TRANSPORTE

En los accesos de la red de 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 la relación de tensión entre la red de transporte y la red de distribución y de nudos no mallados.

#### 3.3.8.6. SUBESTACIONES “CERRADAS”

Se denominan “subestaciones cerradas” de la red de transporte aquellas que no pueden acoger más ampliaciones para la conexión de nuevos elementos de la red de transporte o de nuevos accesos de generación y demanda, respetando los criterios de seguridad de suministro establecidos en los procedimientos de operación.

La declaración como cerrada de una subestación puede deberse a alguno de los siguientes motivos:

- No queda más espacio físico y 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.
- No es posible evolucionar a una de las configuraciones preferentes establecidas en el Procedimiento de Operación 13.3. “Instalaciones de la red de transporte: criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación del equipamiento y puesta en servicio” o en el P.O 13 de los SEIE “Criterios de planificación de las redes transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”.
- La subestación es de configuración de anillo completa, sin reservas.
- Se trata de un nudo crítico para la seguridad de suministro (excesiva concentración de demanda o generación).

### 3.3.9. DIRECTRICES DE GENERACIÓN ADMISIBLE EN EL SISTEMA Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA

#### 3.3.9.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Aunque la expansión de la generación en el sistema eléctrico español es una decisión libre de los agentes y la planificación en este sentido es indicativa, una suficiente coordinación con las necesidades y posibilidades que el sistema eléctrico proporciona a los generadores resulta imprescindible, especialmente en lo que a la red de transporte se refiere. La ausencia de directrices de dimensionamiento de generación a tener en cuenta 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.
- 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 situaciones de excesivos desequilibrios energéticos, ineficientes para los generadores, la red y el conjunto del sistema eléctrico, y que podrían llegar a poner en riesgo la seguridad del sistema, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico conserva el propósito de limitación de capacidad por seguridad de suministro, que ya incluía la anterior Ley 54/1997, pues en su Artículo 33.7 recoge que “Mediante real decreto del Consejo de Ministros se establecerán los criterios objetivos para la inclusión de límites a la capacidad de conexión por nudos al objeto de garantizar la seguridad del suministro”. Las limitaciones a la capacidad de conexión, además de otros condicionantes, deberán 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.

La potencia adicional en el capítulo de generación convencional que se prevé necesaria hasta 2020 es muy reducida y sólo necesaria para cubrir situaciones de punta, de forma que la ubicación geográfica preferente se configuraría como un elemento poco relevante en esta planificación. No obstante, el desarrollo de la generación de origen renovable (particularmente solar y eólica) justifica que se expongan a continuación algunas directrices que deberían tenerse en cuenta en la elección de posibles emplazamientos para la generación de electricidad.

## **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 de ubicación preferente de nueva generación. Con carácter orientativo, estas zonas preferentes son: 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 zona 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.

## **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 Aislados<sup>20</sup>, 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 el caso de las Islas Canarias se espera que la situación mejore a futuro respecto de la situación actual. Así, en Gran Canaria, de concretarse el proyecto de bombeo, aparecería una

---

<sup>20</sup> 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.



nueva ubicación de generación. En La Gomera, aparece un nuevo punto de inyección de generación gracias al nuevo enlace Tenerife-La Gomera. A más largo plazo, un enlace Gran Canaria-Fuerteventura y la concreción de los proyectos de bombeo en Tenerife, permitirían asimismo reducir las condiciones de vulnerabilidad en las que actualmente se encuentran estos sistemas.

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.

### 3.3.9.2. ESTUDIOS REALIZADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

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

De acuerdo con la información proporcionada por el Operador del Sistema, 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.

#### **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 del comportamiento de los sistemas eléctricos peninsular y no peninsulares en los distintos años que componen el periodo de estudio (2015-2020) considera un perfil de demanda y generación acorde con las previsiones realizadas, tanto en magnitud como en distribución geográfica.

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 aprobado en mayo de 2008, actualizado con las modificaciones recogidas en la 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, en la Resolución de 27 de diciembre de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones de la red de transporte, y en el Acuerdo de Consejo de Ministros del 6 de junio de 2014 por el que se modifican aspectos puntuales del Plan de Desarrollo de la red de transporte de Electricidad incluido en la planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 .
- 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 de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 y las actualizaciones de la misma a las que se refiere el punto anterior

- 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 y no peninsulares es el adecuado para garantizar en todo el horizonte la seguridad y calidad de suministro de la demanda.

### **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.

De acuerdo con el Operador del Sistema, desde hace un tiempo, se están detectando nudos, principalmente de 220 kV, con una elevada corriente de cortocircuito en zonas de alta densidad de demanda como son Barcelona, Madrid, Sevilla, Algeciras o León. También se ha encontrado esta misma problemática en nudos de 66 kV muy mallados de Baleares. Esta situación se debe a la tendencia a incrementar el mallado de la red de transporte de estas áreas para incrementar con ello la calidad y seguridad del suministro, lo que en contrapartida da lugar a un incremento de las corrientes de cortocircuito.

Lo anterior va en contra de mantener unos valores de corriente de cortocircuito acordes con la capacidad de corte de la aparamenta instalada. Una corriente de cortocircuito más elevada que la capacidad de corte del interruptor que tiene que despejar la falta hará que este no funcione adecuadamente ampliando la afección de la falta a una zona mayor, lo que supone más pérdida de suministro.

Esta situación puede agravarse en el futuro debido a la necesidad de incrementar los desarrollos en la red de transporte para asegurar el suministro y a la nueva generación que previsiblemente se instalará en algunas de estas zonas. Para paliar esta situación existen 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:
  - 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 esta planificación de la red de transporte se han contemplado una serie de actuaciones encaminadas a reducir la corriente de cortocircuito en determinadas zonas cuyo análisis coste-beneficio, en el caso de las actuaciones que no forman parte de la Red de Partida (conforme a la definición de la misma que aparece en el apartado 3.4.1 aparece recogido en las fichas incluidas en el anexo III. 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.

### **Estudios de estabilidad**

Cualquier cortocircuito en el sistema eléctrico conlleva variaciones o desequilibrios significativos tanto en las magnitudes fundamentales (tensión, intensidad, flujos de potencia, etc.), como en el estado de conectividad del mismo (apertura de interruptores por actuación de protecciones).

En ocasiones, estas contingencias originan fenómenos oscilatorios en las magnitudes eléctricas fundamentales. La naturaleza dinámica de dichos fenómenos implica que éstos perduren después de la eliminación total (o aislamiento) del defecto eléctrico inicial.

Los cortocircuitos pueden desencadenar, en los casos más graves, pérdidas de grupos generadores y/o desconexión de porciones significativas de mercado. Obviamente, la rapidez y selectividad en la eliminación de la falta inicial supone una garantía contra las oscilaciones posteriores que pueden acarrear consecuencias muy desfavorables para el sistema eléctrico.

En este sentido, los estudios de estabilidad realizados por el Operador del Sistema evalúan la capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones sin que provoquen repercusiones inaceptables. En estos estudios se analizan las condiciones de estabilidad de las redes futuras previstas y el impacto que las nuevas instalaciones introducen en los tiempos críticos de despeje de las faltas.

### **3.3.10. NECESIDADES ADICIONALES DE ELEMENTOS DE CONTROL DE REACTIVA**

De acuerdo con los análisis del Operador del Sistema, la red de transporte carece en estos momentos de elementos de control suficientes para mantener su nivel de tensión dentro de 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. Indica el Operador del Sistema en su propuesta de desarrollo que 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, y que, 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. De acuerdo con los datos facilitados por el Operador del Sistema, 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. La práctica habitual de la apertura de líneas, en especial en este nivel de tensión, 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.

Asimismo, tensiones elevadas aumentan el riesgo de que se produzcan fallos en la aparatación relacionados con un envejecimiento prematuro del aislamiento, el aumento de averías y una disminución de la fiabilidad del servicio.

### **Factores que originan tensiones altas en el sistema**

De acuerdo con el Operador del Sistema los factores más importantes que propician la aparición de tensiones elevadas en el sistema eléctrico son los siguientes:

- La extensión de la red de transporte necesaria para incorporar un alto volumen de energía renovable al sistema y la necesidad de utilizar una gran parte de esta red con un nivel de carga bajo, del orden el 25% teniendo en cuenta que el número de horas anuales equivalentes con que operan las instalaciones eólicas es de unas 2.200, lo que implica la generación de 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<sup>21</sup>.
- El incremento de la participación de las energías renovables en la cobertura de la demanda desplazando a la generación convencional pero sin participar del mismo modo en el control de tensiones del sistema.
- Incumplimientos de los requisitos obligatorios establecidos en el P.O. 7.4<sup>22</sup> en especial en las fronteras transporte-distribución en nudos situados en zonas urbanas, motivados por los desarrollos en cable ya mencionados.

Los distintos análisis realizados por el Operador del Sistema ponen de manifiesto que son necesarias un mínimo de 22 reactancias de 150 Mvar y 7 de 100 Mvar. El análisis coste-beneficio de estas reactancias, a excepción de aquellas integrantes de la Red de Partida, puede verse en el anexo III.

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. Igualmente, si la evolución de la demanda fuese inferior a los niveles estimados, podría ser necesario actualizar los valores y la ubicación definitiva de parte de las reactancias planificadas, en base a los informes periódicos que se soliciten al Operador del Sistema.

---

<sup>21</sup> A modo de ejemplo: 100 km de cable de 220 kV aportan la misma reactiva al sistema que 600 km de línea aérea de 400 kV

<sup>22</sup> Servicio complementario de control de la tensión de la red de transporte.

### 3.4. INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS A CONSTRUIR

El conjunto de actuaciones recogidas en este documento se clasifica atendiendo a las siguientes consideraciones:

- Red de Partida: Actuaciones en ejecución
- Red Complementaria: resto de actuaciones no recogidas en la Red de Partida. En este grupo encontramos algunas actuaciones recogidas en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 que se encontraban paralizadas en virtud del artículo 10 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, mientras que otras son nuevas.

Asimismo, atendiendo a su motivación, las actuaciones se clasifican de la siguiente manera:

- Estructurales:
  - Resolución de restricciones técnicas
  - Seguridad de suministro
  - Fiabilidad
  - Conexiones internacionales, conexiones península-sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares.
- Otras motivaciones:
  - Previsión de desarrollo de la red asociada al programa de red ferroviaria de alta velocidad (ATA).
  - Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores, excepto alta velocidad, (ApD).
  - Evacuación de generación (EvGen).
  - Conexión de instalaciones de almacenamiento de energía (Alm).

Además de las infraestructuras necesarias para el periodo 2015-2020 y que integran la planificación vinculante a la que se refiere el artículo 4.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico, las cuales se incluyen en el anexo I de este documento, el anexo II recoge, solamente a los efectos de iniciar los trámites administrativos pertinentes, un conjunto de actuaciones cuya necesidad es posterior a 2020 o que siendo necesarias en el periodo 2015-2020, su construcción en dicho periodo es inviable por motivos constructivos o económicos.

#### 3.4.1. RED DE PARTIDA (EN EJECUCIÓN)

Se considera Red de Partida el conjunto de actuaciones que están en ejecución independientemente de la motivación que las causa y cuya puesta en servicio se espera en el horizonte 2015-2020.

La Red de Partida incluye, por lo tanto, todas las actuaciones no paralizadas por el RDL 13/2012 de marzo, además de aquellas aprobadas en los Consejos de Ministros de 28 de diciembre de 2012, 21 de febrero de 2014 y 6 de junio de 2014, independientemente de que para conectarse a la red de transporte sean o no necesarias otras actuaciones.

## 3.4.1.1. RESUMEN DEL COSTE Y UNIDADES FÍSICAS POR MOTIVACIÓN DE LA RED DE PARTIDA

En las siguientes tablas se recoge, en unidades físicas, el resumen de actuaciones que constituyen la Red de Partida para el periodo 2015-2020, para la península y para los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias.

<b>Subestaciones</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Nuevas Posiciones	114	190
<b>Ramas [km de circuito]</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Línea	786	613
Cable	0	121
Repotenciación / Inc. Cap.	2.478	1.692
Enlace submarino 132 kV	90 <sup>(1)</sup>	
<b>Transformación [MVA]</b>	<b>400/220</b>	
	3.900	
<b>Compensación [Mvar]</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Reactancias	1.200	200
Condensadores	0	100

<sup>(1)</sup> Incluye enlace submarino Península-Ceuta

**Tabla 3.53. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red de Partida en la península. Periodo 2015-2020**

<b>Subestaciones</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Nuevas posiciones	10	73	16
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Línea	11	65	0
Cable	8	11	11
Repotenciación	0	0	42
Enlaces submarinos	0	322 <sup>(1)</sup>	0
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>220/132</b>	<b>220/66</b>	<b>132/66</b>
	0	375	380
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Reactancias	0	174	0
Condensadores	0	0	0

<sup>(1)</sup> Incluye tramos soterrados de enlace submarino

**Tabla 3.54. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red de Partida en Baleares. Periodo 2015-2020**

<b>Subestaciones</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Nuevas posiciones	51	57	146
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Línea	97	236	26
Cable	13	13	139
Repotenciación	0	0	0
Enlaces submarinos	0	20	84
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>220/132</b>	<b>220/66</b>	<b>132/66</b>
	0	1375	1040
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Reactancias	0	27	18
Condensadores	0	0	0

**Tabla 3.55. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red de Partida en Canarias. Periodo 2015-2020**

En la Tabla 3.56 se incluyen los costes de inversión para el sistema para el periodo 2015-2020 correspondientes a la Red de Partida identificando por separado los costes peninsulares y de los sistemas no peninsulares e incluyendo su motivación. Por otra parte, debido a su singularidad, se identifican los costes asociados a las interconexiones con Francia, a las conexiones interinsulares y al enlace península-Ceuta.

	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvGen	Alm	ApD	Total
Península	552	232	121	36	43	10	5	293	1.292
Baleares	22	63	7	53	0	0	0	24	169
Canarias	109	239	51	140	0	84	0	2	624
Conex. Interinsulares Baleares				299					299
Conex. Interinsulares Canarias				106					106
Conexión Península-Ceuta				129					129
<b>TOTAL</b>	<b>682</b>	<b>534</b>	<b>178</b>	<b>763</b>	<b>43</b>	<b>93</b>	<b>5</b>	<b>320</b>	<b>2.619</b>

Tabla 3.56. Coste (M€) de inversión para el sistema de la Red de Partida. Periodo 2015-2020

### 3.4.1.2. MAPAS ZONALES

A continuación se incluyen los mapas zonales de la red de transporte incluyendo la Red de Partida.

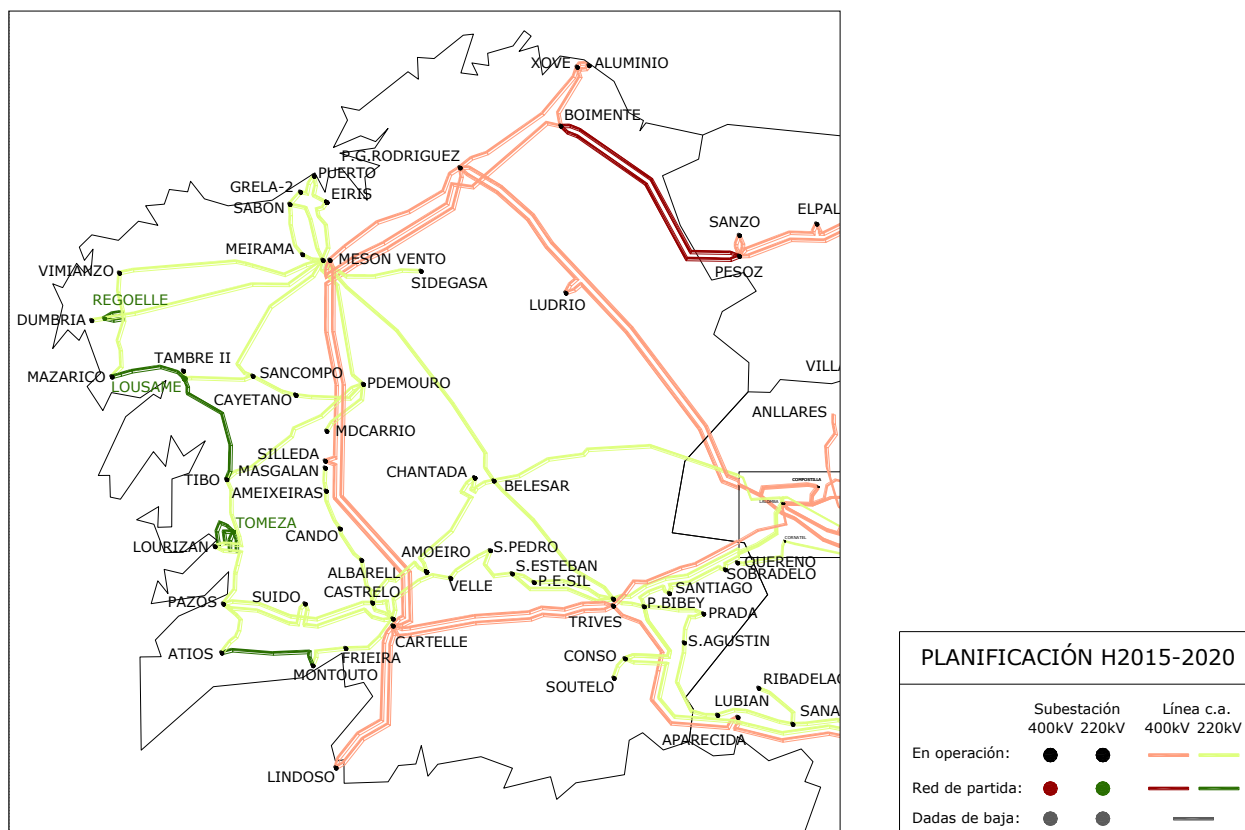


Figura 3.17. Red de Partida. Zona noroeste: Galicia. Periodo 2015-2020

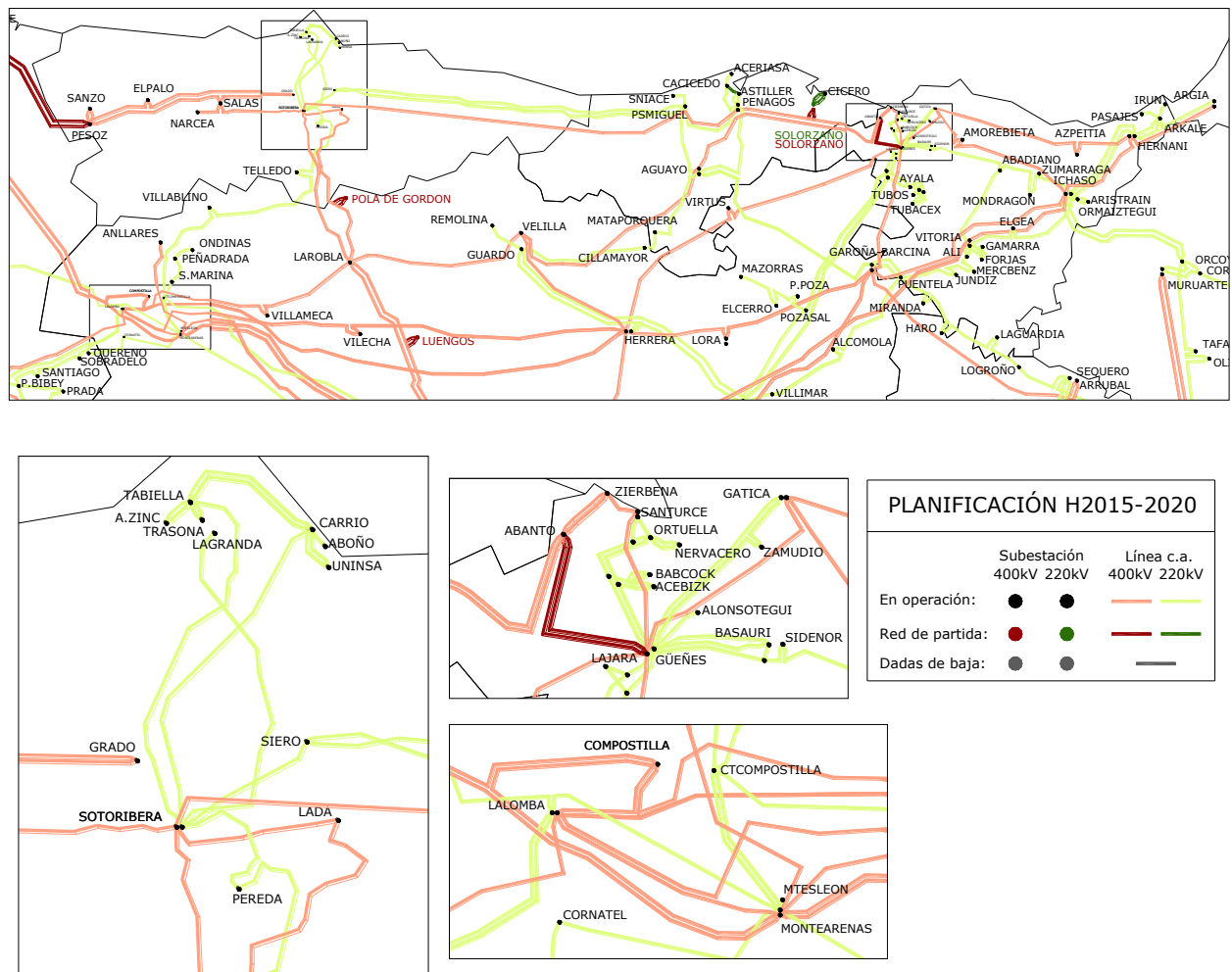


Figura 3.18. Red de Partida. Zona norte: Asturias, Cantabria y País Vasco. Periodo 2015-2020



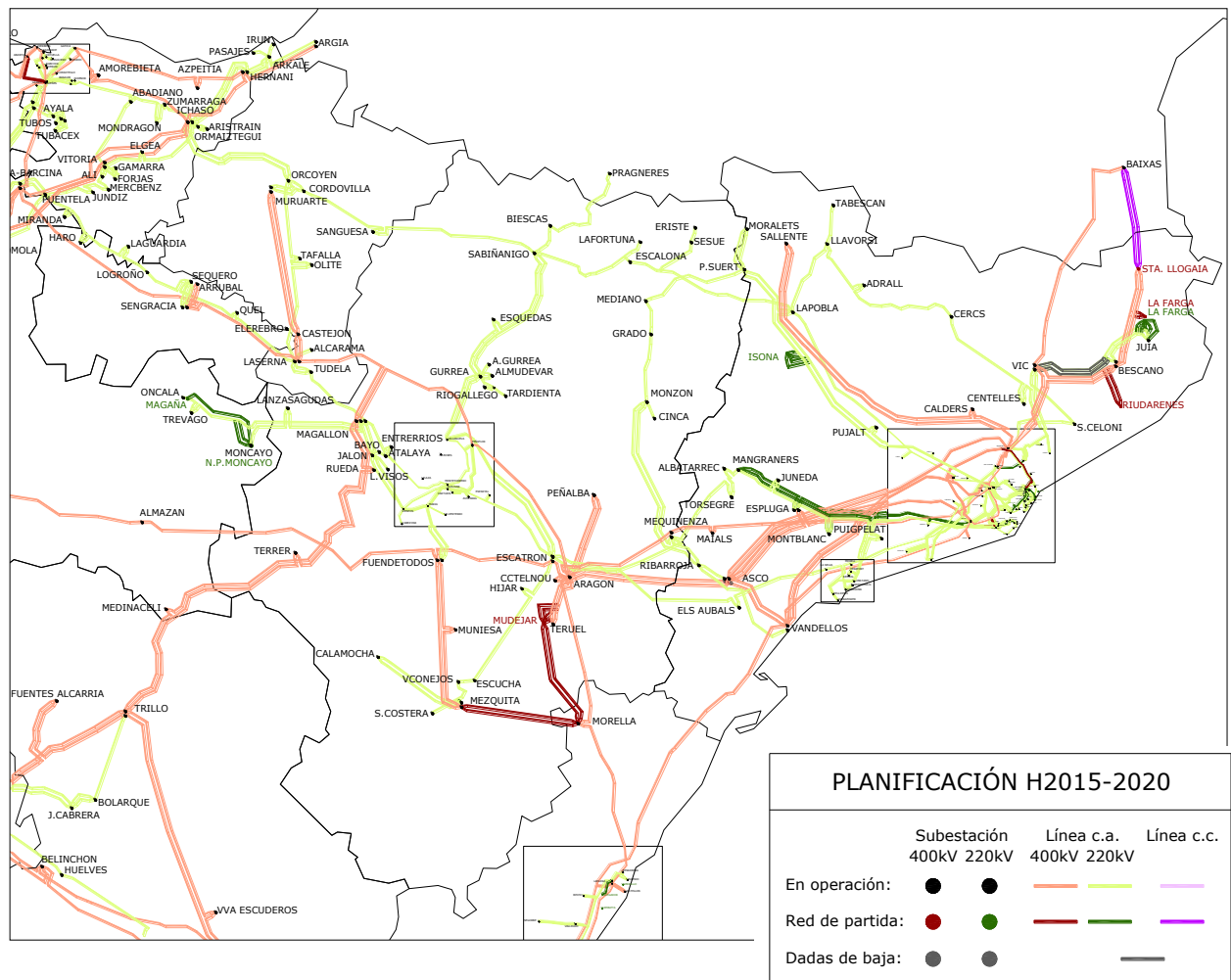


Figura 3.19. Red de Partida. Zona nordeste: Navarra, La Rioja, Aragón y Cataluña. Periodo 2015-2020

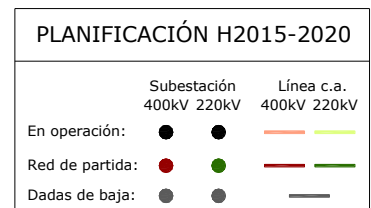
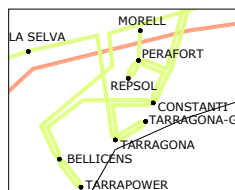
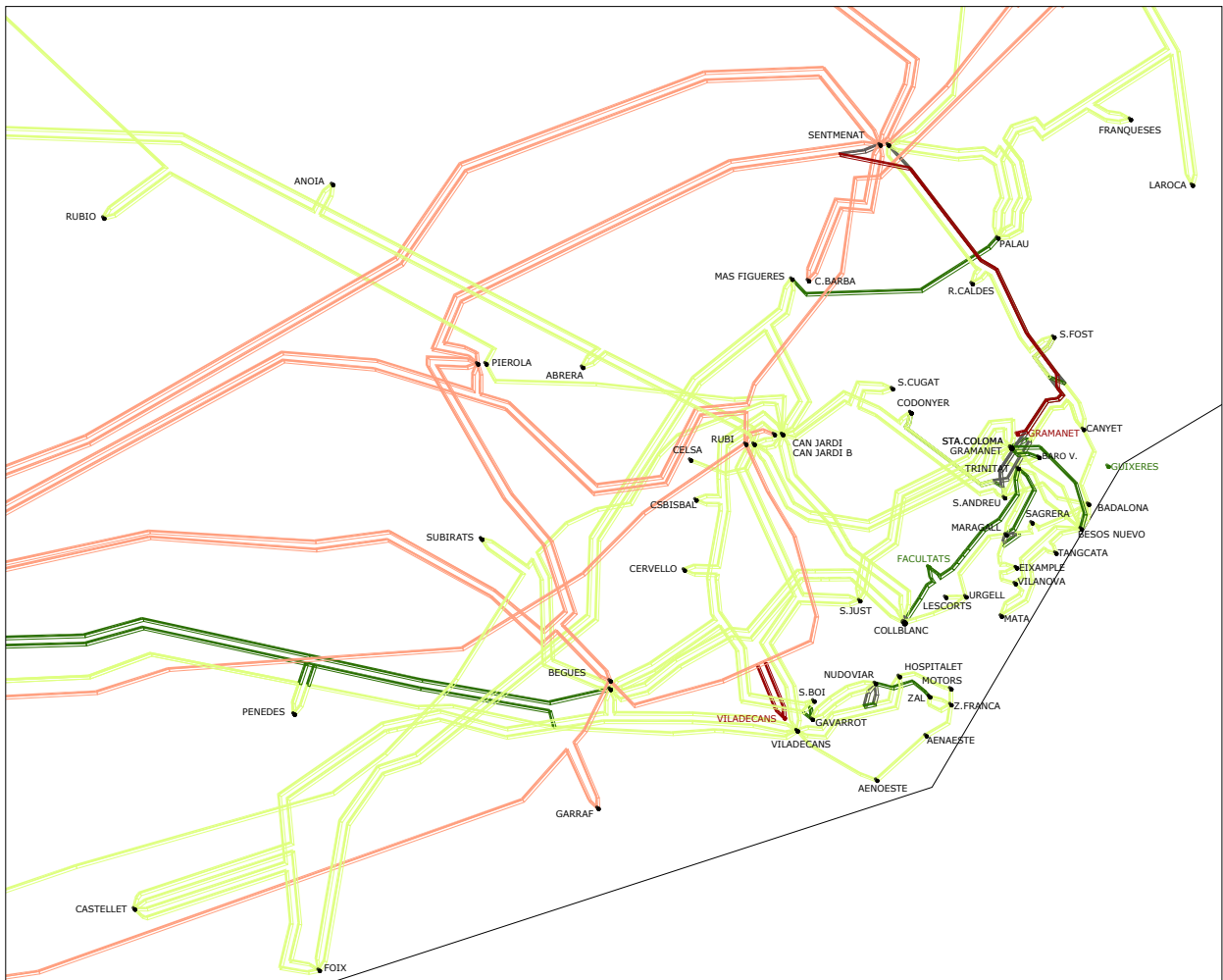
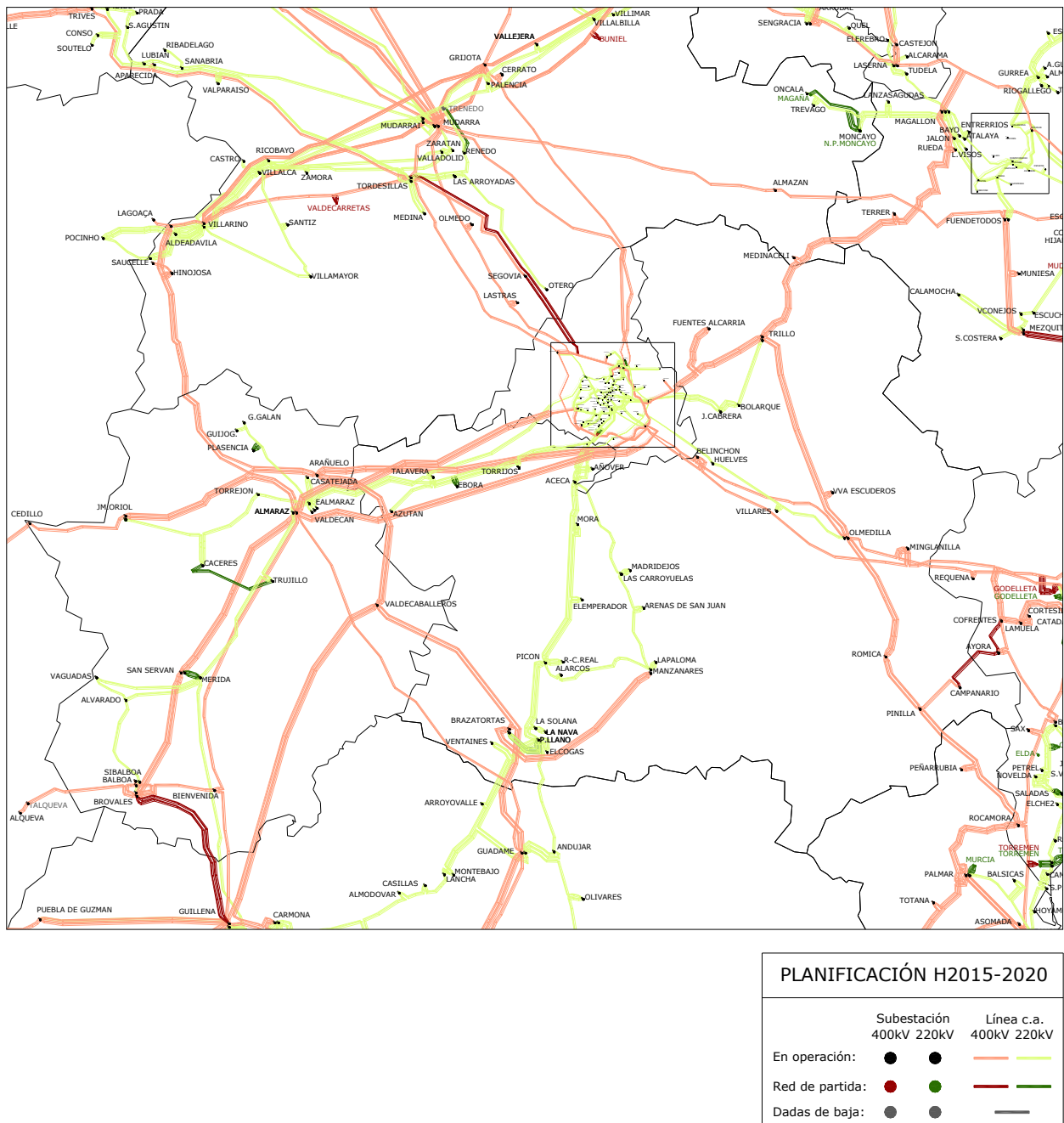


Figura 3.20. Red de Partida. Zona nordeste: detalles de Barcelona, Tarragona y Zaragoza. Periodo 2015-2020



**Figura 3.21. Red de Partida. Zona centro: Castilla y León, Castilla-La Mancha y Extremadura. Periodo 2015-2020**



PLANIFICACIÓN H2015-2020		
	Subestación	Línea c.a.
	400kV 220kV	400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

Figura 3.22. Red de Partida. Zona de Madrid. Periodo 2015-2020

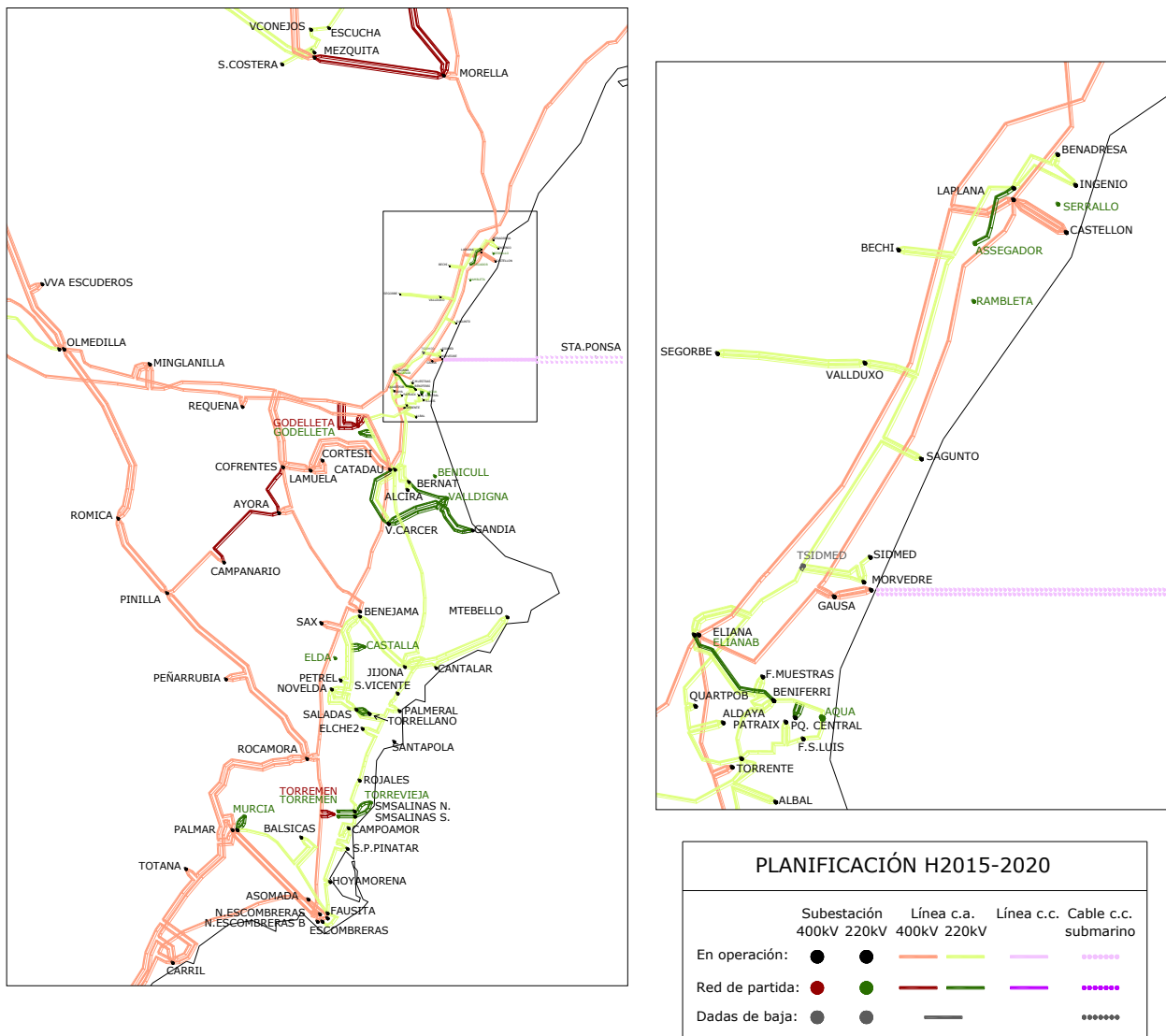
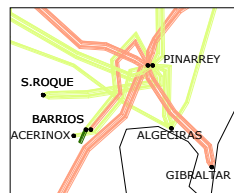
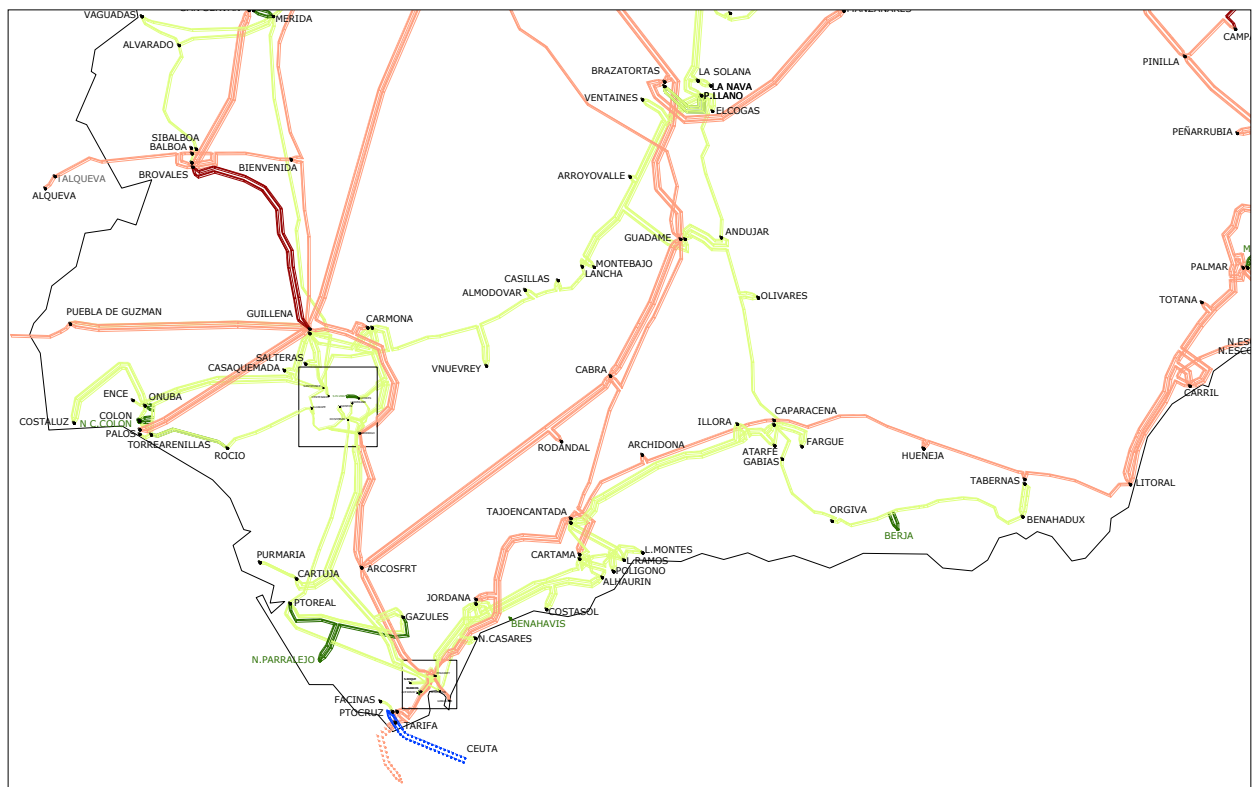


Figura 3.23. Red de Partida. Zona Levante: Comunidad Valenciana y Murcia. Periodo 2015-2020



PLANIFICACIÓN H2015-2020						
	Subestación			Línea c.a.		
	400kv	220kv	132kv	400kv	220kv	132kv
En operación:	●	●	●	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—

Figura 3.24. Red de Partida. Zona sur: Andalucía. Periodo 2015-2020

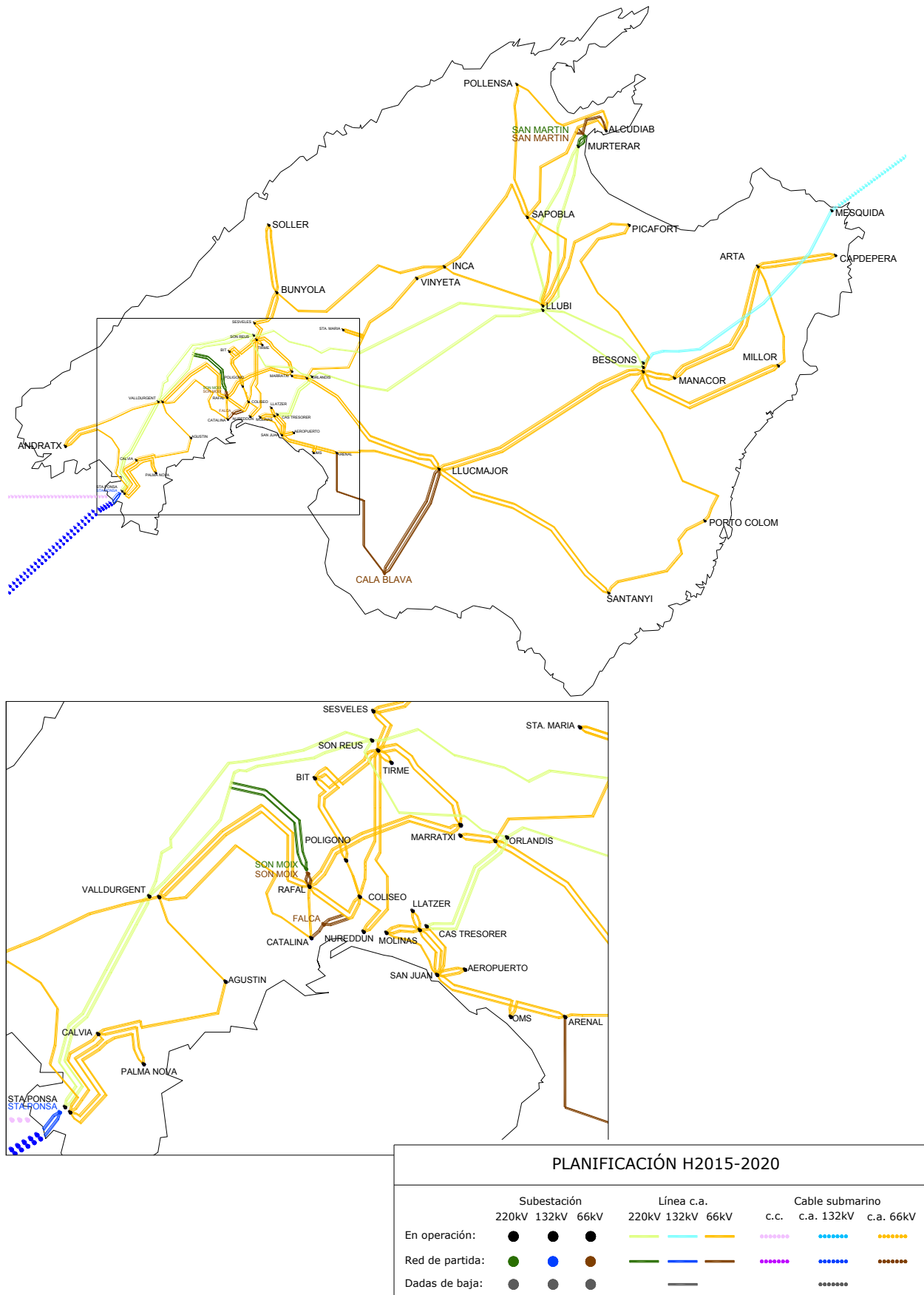
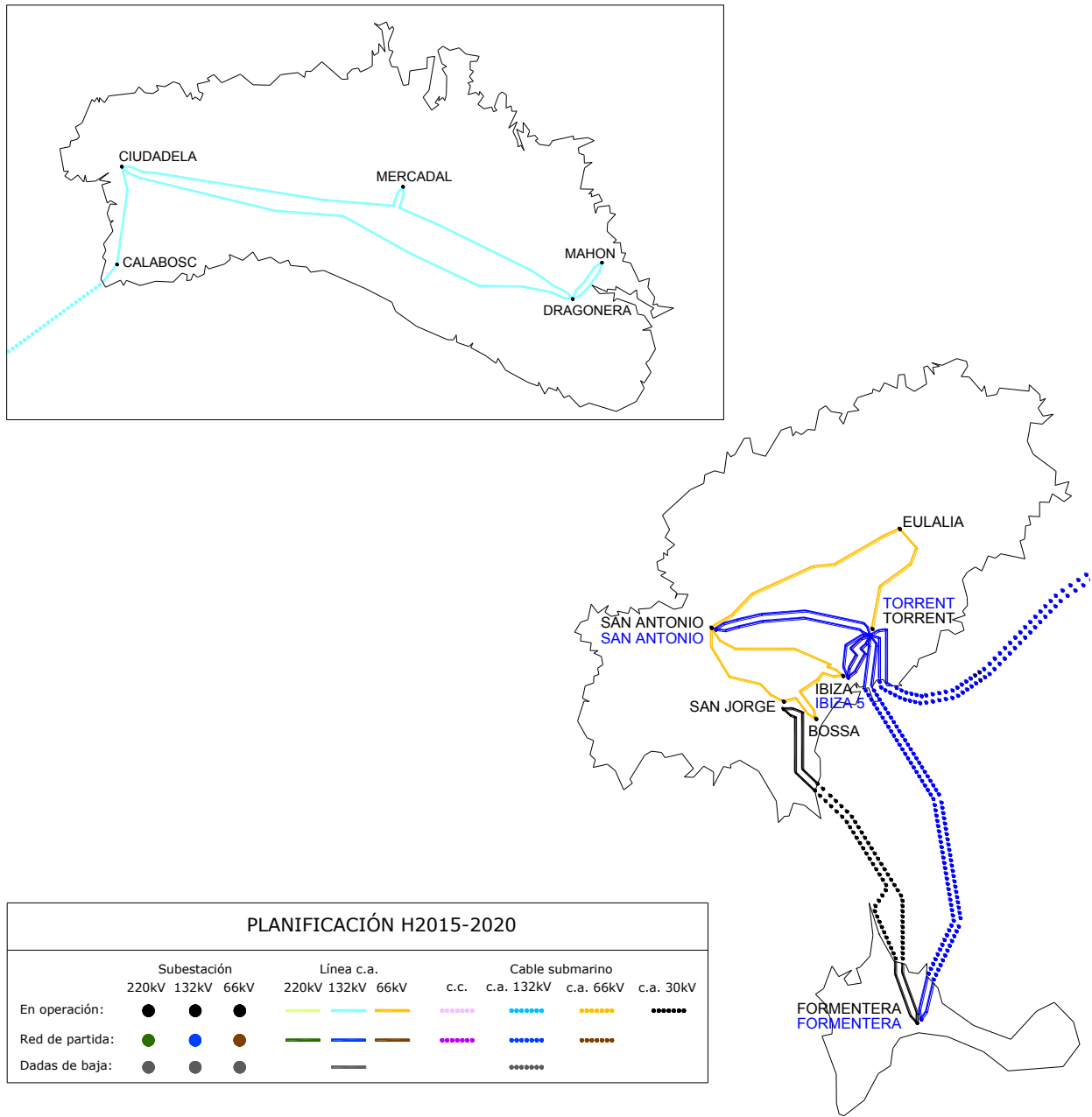


Figura 3.25. Red de Partida. Sistema insular Balear: Mallorca. Periodo 2015-2020



**Figura 3.26. Red de Partida. Sistema insular Balear: Menorca e Ibiza. Periodo 2015-2020**



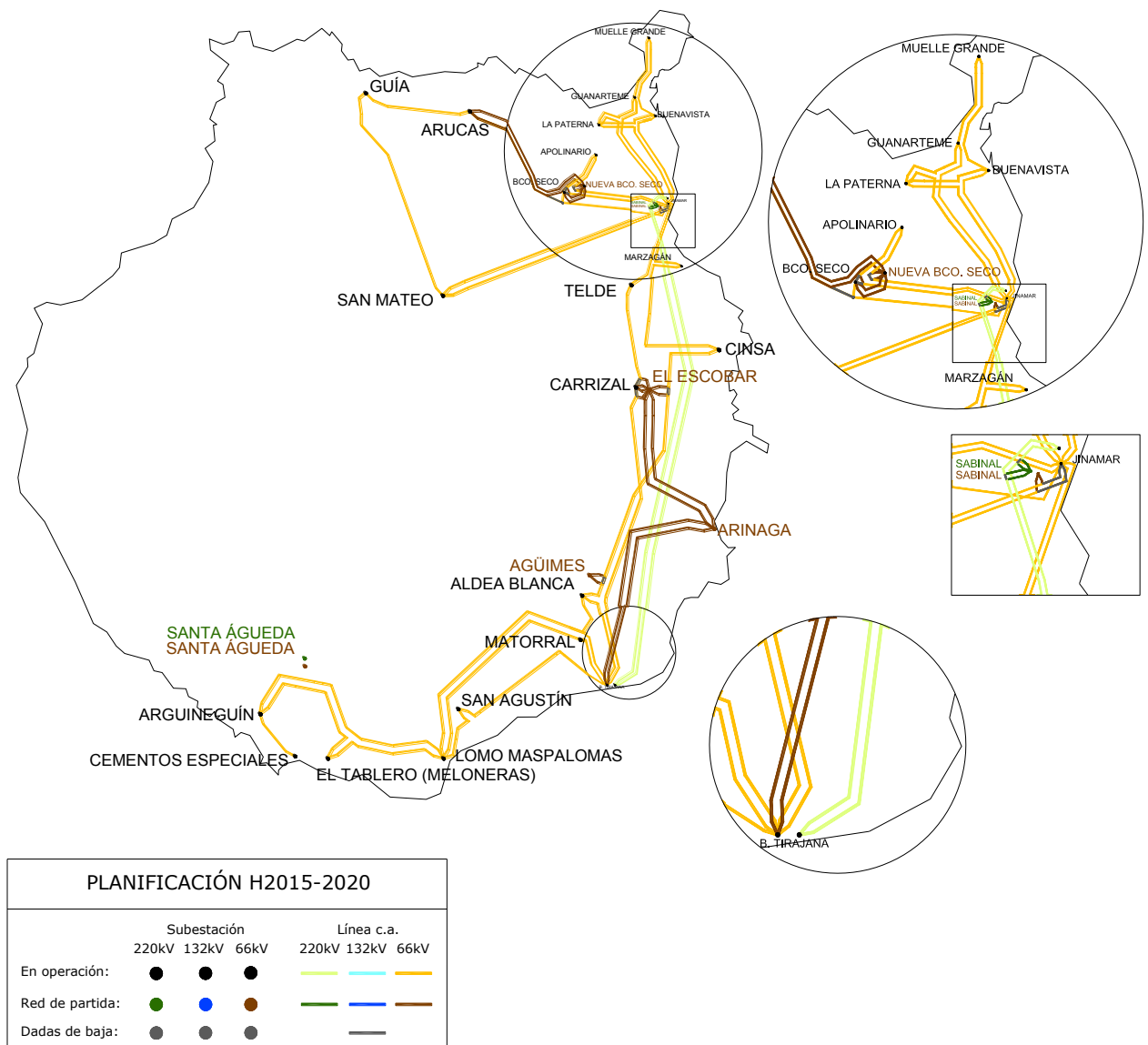


Figura 3.27. Red de Partida. Sistema insular Canario: Gran Canaria. Periodo 2015-2020

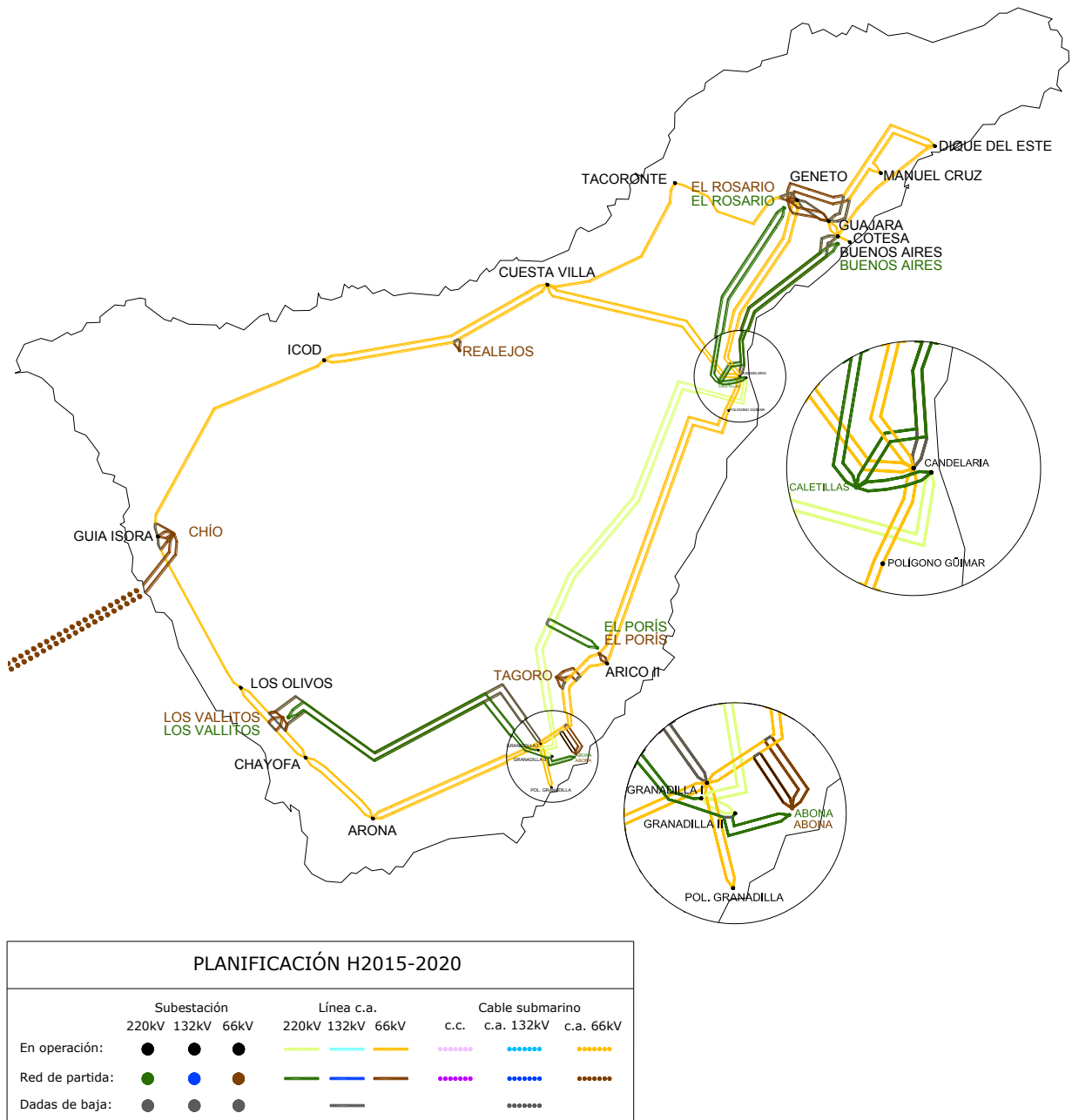


Figura 3.28. Red de Partida. Sistema insular Canario: Tenerife. Periodo 2015-2020

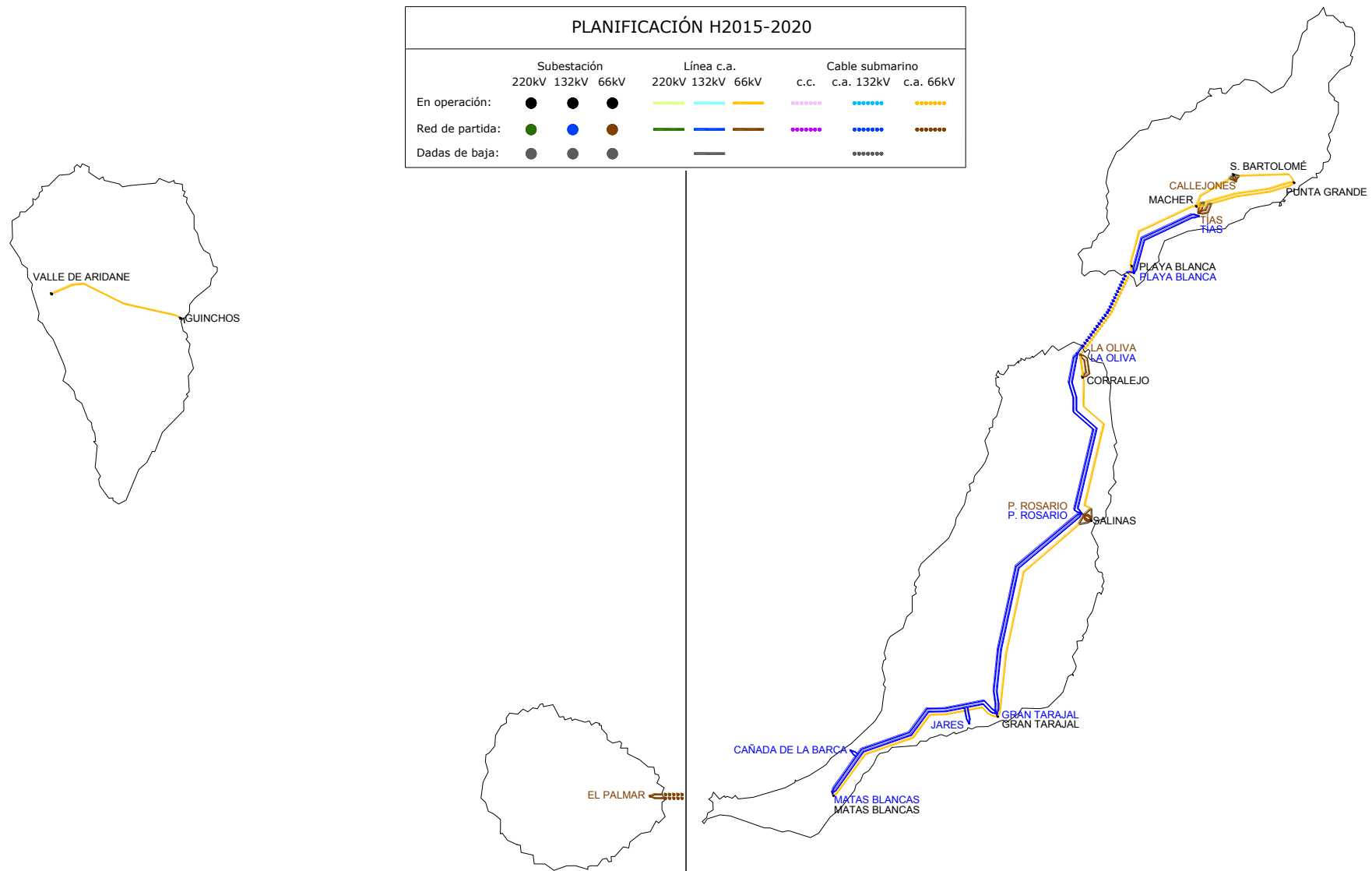


Figura 3.29. Red de Partida. Sistema insular Canario: resto de islas. Periodo 2015-2020

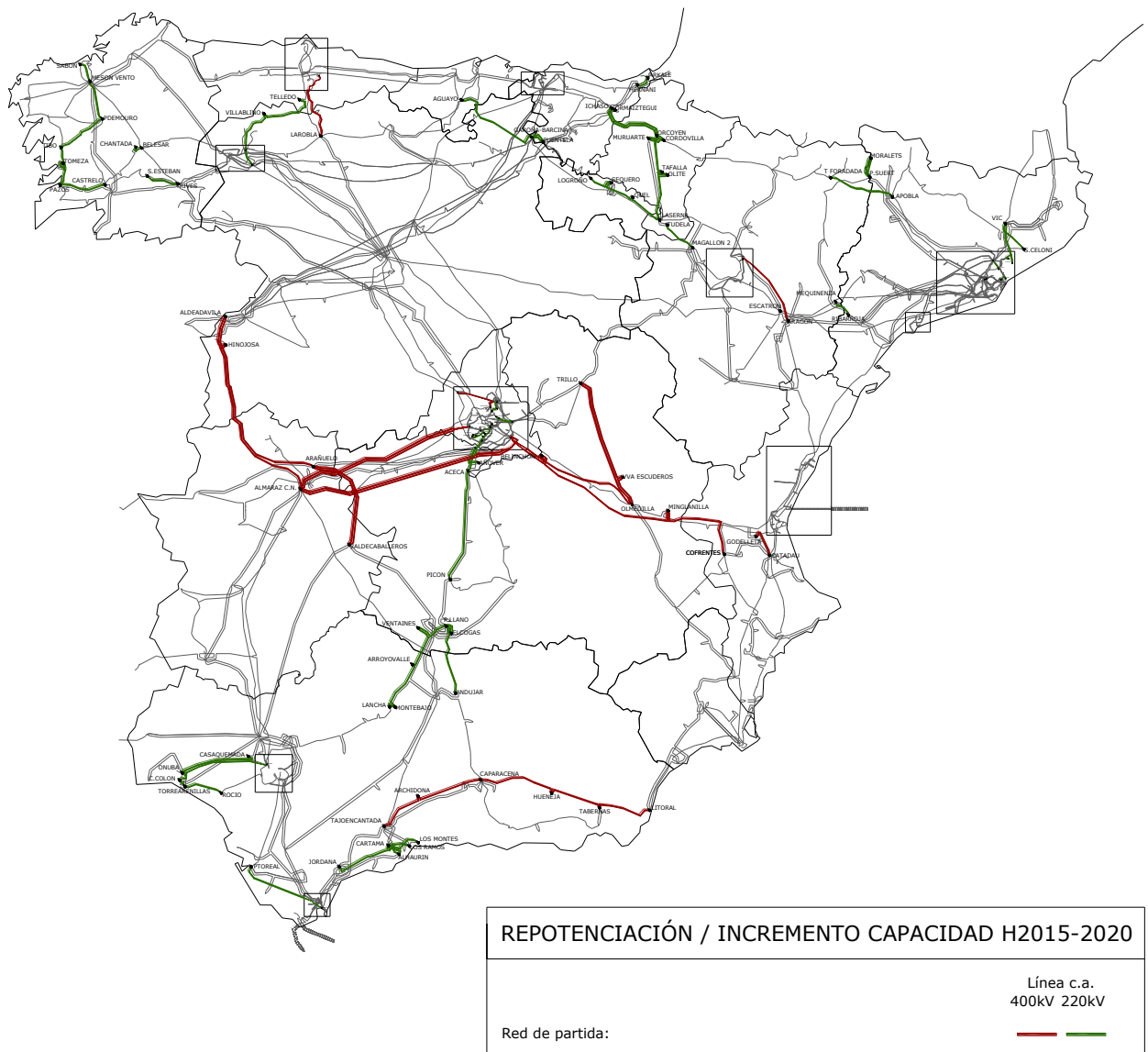


Figura 3.30. Red de Partida. Repotenciaciones Península. Periodo 2015-2020

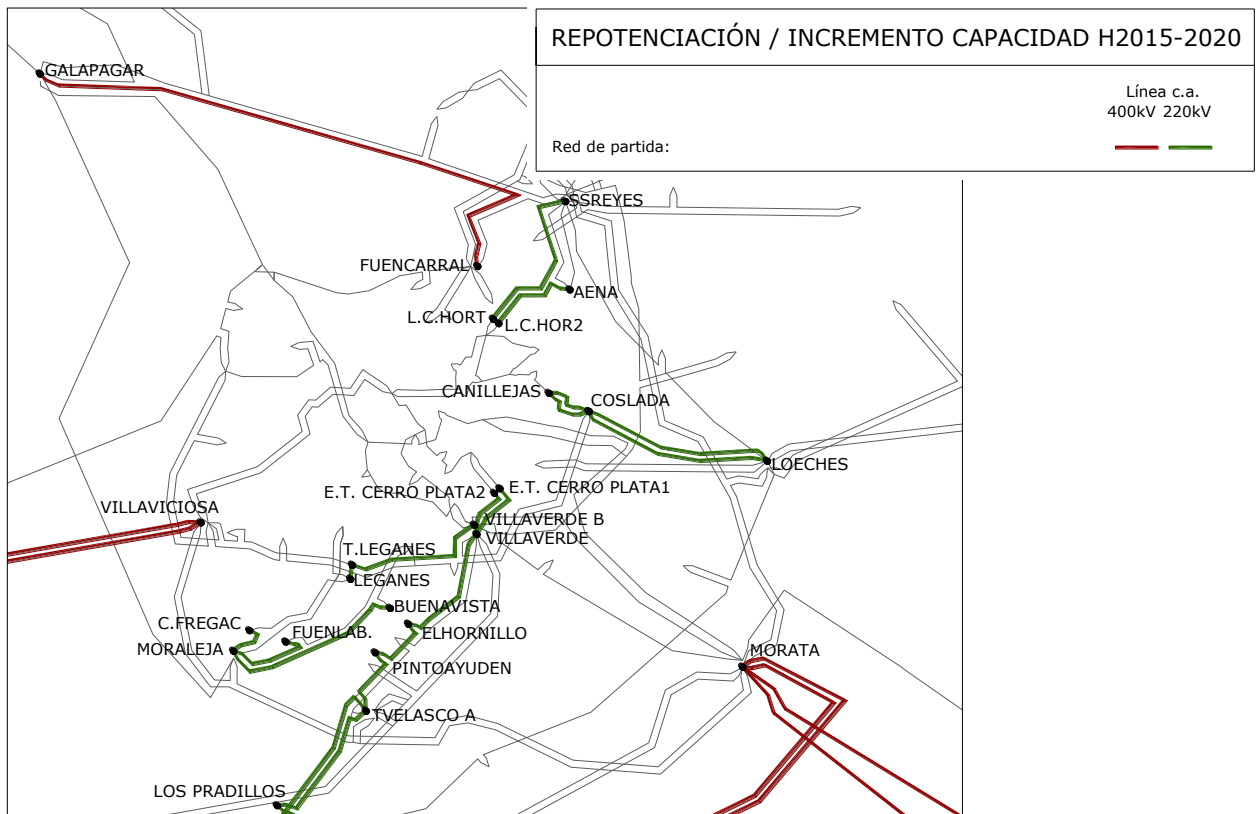


Figura 3.31. Red de Partida. Repotenciaciones de Madrid. Periodo 2015-2020

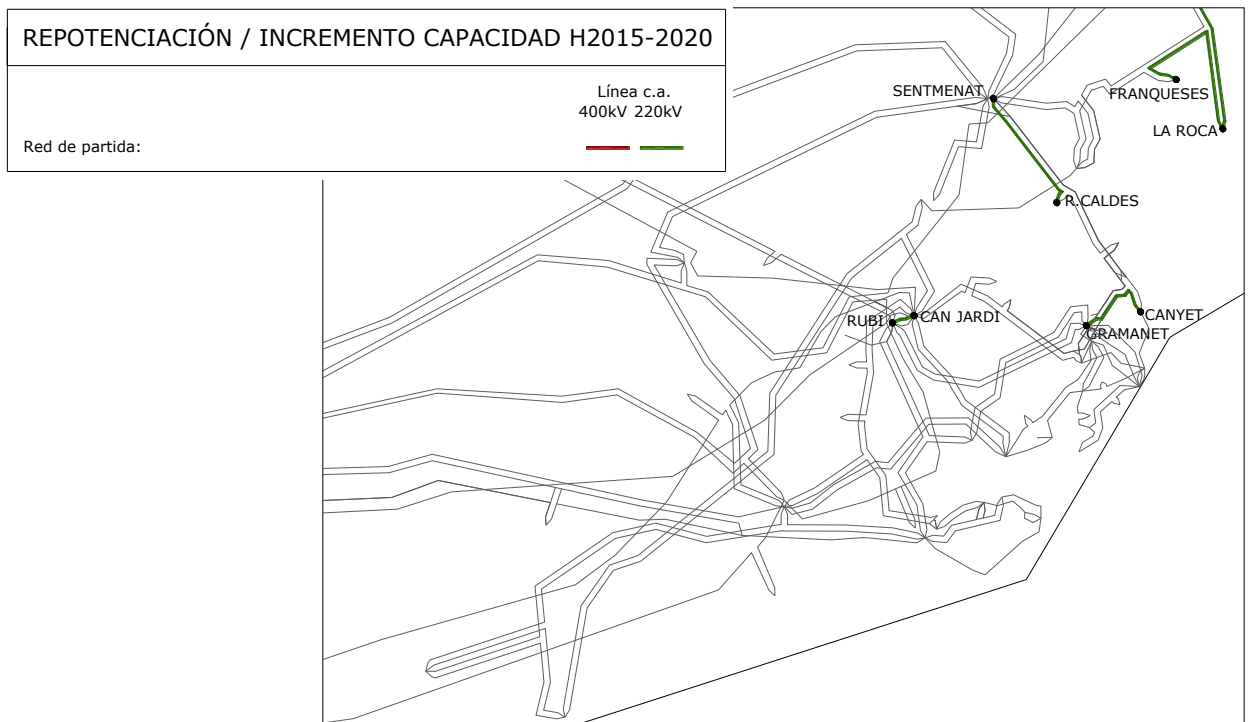
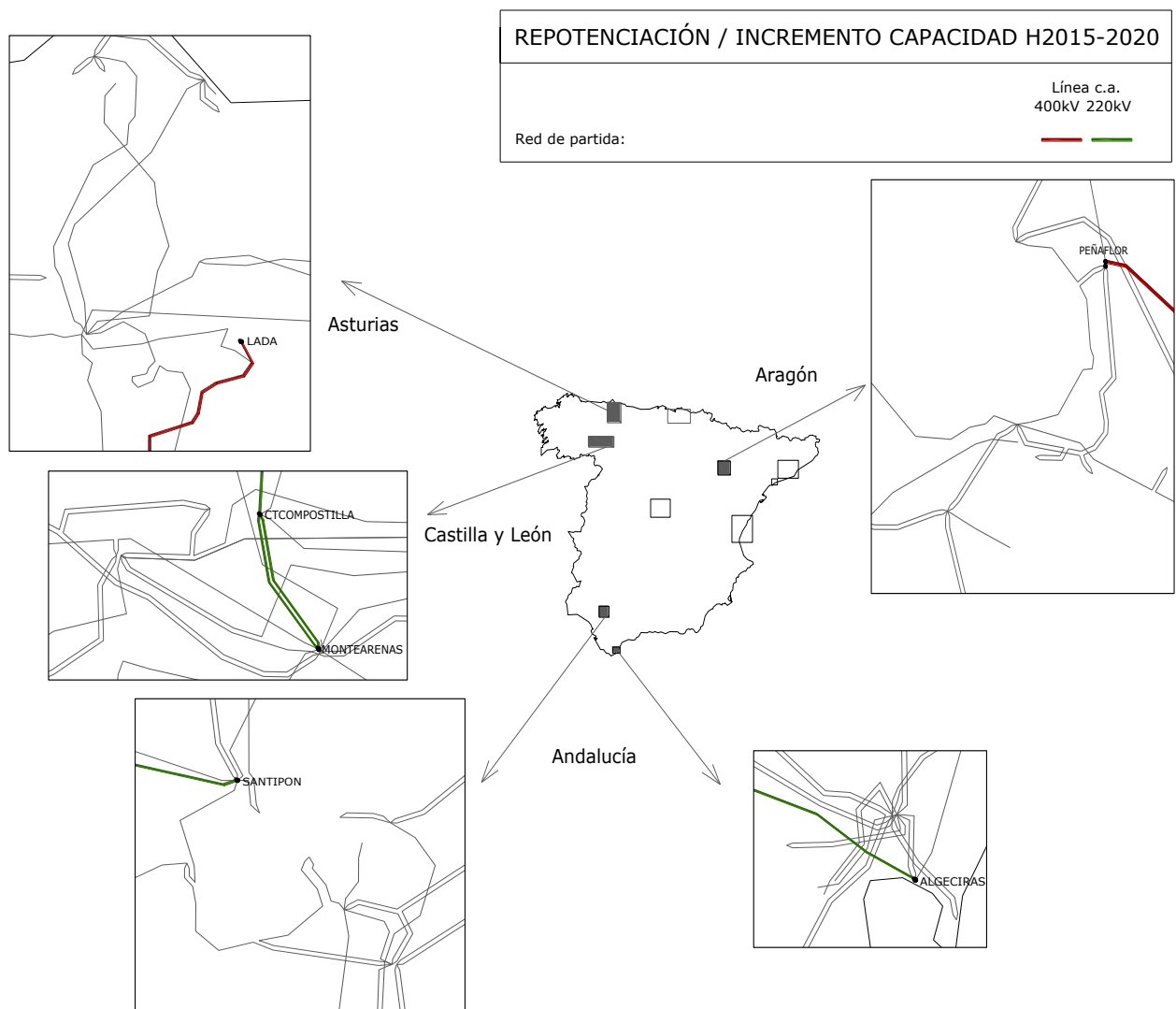


Figura 3.32. Red de Partida. Repotenciaciones de Barcelona. Periodo 2015-2020



**Figura 3.33. Red de Partida. Repotenciaciones de Andalucía, Aragón, Asturias y Castilla y León. Periodo 2015-2020**

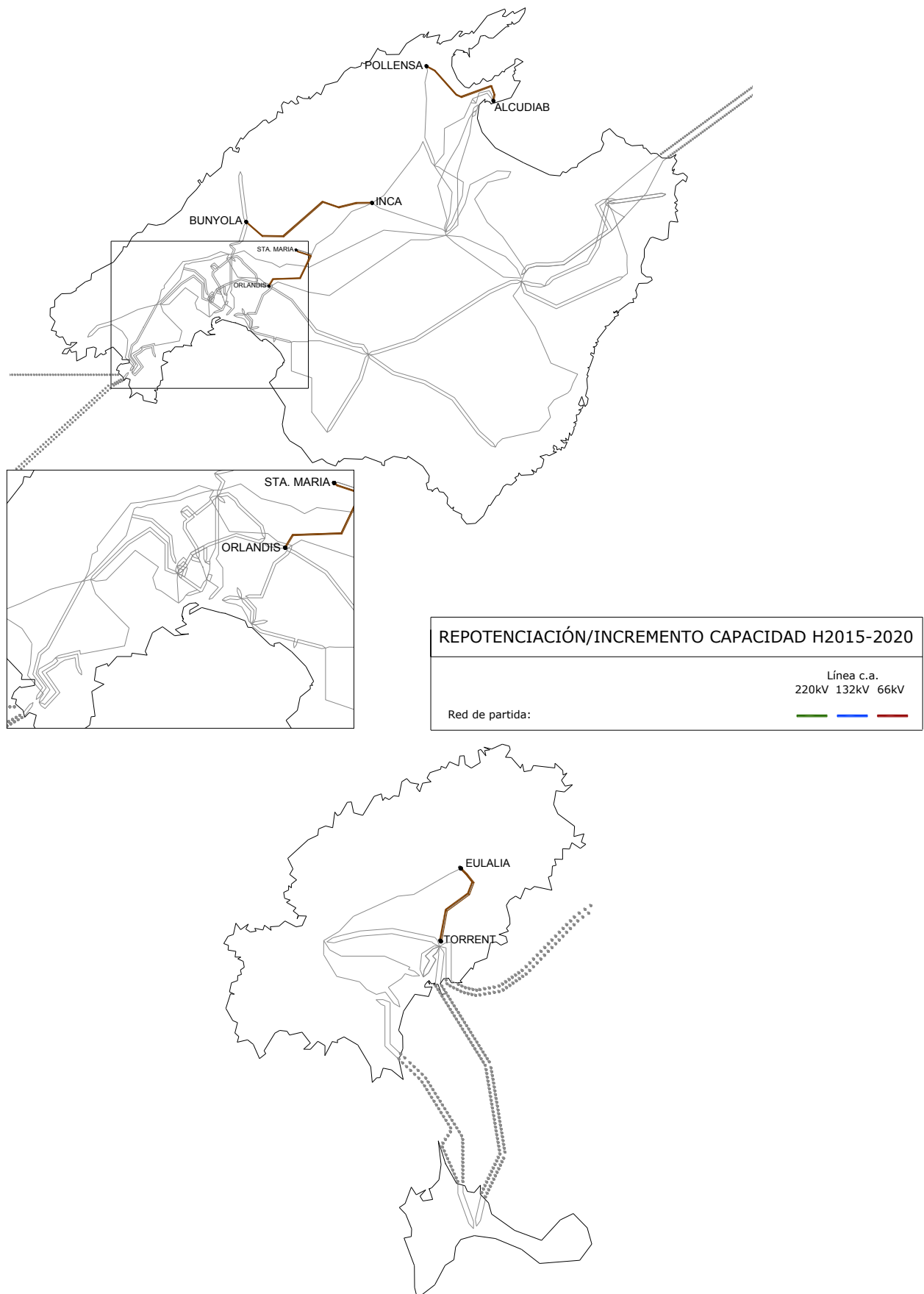


Figura 3.34. Red de Partida. Repotenciaciones del sistema insular Balear. Periodo 2015-2020

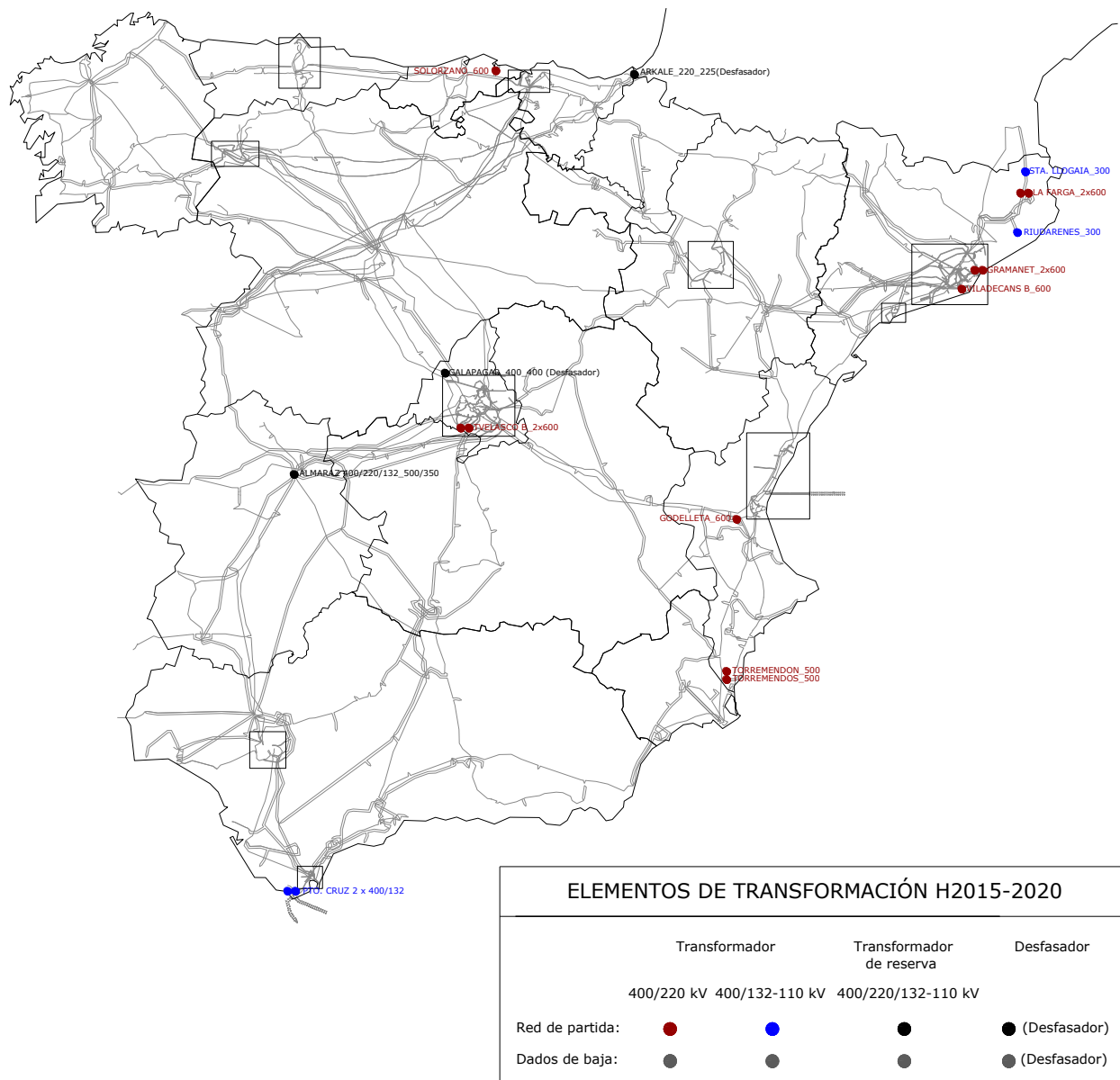


Figura 3.35. Red de Partida. Transformadores Península. Periodo 2015-2020



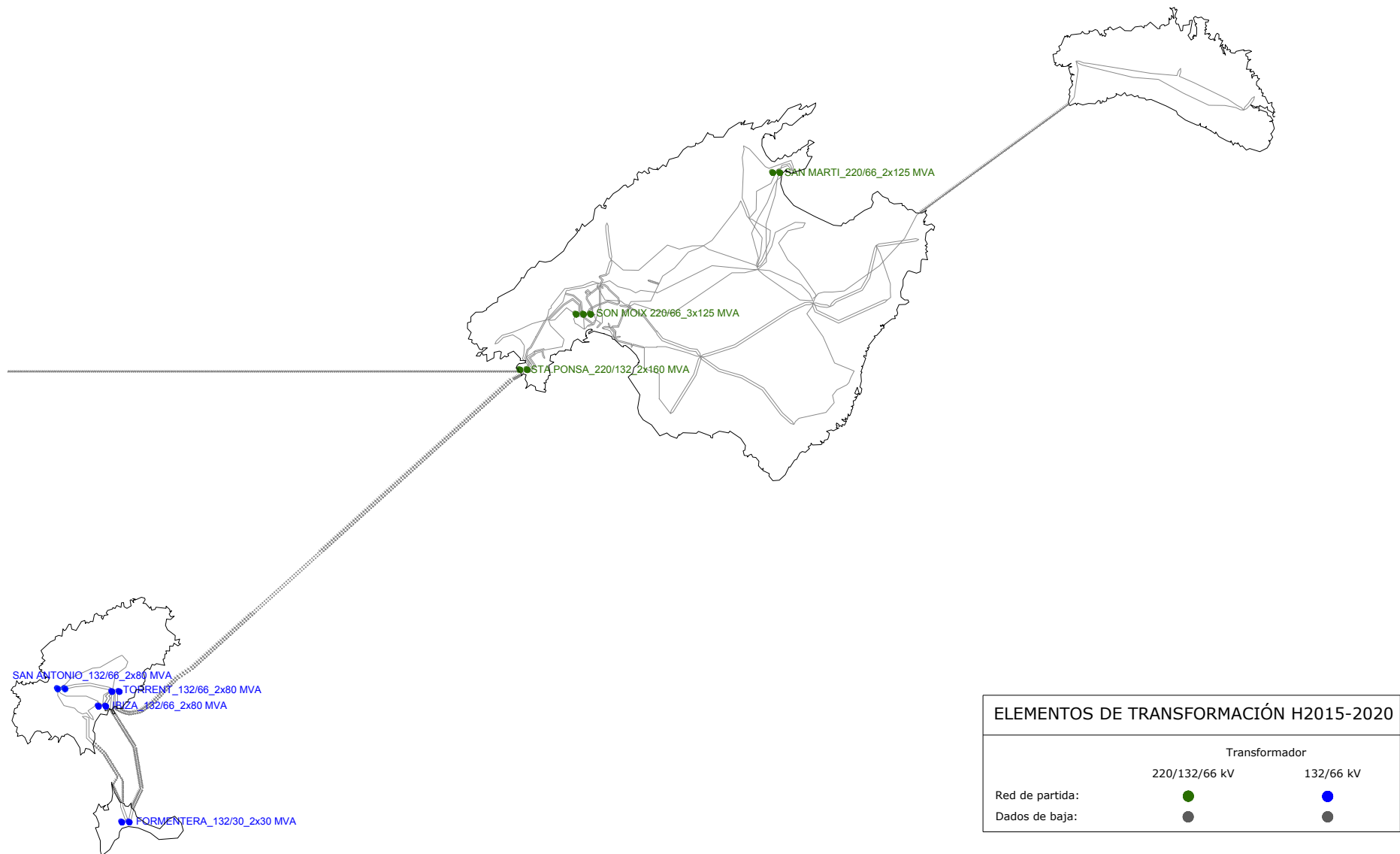
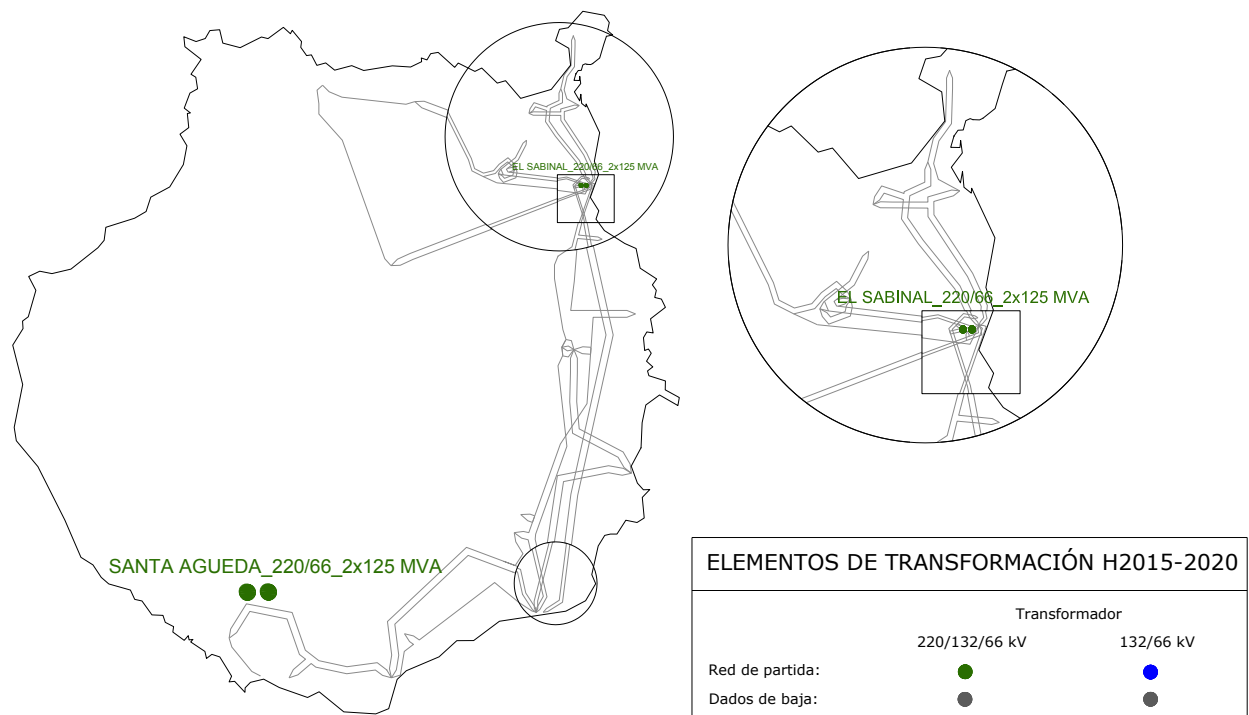
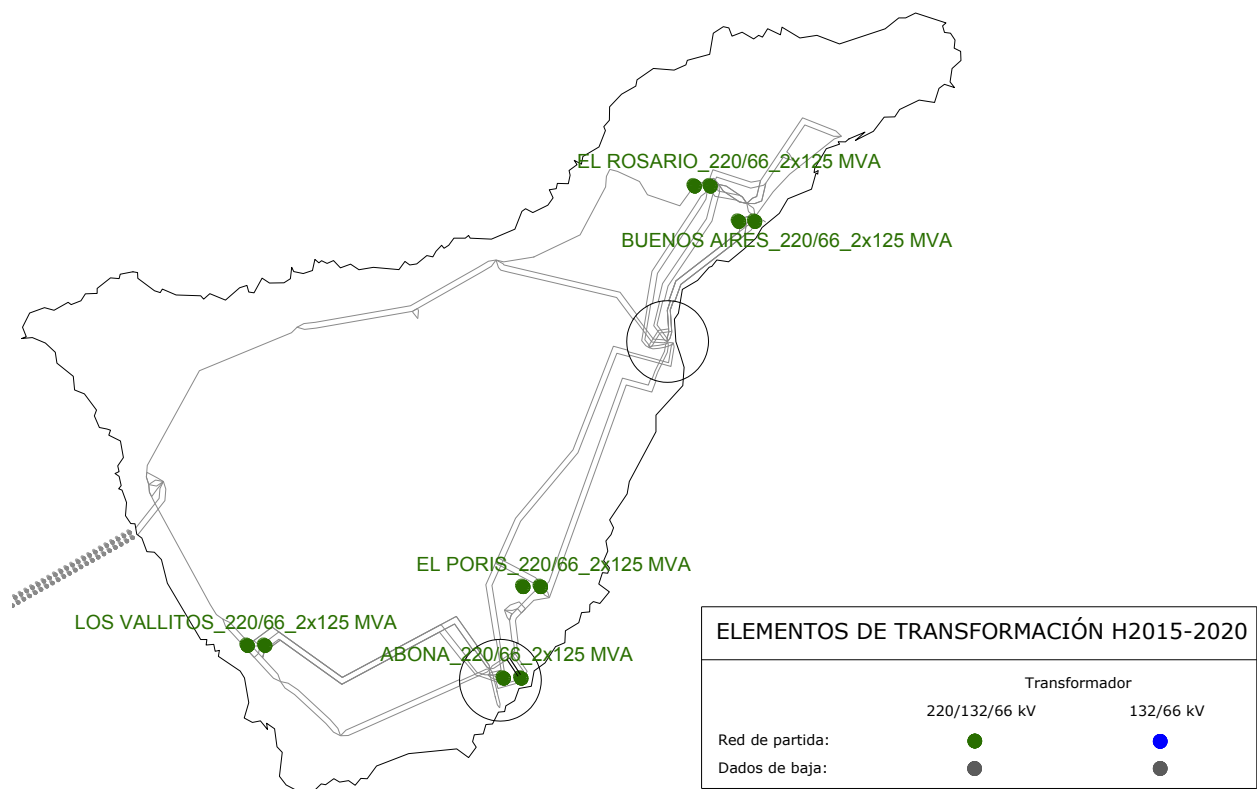


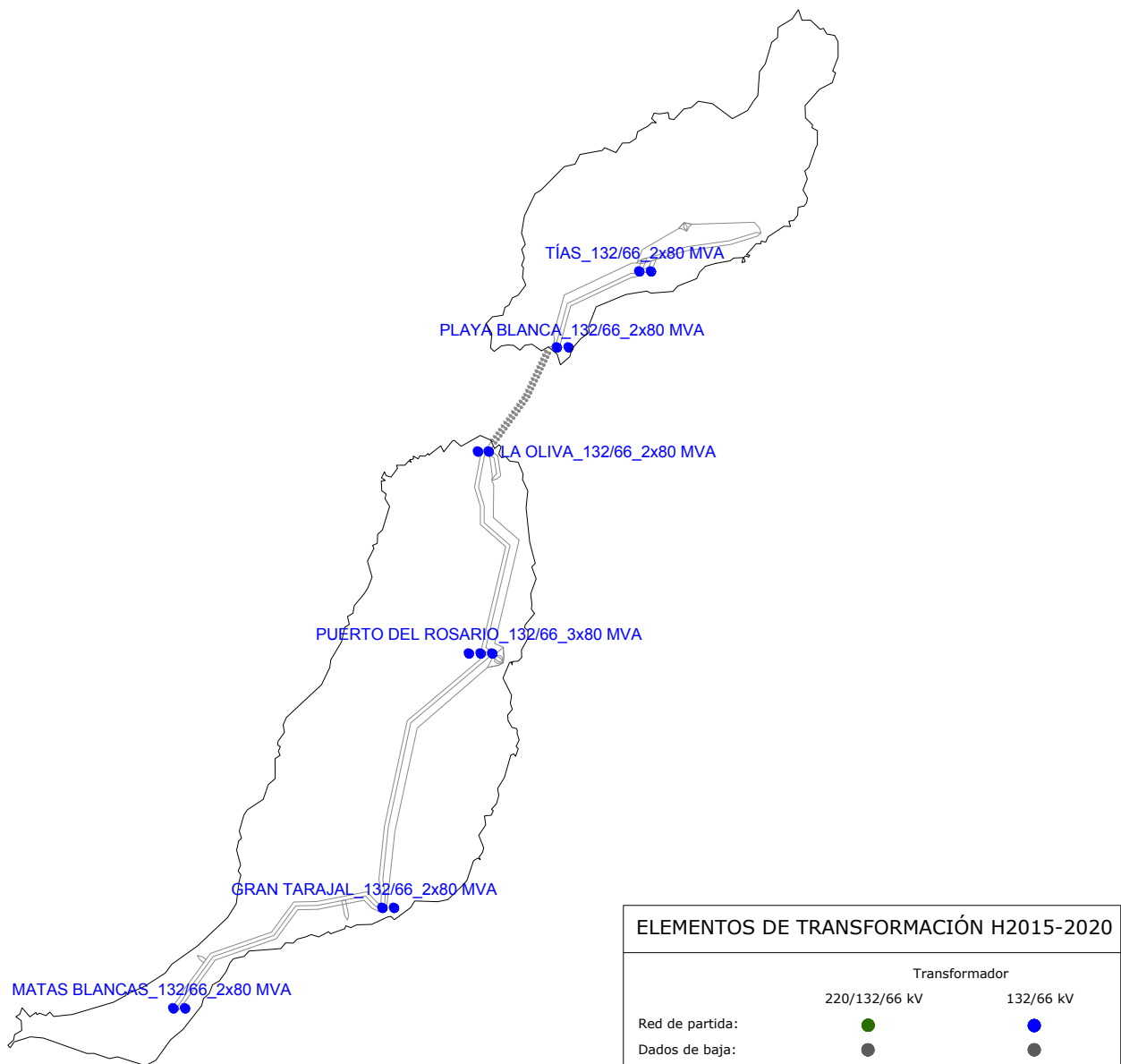
Figura 3.36. Red de Partida. Transformadores sistema insular Balear. Periodo 2015-2020



**Figura 3.37. Red de Partida. Transformadores sistema insular Canario. Gran Canaria. Periodo 2015-2020**



**Figura 3.38. Red de Partida. Transformadores sistema insular Canario. Tenerife. Periodo 2015-2020**



**Figura 3.39. Red de Partida. Transformadores sistema insular Canario. Lanzarote y Fuerteventura. Periodo 2015-2020**

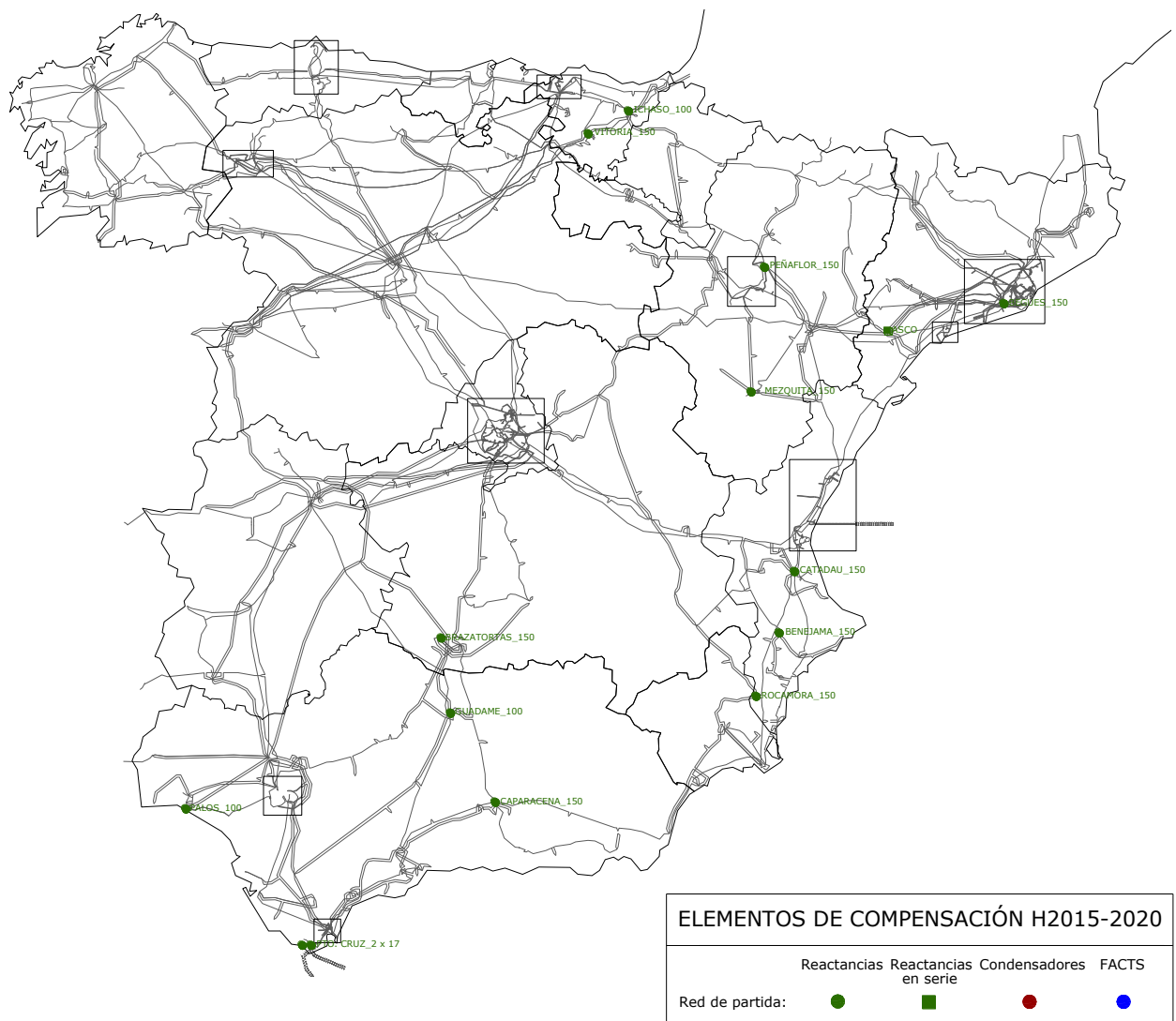


Figura 3.40. Red de Partida. Elementos de compensación Península. Periodo 2015-2020

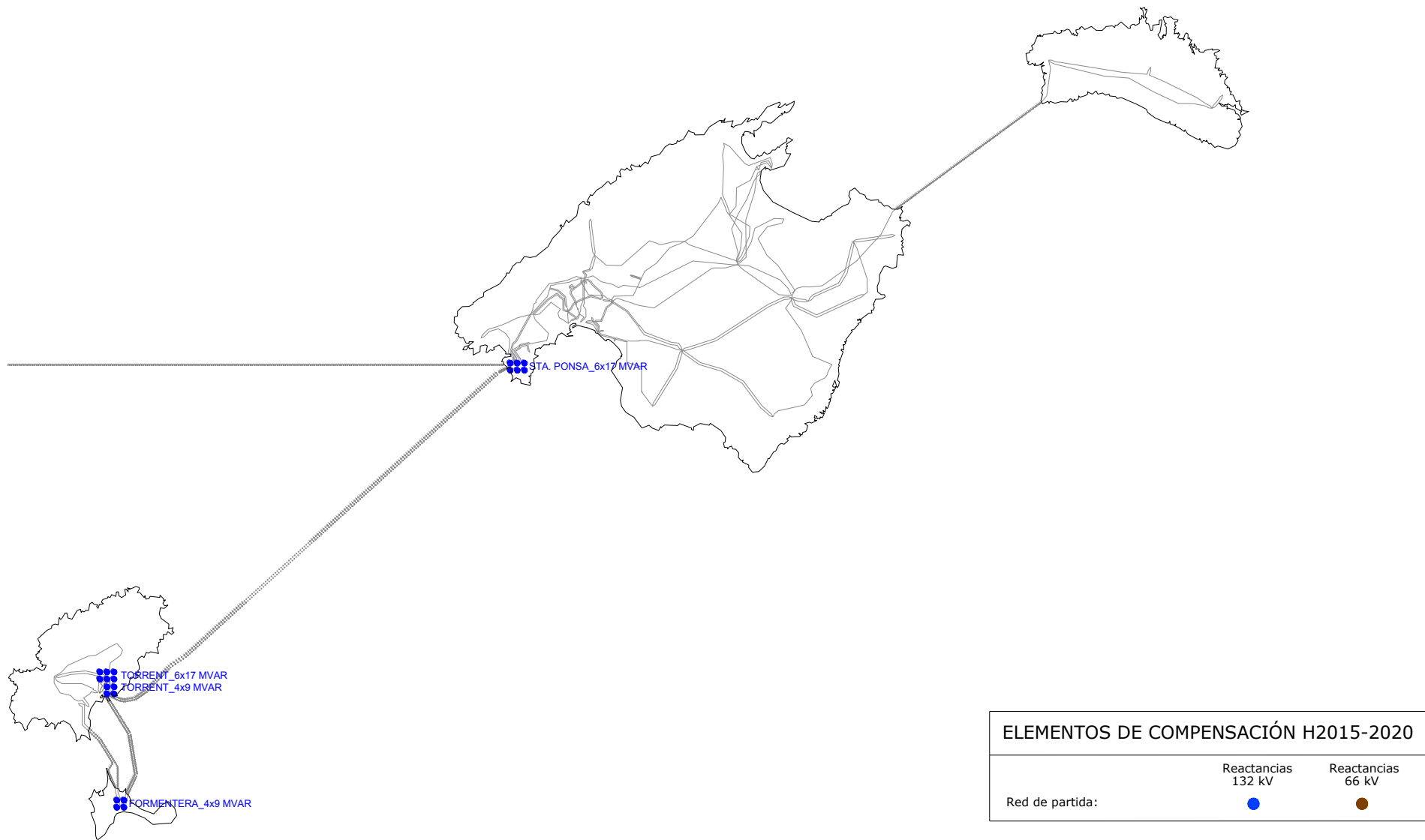


Figura 3.41. Red de Partida. Elementos de compensación Sistema insular balear. Periodo 2015-2020

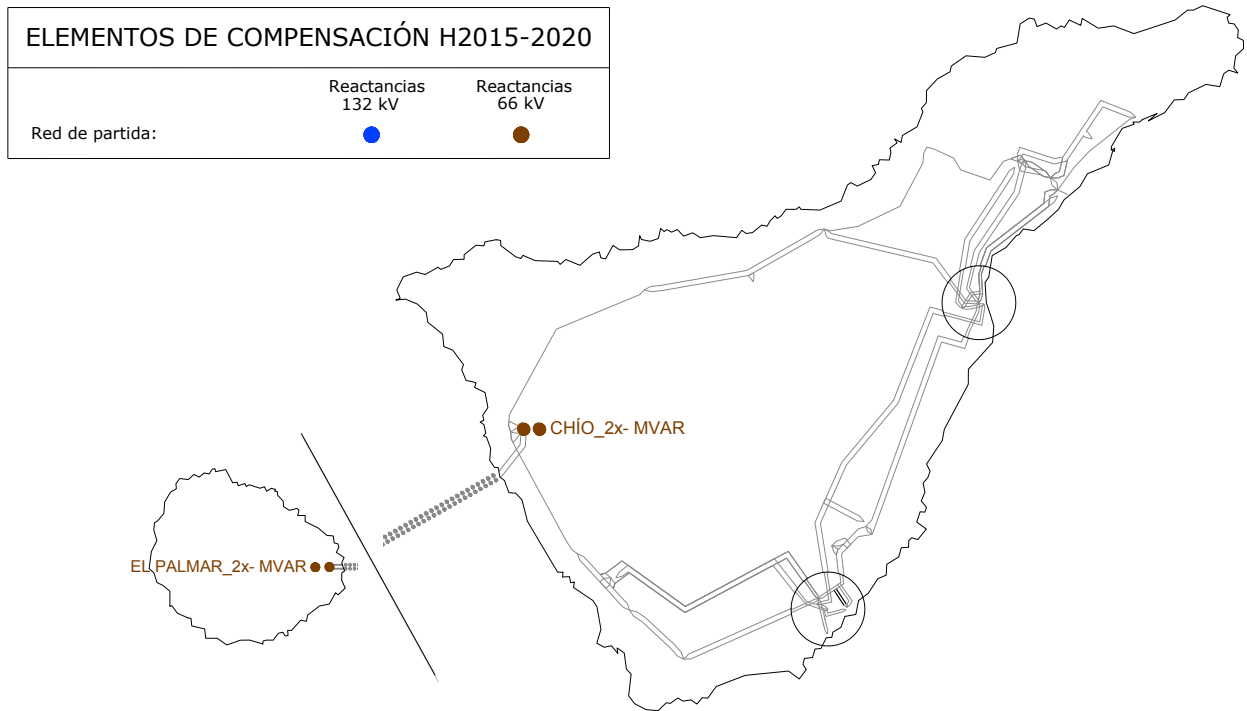


Figura 3.42. Red de Partida. Elementos de compensación Sistema insular canario: Tenerife y La Gomera Periodo 2015-2020

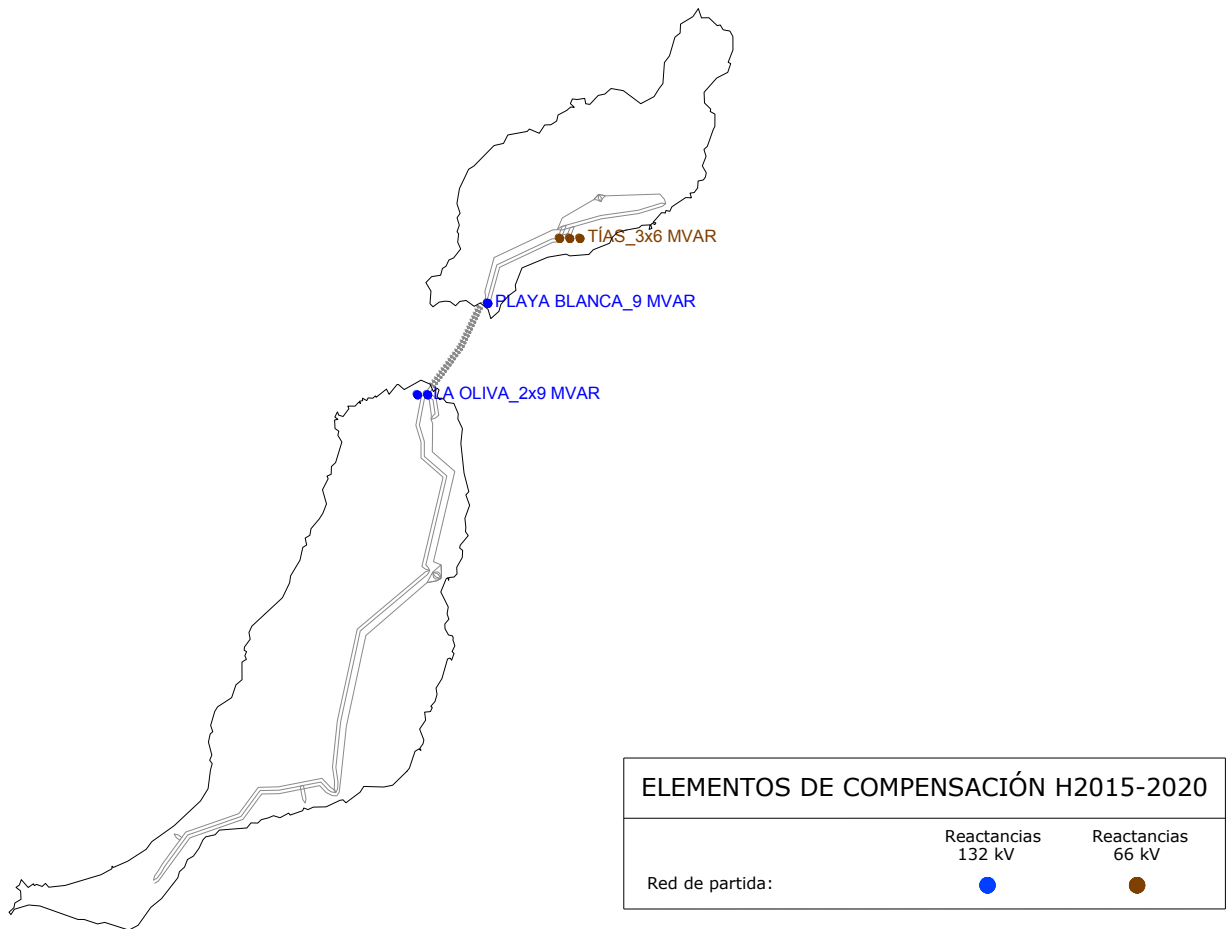


Figura 3.43. Red de Partida. Elementos de compensación Sistema insular canario. Periodo 2015-2020

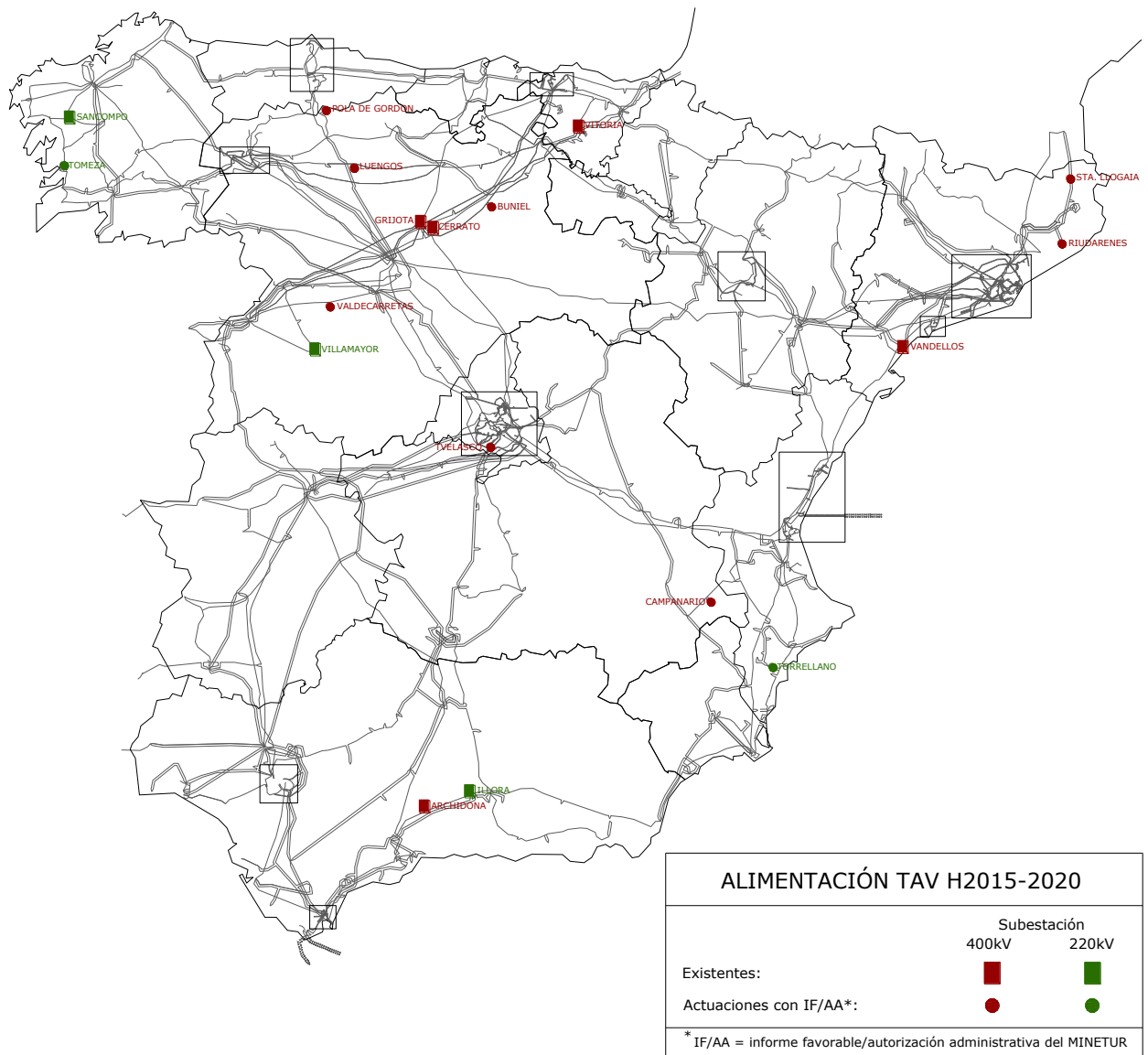


Figura 3.44. Red de Partida. Tren de alta velocidad Península. Periodo 2015-2020

### 3.4.2. RED COMPLEMENTARIA

Dentro de la Red Complementaria se incluye el conjunto de actuaciones incluidas en el presente documento que no están recogidas en la Red de Partida, bien por encontrarse paralizadas por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, o bien por tratarse de actuaciones nuevas no recogidas en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

La Red Complementaria está compuesta tanto por actuaciones estructurales, necesarias para el cumplimiento de los Procedimientos de Operación del Sistema, como por actuaciones asociadas a la conexión a la red de transporte de los distintos agentes o actuaciones de conexión.

En los siguientes apartados se especifican dichas actuaciones según la motivación que las justifica.

#### 3.4.2.1. ACTUACIONES ESTRUCTURALES

Las infraestructuras recogidas en este apartado tienen como objetivo garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y energética y la sostenibilidad medioambiental. La justificación de las infraestructuras estructurales nace del cumplimiento de los Procedimientos de Operación del Sistema y su contribución a la eficiencia económica ha sido justificada mediante el análisis coste-beneficio según el modelo propuesto por ENTSO-E (solicitado por la Comisión Europea) que se adjunta en el anexo III.

En general, para conseguir un objetivo concreto de refuerzo son necesarias un conjunto de actuaciones. En algunos casos el RD 13/2012 paralizó algunas de las actuaciones de cada conjunto dejando que otras se pudieran seguir construyendo. En todo caso, para aquellas actuaciones que se complementan con elementos de la Red de Partida, dichos elementos se indican y se tienen en cuenta en el análisis coste-beneficio, si bien no se incluyen en los apartados de unidades físicas ni en la valoración económica resumen de la Red Complementaria.

En las siguientes tablas se recoge, en unidades físicas, el resumen de actuaciones que constituyen la red complementaria estructural para la península y para los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias

	Periodo 2015-2020	
	400 kV	220 kV
<b>Subestaciones</b>		
Nuevas posiciones	82	150
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Línea	716	443
Cable	5	69
Repotenciación / Inc. Cap.	144	1.811
Línea c.c.		
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>400/220</b>	
	6.207	
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Reactancias	2.100	500
Condensadores	0	0

**Tabla 3.57. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red Complementaria estructural en la península. Periodo 2015-2020**



	Periodo 2015-2020		
	220 kV	132 kV	66 kV
<b>Subestaciones</b>			
Nuevas posiciones	1	29	14
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Línea	49	0	0
Cable	1	2	3
Repotenciación	0	0	15
Línea c.c.	0		
Enlaces submarinos	0	69 <sup>(1)</sup>	0
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>220/132</b>	<b>220/66</b>	<b>132/66</b>
	320	0	160
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Reactancias	0	68	0
Condensadores	0	0	0

<sup>(1)</sup> Incluye tramos soterrados de enlace submarino

**Tabla 3.58. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red Complementaria estructural en Baleares. Periodo 2015-2020**

	Periodo 2015-2020		
	220 kV	132 kV	66 kV
<b>Subestaciones</b>			
Nuevas posiciones	22	2	53
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Línea	97	0	104
Cable	14	0	49
Repotenciación	0	0	11
Línea c.c.	0		
Enlaces submarinos	0	0	0
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>220/132</b>	<b>220/66</b>	<b>132/66</b>
	90	125	0
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Reactancias	0	0	0
Condensadores	0	0	0

**Tabla 3.59. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red Complementaria estructural en Canarias. Periodo 2015-2020**

### 3.4.2.2. ACTUACIONES DE CONEXIÓN

Se incluyen dentro de este apartado las actuaciones que corresponden a solicitudes de acceso y conexión realizadas por los distintos agentes distribuidores, consumidores y generadores. Aunque las actuaciones estén incluidas en la planificación de la red de transporte 2015-2020, solo se consolidan tras la obtención de los permisos de acceso y conexión y la formalización del contrato técnico de acceso (CTA).

Para aquellas actuaciones no recogidas en la planificación de la red de transporte 2015-2020, se dan por cancelados los expedientes de acceso y conexión asociados a las actuaciones de la red de transporte, quedando sin efecto, si los hubiere, los correspondientes permisos de acceso y conexión y CTAs (en coherencia con lo dispuesto en el Art.18 del RD1047/2013).

Para el caso de las actuaciones de evacuación de generación no incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020, existe la posibilidad de tramitación en posiciones incluidas en la planificación, que se realizaría de forma coordinada para instalaciones de generación renovables, de cogeneración y residuos (Anexo XV del RD413/2014).

#### 3.4.2.2.1. Red asociada al programa de red ferroviaria de alta velocidad (TAV)

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.

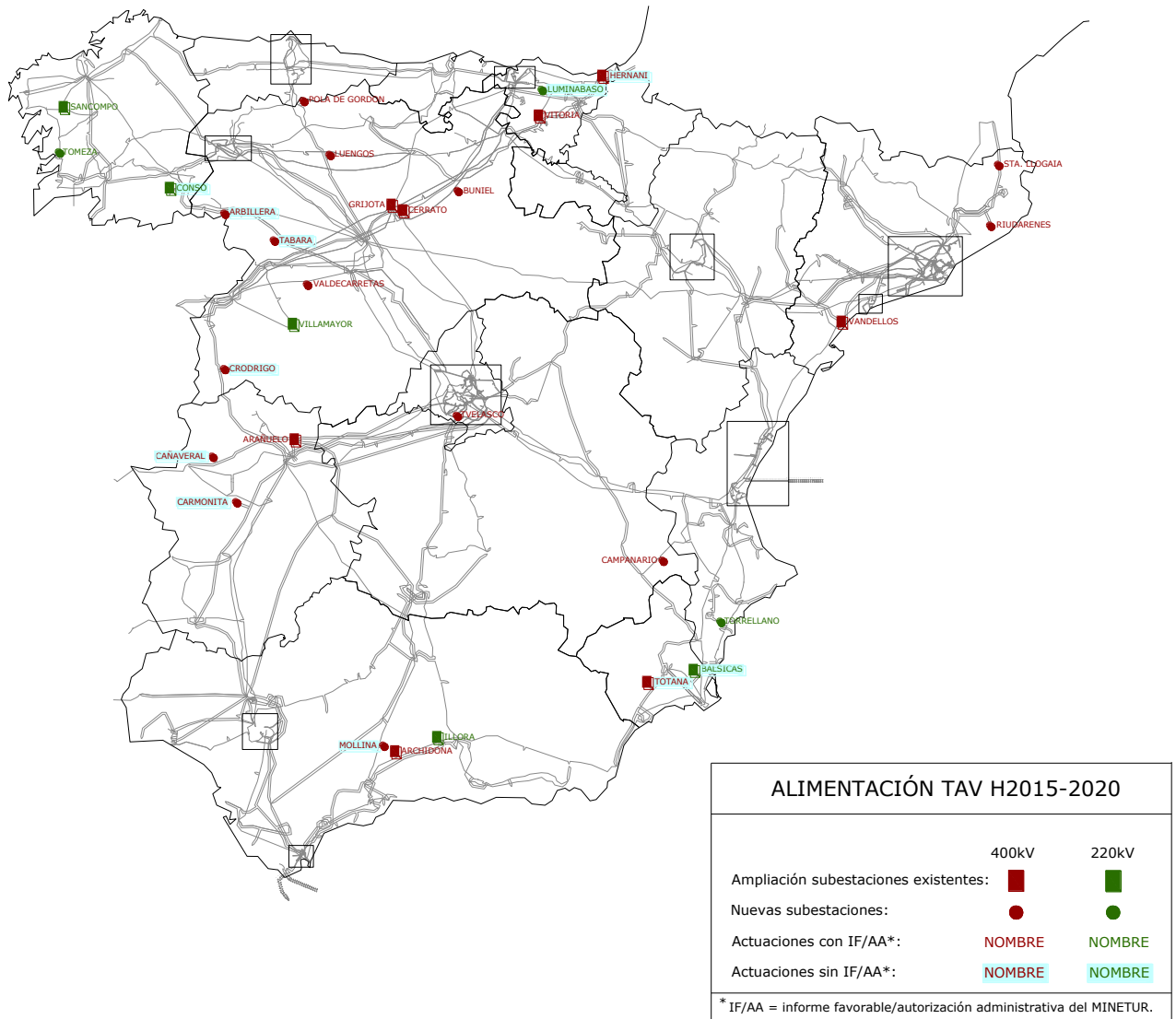
Dentro del plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad se han tenido en cuenta las infraestructuras asociadas al suministro eléctrico de los ejes ferroviarios incluidos en el Plan de Infraestructuras, Transporte y Vivienda (PITVI) 2012-2024 elaborado por el Ministerio de Fomento y la información 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 PITVI aún no han sido definidos por los responsables ferroviarios y no figuran en este documento. No obstante, el artículo 4.4 de la Ley 24/2013, del Sector eléctrico recoge mecanismos de modificación de los planes de desarrollo de la red de transporte de electricidad que eventualmente podrían ser aplicados en caso de que la necesidad no permita esperar a la aprobación del siguiente ejercicio de planificación.

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, pueden 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.

La Figura 3.45 muestra las infraestructuras previstas para la alimentación de los futuros trenes de alta velocidad (TAV).



**Figura 3.45. Infraestructuras previstas para alimentación de la red ferroviaria de alta velocidad**

Se ha decidido retrasar fuera del horizonte 2015-2020 las siguientes subestaciones de 400 kV:

- Eje Antequera-Algeciras: Ronda y Marchenilla
- Eje Burgos-Vitoria: Briviesca
- Eje Monforte-Murcia: Rocamora
- Eje Navalmoral-Badajoz (Madrid-Lisboa): Sagrajas

Las siguientes fichas presentan los ejes ferroviarios en los que alguna de las actuaciones a ejecutar en la red de transporte en el periodo 2015-2020 ha quedado paralizada por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, e incluyen tanto las actuaciones incluidas en el horizonte 2015-2020 como las retrasadas al periodo posterior a 2020.

## EJE FERROVIARIO TAV-1: La Coruña-Vigo

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre A Coruña y Vigo. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde tres puntos de la red de transporte de 220 kV: Tomeza, Santiago de Compostela y Meirama. El promotor de este eje es ADIF.

La ampliación prevista en Meirama 220 kV ya está construida.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### SE Santiago de Compostela 220 kV (Galicia)

- Ampliación con dos posiciones de línea

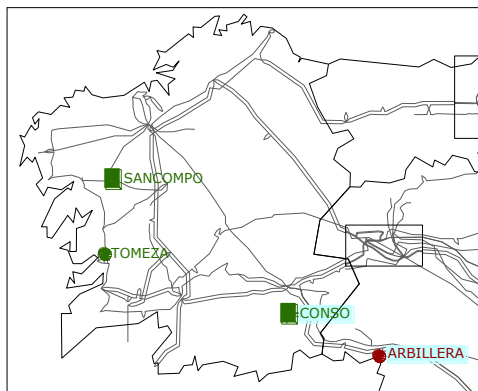
#### Nueva SE Tomeza 220 kV (Galicia)

- Nueva SE Tomeza 220 kV (doble barra).
- E/S en Tomeza 220 kV de la línea Lourizán-Tibo 220 kV.
- E/S en Tomeza 220 kV de la línea Lourizán-Pazos 220 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	9
Línea aérea (km)	-	1,12

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	■	■
Nuevas subestaciones:	●	●
Actuaciones con IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE
Actuaciones sin IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	8,9 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	4,7 M€

## EJE FERROVIARIO TAV-2: Olmedo-Zamora-Lubián-Orense

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre Olmedo, Zamora, Lubián y Orense. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde cuatro puntos de la red de transporte de 400 kV: Olmedo, Valdecarretas, Tábara y Arbillera, y un punto de la red de transporte de 220 kV: Conso. El promotor de este eje es ADIF.

La subestación de Olmedo ya está construida y en servicio para el eje Madrid-Valladolid.

### • DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Nueva SE Valdecarretas 400 kV (Castilla y León)

- Nueva SE Valdecarretas 400 kV (interruptor y medio). Aprobada en el programa anual de 2010 como Toro.
- E/S en Valdecarretas 400 kV de la línea Tordesillas-Villarino 400 kV.

#### Nueva SE Arbillera 400 kV (Castilla y León)

- Nueva SE Arbillera 400 kV (interruptor y medio). Aprobada en el programa anual de 2010 como ampliación de Aparecida 400 kV.
- E/S en la línea Aparecida-Tordesillas 400 kV y mallado de nudos no mallados Arbillera 400/220 kV y E/S de Arbillera 220 kV en Conso-Valparaíso 220 kV.

#### Nueva SE Tábara kV (Castilla y León)

- Nueva SE Tábara 400 kV (interruptor y medio). Aprobada en el programa anual de 2010 como Valparaíso 400 kV.
- E/S en Tábara 400 kV de la línea Tordesillas-Arbillera 400 kV.

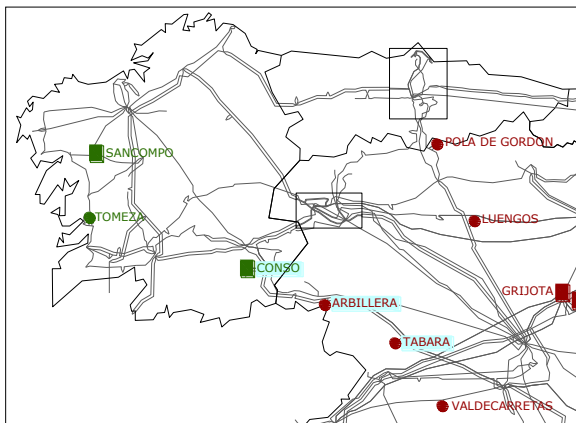
#### Ampliación de la SE Conso 220 kV (Galicia)

- Aprobada en el programa anual de 2010 como Taboadella 400 kV.

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	20	3
Línea aérea (km)	3	1
Transformadores (MVA)	600	

### • MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color: red;">■</span>	<span style="color: green;">■</span>
Nuevas subestaciones:	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: green;">●</span>
Actuaciones con IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE
Actuaciones sin IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

• **VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	31,7 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	9,2 M€

### EJE FERROVIARIO TAV-3: Valladolid-V. Baños-Palencia-León-Asturias

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre Valladolid, Venta de Baños, León y Asturias. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde cuatro puntos de la red de transporte de 400 kV: Grijota, Cerrato, Luengos y Pola de Gordón. El promotor de este eje es ADIF.

La ampliación de Grijota y la nueva subestación Cerrato ya construidas.

#### • DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

##### Nueva SE Luengos 400 kV (Castilla y León)

- Nueva SE Luengos 400 kV (interruptor y medio).
- E/S en Luengos 400 kV de la línea La Robla-Mudarra 2 400 kV.

##### Nueva SE Pola de Gordón kV (Castilla y León)

- Nueva SE Pola de Gordón 400 kV (doble barra blindada).
- E/S en Pola de Gordón 400 kV de la línea Lada-La Robla 400 kV.

#### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	11	-
Línea aérea (km)	1,78	-

#### • MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	■	■
Nuevas subestaciones:	●	●
Actuaciones con IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE
Actuaciones sin IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

#### • VALORACIÓN ECONÓMICA (Pendiente de PES)

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:

15,5

M€

El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:

7,7 M€

## EJE FERROVIARIO TAV-4: Burgos-Vitoria

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre Burgos y Vitoria. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde dos puntos de la red de transporte de 400 kV: Buniel y Briviesca. El promotor de este eje es ADIF.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Nueva SE Buniel 400 kV (Castilla y León)

- Nueva SE Buniel 400 kV (interruptor y medio).
- E/S en Buniel 400 kV de la línea Grijota-Garofía 400 kV.

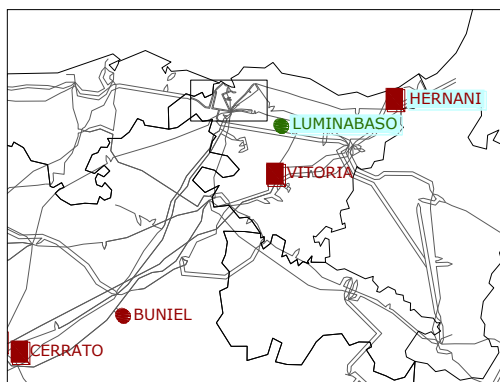
#### Nueva SE Briviesca kV (Castilla y León)

- Nueva SE Briviesca 400 kV (interruptor y medio).
- E/S en Briviesca 400 kV de la línea Grijota-Vitoria 400 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	12	-
Línea aérea (km)	3,49	-

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color: red;">■</span>	<span style="color: green;">■</span>
Nuevas subestaciones:	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: green;">●</span>
Actuaciones con IF/AA*:	<span style="color: red;">NOMBRE</span>	<span style="color: green;">NOMBRE</span>
Actuaciones sin IF/AA*:	<span style="color: cyan;">NOMBRE</span>	<span style="color: cyan;">NOMBRE</span>

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	12,9 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	4,9 M€



## EJE FERROVIARIO TAV-5: Valladolid-Salamanca-Fuentes de Oñoro

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre Valladolid, Salamanca y Fuentes de Oñoro, desde conectará con la red portuguesa. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde un punto de la red de transporte de 220 kV: Villamayor y un punto de la red de transporte de 400 kV: Ciudad Rodrigo. El promotor de este eje es el Ministerio de Fomento.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Ampliación de la SE Villamayor 220 kV (Castilla y León)

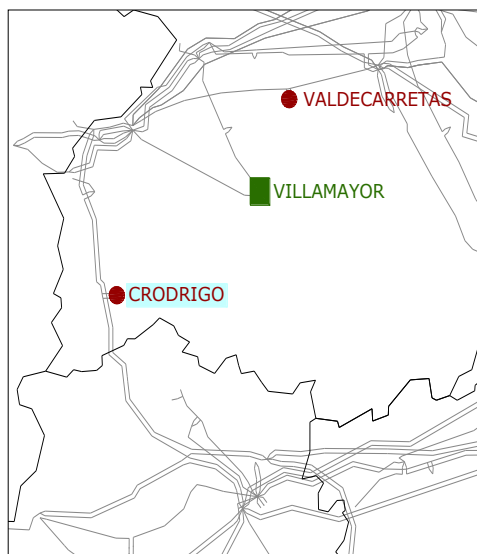
#### Nueva SE Ciudad Rodrigo kV (Castilla y León)

- Nueva SE Ciudad Rodrigo kV (interruptor y medio).
- E/S en Ciudad Rodrigo 400 kV de la línea Hinojosa-Almaraz 400 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	6	1
Línea aérea (km)	1	-

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color: red;">■</span>	<span style="color: green;">■</span>
Nuevas subestaciones:	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: green;">●</span>
Actuaciones con IF/AA*:	<span style="color: red;">NOMBRE</span>	<span style="color: green;">NOMBRE</span>
Actuaciones sin IF/AA*:	<span style="color: cyan;">NOMBRE</span>	<span style="color: cyan;">NOMBRE</span>

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	6,3 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	4,3 M€

## EJE FERROVIARIOS TAV-6: Alicante-Crevillente

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de las conexiones previstas en Levante. El suministro eléctrico a la subestación de tracción del tren se dará desde la futura Torrellano 220 kV. El promotor de este eje es el Ministerio de Fomento.

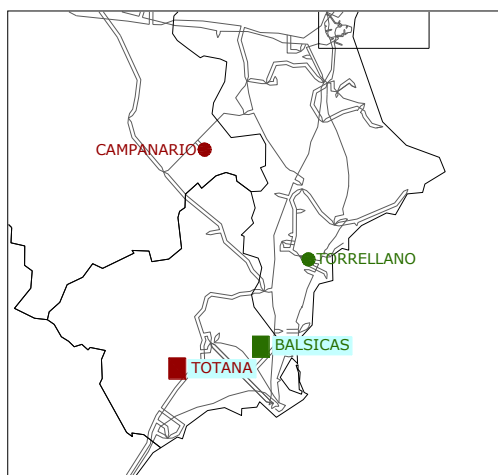
### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

Ampliación de la futura SE Torrellano 220 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	2

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	■	■
Nuevas subestaciones:	●	●
Actuaciones con IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE
Actuaciones sin IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	0 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	2,8 M€

## EJE FERROVIARIOS TAV-7: Castellón-Barcelona

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de las conexiones previstas entre Cataluña y Levante, en el tramo entre Castellón y Barcelona. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde el punto de la red de transporte de 400 kV de Vandellós. El promotor de este eje es ADIF, por encomienda del Ministerio de Fomento.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

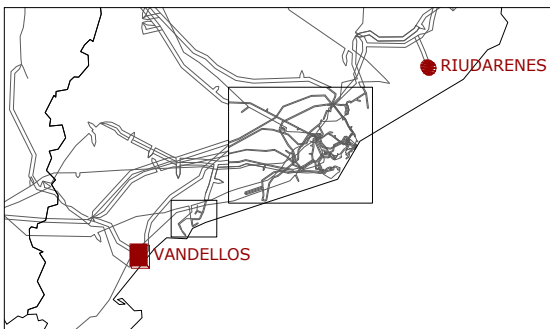
#### Ampliación de la subestación de Vandellós 400 kV

- Ampliación de la subestación de Vandellós 400 kV (doble barra).

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS (Pendiente de PES)

	400 kV	220 kV
Posiciones	1	-

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	■	■
Nuevas subestaciones:	●	●
Actuaciones con IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE
Actuaciones sin IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE
* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.		

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:

0 M€

El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:

1,2 M€

## EJE FERROVIARIOS TAV-8: Albacete-Alicante-Valencia

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de las conexiones previstas entre Madrid y Levante. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde dos puntos de la red de transporte de 400 kV: Campanario y Sax (recientemente puesta en servicio). El promotor de este eje es ADIF.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Nueva subestación Campanario 400 kV (Castilla-La Mancha)

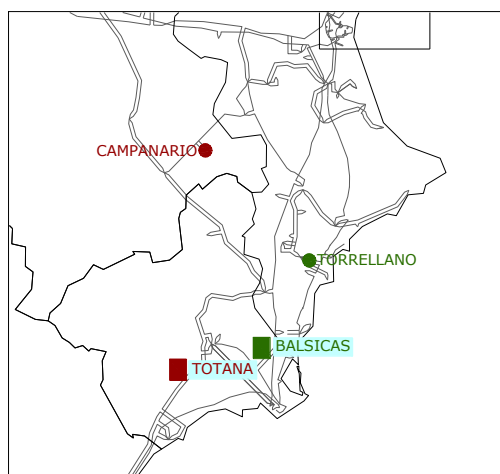
- Nueva subestación Campanario 400 kV (interruptor y medio).
- Entrada/Salida en Campanario 400 kV de la futura línea Pinilla - Ayora 400 kV.

#### Nueva subestación Sax 400 kV (Valencia) Recientemente puesta en servicio

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	6	-
Línea aérea (km)	13	-

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color: red;">■</span>	<span style="color: green;">■</span>
Nuevas subestaciones:	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: green;">●</span>
Actuaciones con IF/AA*:	<span style="color: red;">NOMBRE</span>	<span style="color: green;">NOMBRE</span>
Actuaciones sin IF/AA*:	<span style="color: cyan;">NOMBRE</span>	<span style="color: cyan;">NOMBRE</span>

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	9,3 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	2,5 M€

## EJE FERROVIARIO TAV-9: Monforte-Murcia

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre Madrid-Levante-Murcia. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde dos puntos de la red de transporte: Rocamora 220 kV y Totana 400 kV. El promotor de este eje es ADIF.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Nueva subestación Rocamora 220 kV (Comunidad Valenciana)

Debido al retraso previsto de la subestación Arneva 220 kV para atender el apoyo a la red de distribución, el punto de conexión para el TAV deberá realizarse en Rocamora 220 kV.

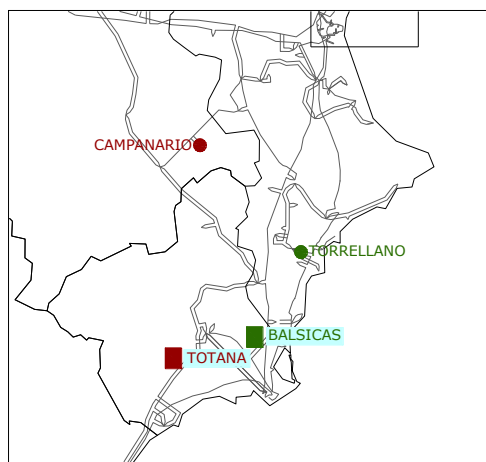
- Nueva subestación Rocamora 220 kV (doble barra).
- Nueva transformación en Rocamora 400/220 kV (2 unidades).

#### Ampliación de la subestación Totana 400 kV (Murcia)

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	6	5
Transformadores (MVA)	1.200	

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color: red;">■</span>	<span style="color: green;">■</span>
Nuevas subestaciones:	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: green;">●</span>
Actuaciones con IF/AA*:	<span style="color: red;">■</span> NOMBRE	<span style="color: green;">■</span> NOMBRE
Actuaciones sin IF/AA*:	<span style="color: red;">■</span> NOMBRE	<span style="color: green;">■</span> NOMBRE

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	19,1 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	4,3 M€

## EJE FERROVIARIO TAV-10: Murcia-Cartagena

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre Murcia-Cartagena. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde un punto de la red de transporte: Balsicas 220 kV. El promotor de este eje es Fomento.

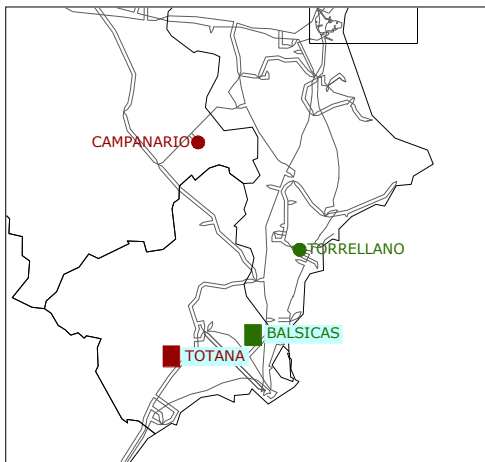
### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Ampliación de la subestación Balsicas 220 kV (Murcia)

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	2

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color: red;">■</span>	<span style="color: green;">■</span>
Nuevas subestaciones:	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: green;">●</span>
Actuaciones con IF/AA*:	<span style="color: red;">NOMBRE</span>	<span style="color: green;">NOMBRE</span>
Actuaciones sin IF/AA*:	<span style="border: 1px solid red; color: red;">NOMBRE</span>	<span style="border: 1px solid green; color: green;">NOMBRE</span>

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	0 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	2,8 M€

## EJE FERROVIARIO TAV-11: Antequera-Algeciras

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre Antequera (Bobadilla) y Algeciras. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde dos puntos de la red de transporte de 400 kV: Ronda y Marchenilla. El promotor de este eje es ADIF.

### • DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Nueva subestación Ronda 400 kV (Andalucía)

- Nueva subestación Ronda 400 kV (interruptor y medio).
- Entrada / Salida en Ronda 400 kV de la línea Jordana-Tajo de la Encantada 400 kV.

#### Nueva subestación Marchenilla 400 kV (Andalucía)

- Nueva subestación Marchenilla 400 kV (interruptor y medio).
- Entrada / Salida en Marchenilla 400 kV de la línea Jordana-Pinar del Rey 400 kV.

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	12	-
Línea aérea (km)	1,4	-

### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	12,4 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	4,9 M€

## EJE FERROVIARIO TAV-12: circuito de pruebas

Se ha previsto una nueva subestación de 400 kV denominada Mollina para alimentar a la tracción ferroviaria del futuro circuito de pruebas, Centro de Tecnologías Ferroviarias, a ejecutar en la provincia de Málaga. El promotor de esta actuación es ADIF.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

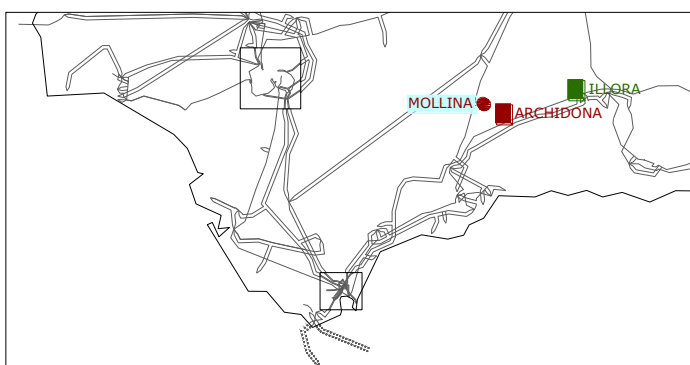
#### Nueva subestación Mollina 400 kV (Andalucía)

- Nueva subestación Mollina 400 kV (interruptor y medio).
- Entrada / Salida en Mollina 400 kV de la línea Cártama-Cabra 400 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	6	-
Línea aérea (km)	0	-

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color: red;">■</span>	<span style="color: green;">■</span>
Nuevas subestaciones:	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: green;">●</span>
Actuaciones con IF/AA*:	<span style="color: red;">NOMBRE</span>	<span style="color: green;">NOMBRE</span>
Actuaciones sin IF/AA*:	<span style="color: cyan;">NOMBRE</span>	<span style="color: cyan;">NOMBRE</span>

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:

6 M€

El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:

1,2 M€



## EJE FERROVIARIO TAV-13: Bilbao-Vitoria-San Sebastián (Y Vasca)

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de las conexiones previstas entre Madrid y el País Vasco. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde dos subestaciones existentes de la red de transporte de 400 kV: Vitoria y Hernani, y desde una nueva subestación de la red de 220 kV: Luminabaso 220 kV. El promotor de este eje es ADIF y la fecha de necesidad del suministro es 2017.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Ampliación de la SE Vitoria 400 kV (País Vasco)

- Ampliación SE Vitoria 400 kV (no paralizada por RD 13/2012).

#### Ampliación de la SE Hernani 400 kV (País Vasco)

- Ampliación SE Hernani 400 kV.

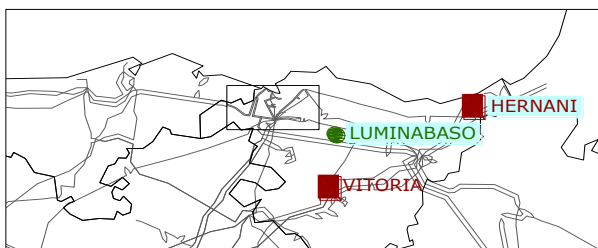
#### Nueva SE Luminabaso 220 kV (País Vasco)

- Nueva SE Luminabaso 220 kV.
- E/S de Luminabaso 220 kV en la actual línea Abadiano-Sidenor 220 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	2	5
Línea aérea (km)		2

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020		
	400kV	220kV
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color: red;">■</span>	<span style="color: green;">■</span>
Nuevas subestaciones:	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: green;">●</span>
Actuaciones con IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE
Actuaciones sin IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	4.0 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	6,8 M€

## EJE FERROVIARIO TAV-14: NAVALMORAL-BADAJOS

Este eje ferroviario de alta velocidad forma parte de la conexión prevista entre Madrid y Lisboa. El suministro eléctrico a las subestaciones de tracción del tren se dará desde cuatro puntos de la red de transporte de 400 kV: Arañuelo, Cañaveral, Carmonita y Sagrajas. El promotor de este eje es ADIF.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

#### Ampliación de la SE Arañuelo 400 kV (Extremadura)

#### Nueva SE Cañaveral 400 kV (Extremadura)

Nueva SE Cañaveral 400 kV (interruptor y medio)  
E/S en Cañaveral 400 kV de la línea Arañuelo-J.M.Oriol 400 kV

#### Nueva SE Carmonita 400 kV (Extremadura)

Nueva SE Carmonita 400 kV (interruptor y medio)  
E/S en Carmonita 400 kV de la línea Almaraz CN-San Serván 400 kV

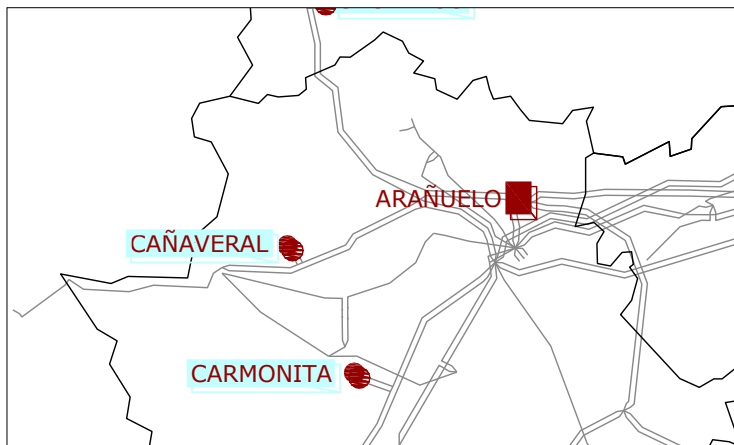
#### Nueva SE Sagrajas 400 kV (Extremadura)

Nueva SE Sagrajas 400 kV (interruptor y medio)  
Nuevo DC San Serván-Sagrajas 400 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	24	-
Línea aérea (km)	85,2	-

### MAPA LOCAL



ALIMENTACIÓN TAV H2015-2020			
	400kV	220kV	
Ampliación subestaciones existentes:	<span style="color:red">■</span>	<span style="color:green">■</span>	
Nuevas subestaciones:	<span style="color:red">●</span>	<span style="color:green">●</span>	
Actuaciones con IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE	
Actuaciones sin IF/AA*:	NOMBRE	NOMBRE	

\* IF/AA = informe favorable/autorización administrativa del MINETUR.

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para el sistema para esta actuación asciende a:	47,9 M€
El coste total estimado para el agente promotor para esta actuación asciende a:	4,8 M€

#### 3.4.2.2.2. Motivación por apoyo a distribución (ApD)

En las siguientes tablas se incluyen el conjunto de actuaciones solicitadas por los agentes y que están motivadas por apoyo a distribución y demanda de grandes consumidores excepto ATA según la siguiente clasificación:

- Actuaciones incluidas en la planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020 (Tabla 3.60). Se incluyen las actuaciones con puesta en servicio en 2014 si bien en el resumen de costes (Tabla 3.62) éstas no aparecen valoradas
- Actuaciones no incluidas en la planificación en la planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020 por incumplimiento de los PPOO o debido a la reducción del valor de demanda esperada (Tabla 3.61).

CCAA (ISLA)	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Andalucía	D	BERJA	220	Nueva SE	E/S Benahadux-Órgiva 220 kV	11,9		2	66	240
Andalucía	S	CRISTOBAL COLON	220	Ampl. SE existente	Adecuación a P.O.	0,0	0,7	1	50	120
Andalucía	D	SANTA ELVIRA	220	Nueva SE	DC Alcores-Santa Elvira (paso de 132 kV a 220 kV)	42,8		2	66	250
Andalucía	D	SANTA ELVIRA	220	Nueva SE	DC Alcores-Santa Elvira (paso de 132 kV a 220 kV)	incl. en registro anterior		3	15	189
Andalucía	D	PARRALEJO	220	Ampl. SE existente		0,9		1	66	125
Andalucía	D	CAÑUELO	220	Ampl. SE planificada		0,9		1	66	125
Andalucía	D	CASILLAS (NUEVO PARQUE BLINDADO)	220	Nueva SE	Nuevo Parque Blindado	4,7		1	66	125
Andalucía	D	CHUCENA	220	Nueva SE	E/S Rocío-Aljarafe 220 kV	4,7		1	66	125
Andalucía	D	GAZULES	220	Ampl. SE existente		1,4		1	20	100
Andalucía	D	MIRABAL	220	Nueva SE	E/S Puerto Real-Dos Hermanas 220 kV	5,1		1	66	125
Andalucía	D	PUERTO DE LA CRUZ	220	Ampl. SE existente	Adecuación a P.O.	1,4		1	66	125
Andalucía	D	BENAHAVIS	220	Nueva SE	E/S Costasol-Jordana 220 kV	9,6		1	66	125
Andalucía	D	CAÑUELO	220	Nueva SE	Barrios-Cañuelo 220 kV	10,4		1	66	125
Andalucía	D	ENTRENUCLEOS	220	Nueva SE	E/S Dos Hermanas-Quintos 220 kV	4,9		1	15	63
Andalucía	D	ILLORA	220	Ampl. SE existente		0,9		1	132	160
Aragón	D	LOS LEONES	220	Ampl. SE existente	Nuevo DC Los Leones-Villanueva 220 kV	31,8		2	132	300
Asturias	D	GRADO	400	Ampl. SE planificada	Necesidad acceso en 132 kV para el año 2014, por necesidad de desmontaje de L/Corredoria-Salime 132 kV.			1	132	350
Cantabria	D	CACICEDO	220	Ampl. SE existente		1,4		1	55	180
Cantabria	D	CICERO	220	Nueva SE	DC Cicero-Solorzano 220 kV	6,8		1	55	180
Castilla y León	D	LAS ARROYADAS	220	Ampl. SE existente				1	45	100
Castilla y León	D	MIRANDA	220	Ampl. SE existente		0,9		1	30	60

CCAA (ISLA)	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Castilla y León	D	MUDARRA	220	Ampl. SE existente		0,9		1	45	200
Castilla y León	D	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	220	Ampl. SE existente		0,9		1	45	100
Castilla-La Mancha	D	EBORA	220	Ampl. SE existente	E/S Torrijos -Almaraz ET 220 kV	1,6		1	20	50
Castilla-La Mancha	D	VILLARES DEL SAZ	220	Ampl. SE existente		0,9		1	66	75
Cataluña	D	FACULTATS	220	Nueva SE	Nuevo cable Collblanc-Facultats-Trinitat 220 kV	37,1		2	25	126
Cataluña	D	JUNEDA	220	Ampl. SE existente	Asociada a renovación en la SE	1,9		1	25	63
Cataluña	D	LA FARGA	220	Nueva SE	Doble E/S en La Farga 220 kV de Bescanó-Juià/Vic 220 kV	10,7		1	132	200
Cataluña	D	RIUDARENES	400	Nueva SE	E/S en la línea Bescanó-Vic 400 kV	16		1	110	315
Cataluña	D	SANTA LLOGAIA	400	Ampl. SE planificada		1,8		1	132	315
Cataluña	D	CALDEERS	400	Ampl. SE existente		1,8		1	110	315
Cataluña	D	CERDA	220	Nueva SE	Nuevo eje Hospitalet-Cerdà-Zona Franca	28		1	25	63
Cataluña	D	CONSTANTÍ	220	Ampl. SE existente		0,9		1	110	200
Cataluña	D	GUIXERES	220	Nueva SE	E/S en la línea Badalona-Canyet 220 kV	21,1		2	25	126
Cataluña	D	PERAFORT	220	Ampl. SE existente		0,9		1	66	120
Cataluña	S	TARRAGONA	220	Ampl. SE existente	Suministro a la empresa Bayer. Nudo solicitado Bellicens 220 kV		0,9	1	25	60
Cataluña	D	VIC	220	Ampl. SE existente		0,9		1	40	80
Cataluña	D	VIC	220	Ampl. SE existente		0,9		1	25	63
C. Valenciana	D	ALBAL	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	ALDAYA	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	ALDAYA	220	Ampl. SE existente				1	20	60
C. Valenciana	D	AQUA	220	Nueva SE	E/S de F.S.Luis-P.Central 220 kV	11,4		2	20	100
C. Valenciana	D	AQUA	220	Ampl. SE planificada		incl. en registro anterior		1	20	50

CCAA (ISLA)	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
C. Valenciana	D	BECHI	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	BENADRESA	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	CASTALLA	220	Ampl. SE existente	E/S de Benejama-Novelda 220 kV	20,7		1	132	225
C. Valenciana	D	GANDIA	220	Ampl. SE existente	DC Gandía-Valldigna 220 kV	10,4		3	20	150
C. Valenciana	D	GANDIA	220	Ampl. SE existente	DC Gandía-Valldigna 220 kV		incl. en registro anterior	2	132	450
C. Valenciana	D	MONTEBELLO	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	PARQUE CENTRAL	220	Ampl. SE existente	E/S de F.S.Luis-Beniferri 220 kV	15,0		3	20	150
C. Valenciana	D	TORREVIEJA	220	Nueva SE	DC Torreveija-S.M.Salinas 220 kV (comparte necesidad con desaladora)	20,9		1	20	50
C. Valenciana	S	TORREVIEJA	220	Nueva SE	DC Torreveija-S.M.Salinas 220 kV (comparte necesidad con distribuidor)	19,5		1	Línea	-
C. Valenciana	D	VALLDIGNA	220	Nueva SE	Bernat-Valldigna 220 kV DC Valldigna-V.Carcer 220 kV	9,1		1	20	50
C. Valenciana	D	VALLDIGNA	220	Ampl. SE planificada			incl. en registro anterior	1	20	50
C. Valenciana	D	VALLE DEL CARCER	220	Nueva SE	DC Catadau-V.Carcer 220 kV	15,9		2	20	100
C. Valenciana	D	AQUA	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	132	225
C. Valenciana	D	ASSEGADOR	220	Nueva SE	E/S Bechí-La Plana 220 kV Repotenciación La Plana-Assegador 2 220 kV	10,0		1	20	50
C. Valenciana	D	BENICULL	220	Nueva SE	DC Bernat-Benicull	11,7		2	20	100
C. Valenciana	D	EL SERRALLO	220	Nueva SE	E/S de La Plana-El Ingenio 220 kV Trafo Castellón 400/220, SE Castellón 400 kV	26,6		2	66	250
C. Valenciana	D	ELDA	220	Nueva SE	E/S de Benejama-Petrel 220 kV	25,3		1	66	100
C. Valenciana	D	ELDA	220	Nueva SE	E/S de Benejama-Petrel 220 kV		incl. en registro anterior	2	20	100
C. Valenciana	D	FERIA DE MUESTRAS	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	RAMBLETA	220	Ampl. SE planificada		2,8		2	20	100
C. Valenciana	D	SANCHO LLOP	220	Nueva SE	E/S de Gandía-V.Carcer 220 kV	16,8		1	20	100
C. Valenciana	D	SANTA POLA	220	Ampl. SE existente	DC Torrellano-Sta Pola 220 kV	31,0		2	20	50

CCAA (ISLA)	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
C. Valenciana	D	SANTA POLA	220	Ampl. SE existente	DC Torrellano-Sta Pola 220 kV	incl, en registro anterior		1	132	1
C. Valenciana	D	VALL D'UXO	220	Ampl. SE existente		0,9		1	20	50
Extremadura	D	PLASENCIA	220	Nueva SE	E/S Almaraz E.T.-T Guijo 220 kV y paso de 132 kV a 220 kV de Plasencia-Almaraz ET	33,6		1	132	225
Extremadura	D	PLASENCIA	220	Nueva SE	E/S Almaraz E.T.-T Guijo 220 kV y paso de 132 kV a 220 kV de Plasencia-Almaraz ET	incl, en registro anterior		1	45	100
Extremadura	D	CACERES	220	Ampl. SE existente		0,9		1	45	100
Extremadura	D	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	45	100
Galicia	D	EIRIS	220	Nueva SE	E/S en Mesón do Vento-Puerto 220 kV	21,4		2	15	120
Galicia	D	NUEVO VIGO	220	Nueva SE	E/S Atios-Pazos 1 220 kV	66,8	2.8	2	15	120
Galicia	S	REGOELLE	220	Ampl. SE planificada			2.8	2	Línea	-
La Rioja	D	HARO	220	Ampl. SE existente				1	66	125
Madrid	D	ALGETE	220	Ampl. SE existente	E/S Fuencarral-Ardoz 220 kV	7,70		1	66	125
Madrid	D	GALAPAGAR	220	Ampl. SE existente				1	66	125
Madrid	D	GALAPAGAR	220	Ampl. SE existente				1	20	50
Madrid	D	POLÍGONO C	220	Ampl. SE existente	E/S Aguacate-Ventas V 220 kV	3,80		2	45	200
Madrid	D	POLÍGONO C	220	Ampl. SE existente	E/S Aguacate-Ventas V 220 kV	incl, en registro anterior		2	15	100
Madrid	D	VILLAVERDE BAJO	220	Ampl. SE planificada		2,8		1	132	225
Madrid	D	VILLAVERDE BAJO	220	Ampl. SE planificada		incl, en registro anterior		1	45	100

CCAA (ISLA)	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Madrid	D	ALCALA II	220	Nueva SE	E/S Cisneros-Anchuelo 220 kV. Desarrollo de la red de 220 kV desde Anchuelo: - Parque de 220 kV de Anchuelo - Trafo Anchuelo 400/220 kV - DC Anchuelo-Cisneros 220 kV De este desarrollo la mitad se asigna Cisneros y la otra mitad a Alcalá II	31,9		1	132	120
Madrid	D	CISNEROS	220	Nueva SE	E/S Arroyo de la Vega-Meco 220 kV. Desarrollo de la red de 220 kV desde Anchuelo:- Parque de 220 kV de Anchuelo- Trafo Anchuelo 400/220 kV- DC Anchuelo-Cisneros 220 kVDe este desarrollo la mitad se asigna Cisneros y la otra mitad a Alcalá II	43,1		2	20	100
Madrid	S	CISNEROS	220	Ampl. SE planificada			2,8	2	20	100
Madrid	D	LOECHES	220	Ampl. SE planificada		1,8		2	45	240
Madrid	D	PINTO	220	Ampl. SE existente		0,9		1	20	60
Madrid	D	VALDEMORO	220	Ampl. SE existente		0,9		1	132	240
Murcia	D	MURCIA	220	Nueva SE	DC Murcia-Palmar 220 kV	45,7		2	20	100
Murcia	D	BALSICAS	220	Ampl. SE existente				1	20	50
Murcia	D	CARRIL	400	Ampl. SE existente				1	132	450
Navarra	S	ORCOYEN	220	Ampl. SE existente			0,9	1	Línea	-
Navarra	D	LA SERNA	220	Ampl. SE existente		0,9		1	66	75
País Vasco	D	JUNDIZ	220	Ampl. SE existente				1	30	60
País Vasco	D	VITORIA	220	Ampl. SE existente		0,9		1	30	60
País Vasco	D	ABANTO	400	Ampl. SE existente	Alternativa a la propuesta de Abanto 220 kV	1,8		1	132	450
País Vasco	D	ELGEA	220	Ampl. SE existente		4,6		1	30	60
País Vasco	S	VITORIA	220	Ampl. SE existente			0,9	1	Línea	-
Baleares (Ibiza)	D	IBIZA	132	Ampl. SE planificada		3,5		3	15	120



CCAA (ISLA)	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Baleares (Menorca)	D	DRAGONERA	132	Ampl. SE existente		0,6		1	15	16
Baleares (Mallorca)	D	CALA BLAVA	132	Nueva SE	DC Llucmajor-Cala Blava 66 kV y LN Arenal-Cala Blava 66 kV	20,9		2	15	80
Baleares (Mallorca)	D	FALCA	66	Nueva SE	E/S Coliseo-Rafal 66 kV	5,2		2	15	80
Baleares (Mallorca)	D	SAN MARTIN	66	Nueva SE	E/S Alcudia-Sa Pobla 66 kV	5,3		2	15	20
Baleares (Mallorca)	D	LLATZER	66	Ampl. SE existente		0,7		1	15	40
Baleares (Mallorca)	D	SANT JOAN	66	Ampl. SE existente		0,5		1	15	20
Baleares (Ibiza)	D	SAN ANTONIO	132	Ampl. SE planificada		0,9		1	15	20
Baleares (Mallorca)	D	SON PARDO	66	Nueva SE	E/S Coliseo-Son Reus 66 kV	4,2		2	15	63
Canarias (Tenerife)	D	TAGORO	66	Ampl. SE planificada		0,8		1	20	40
Canarias (Gran Canaria)	D	MUELLE GRANDE	66	Ampl. SE existente	Ampliación con nueva doble barra con acoplamiento (a la que se traslada la posición de la línea a Buenavista) y que conecta con la actual mediante posición de acoplamiento longitudinal.	2,3		1	20	20
Canarias (Tenerife)	D	REALEJOS	66	Nueva SE	E/S en L-C Cuesta la Villa-Icos de los Vinos 66 kV	6,4		2	20	80
Canarias (Tenerife)	S	ABONA	66	Ampl. SE planificada			2,3	3	-	-
Canarias (Tenerife)	D	ARICO II	66	Ampl. SE existente		0,78		1	20	40
Canarias (La Palma)	D	LAS BREÑAS	66	Ampl. SE planificada		2,7		2	20	36
Canarias (Gran Canaria)	S	ARINAGA	66	Ampl. SE planificada			1,6	2		
Canarias (La Gomera)	D	EL PALMAR	66	Ampl. SE planificada		2,7		2	-	-

(1) D: Demanda (apoyo a distribución); S: Suministro (atención demanda de grandes consumidores)

(2) Solamente incluye el coste de las posiciones necesarias en las subestaciones de la red de transporte

**Tabla 3.60. Actuaciones incluidas en el periodo 2014-2020 (motivación ApD).**

CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Andalucía	D	ALCOLEA	220	Nueva SE	E/S Guillena B-Carmona 220 kV	6,0		2	66	250
Andalucía	D	ALCOLEA	220	Nueva SE	E/S Guillena B-Carmona 220 kV	incl, en registro anterior		1	132	150
Andalucía	D	ATALAYA SEVILLA	220	Nueva SE	E/S Quintos-D.Rodrigo 220 kV	7,1		2	66	250
Andalucía	D	AZAHARA	220	Nueva SE	Lancha-Azahara-Casillas (NPB) 220 kV	47,3		1	66	125
Andalucía	D	BENAHADUX	220	Ampl. SE existente		0,9		1	132	160
Andalucía	D	BENAHAVIS	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	66	125
Andalucía	D	BUEN AIRE	220	Nueva SE	DC Buen Aire-Sta Elvira 220 kV	31,4		2	15	126
Andalucía	D	COSARIO	220	Nueva SE	E/S Saleres-Benahadux 220 kV	8,2		1	66	125
Andalucía	D	EL FARGUE	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	66	125
Andalucía	D	ESPARTINAS	220	Nueva SE	E/S Aljarafe-Santiponce 220 kV	7,1		2	66	250
Andalucía	D	EUROPA	220	Nueva SE	Los Montes-Polígono 220 kV y E/S Los montes-Polígono 220 kV	37,3		2	20	126
Andalucía	D	GAZULES	220	Ampl. SE existente		1,4		1	20	100
Andalucía	D	GIBALBIN	220	Nueva SE	E/S Alcores-Gazules 220 kV	6,3		1	66	125
Andalucía	D	LA RIBINA	400	Nueva SE	E/S Carril-Litoral 400 kV	9,5		2	132	720
Andalucía	D	LA RODA DE ANDALUCIA	220	Nueva SE	Trafo La Roda 400/220 kV y SE 220 kV	13,0		1	66	125
Andalucía	D	MAZUELOS	220	Nueva SE	E/S Atarfe-Olivares 220 kV	7,4		2	66	250
Andalucía	D	MONDA	220	Nueva SE	E/S Cártama-Jordana 220 kV	4,9		1	66	125
Andalucía	D	NERJA	220	Nueva SE	DC Nerja-Saleres 220 kV	52,7		1	132	160
Andalucía	D	NERJA	220	Nueva SE	DC Nerja-Saleres 220 kV	incl, En registro anterior		1	132	160
Andalucía	D	PALACIOS	220	Nueva SE	E/S Don Rodrigo B-Cartuja 220 kV	5,1		1	66	125
Andalucía	D	PALMA DEL CONDADO	220	Ampl. SE planificada		0,9		1	66	125
Andalucía	D	PARRALEJO	220	Ampl. SE existente		0,9		1	66	125
Andalucía	D	PARRALEJO	220	Ampl. SE existente		0,9		1	66	100
Andalucía	D	PUERTO DE LA CRUZ	220	Ampl. SE existente		1,4		2	66	250

CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Andalucía	D	PUERTO DE SEVILLA	220	Nueva SE	Quintos-Puerto Sevilla-Centenario (NPB) 220 kV	38,9		3	66	375
Andalucía	S	QUINTOS	220	Ampl. SE existente			0.9	1	Línea	-
Andalucía	D	QUINTOS	220	Ampl. SE existente		0,9	0.0	1	15	63
Andalucía	D	SANTA BARBARA	220	Nueva SE	E/S Alcores-Santa Elvira 220 kV	11,9	0.0	3	15	189
Andalucía	D	VENTILLA	220	Nueva SE	E/S Alhaurín-Jordana 220 kV	14,1		1	66	125
Andalucía	D	VENTILLA	220	Ampl. Nueva SE		1,4	0.0	1	66	125
Andalucía	D	CHUCENA	220	Ampl. SE planificada		0,9		1	66	125
Andalucía	D	MIRABAL	220	Ampl. SE planificada		0,9		1	66	125
Andalucía	D	ENTRENUCLEOS	220	Ampl. SE planificada		0,9		1	15	63
Andalucía	D	VIRGEN DEL ROCIO	220	Nueva SE	Quintos-Virgen del Rocío-Centenario 220 kV	29,2	0.0	2	20	126
Aragón	D	ARNERO	220	Nueva SE	Doble E/S en Arnero 220 kV de eje Monzón-Mequinzenza/Ribarroja 220 kV. Petición realizada en Monzón	,7,9		1	132	160
Aragón	D	CARDIEL	220	Nueva SE	E/S en la línea Mequinenza-Monzón 220 kV	6,5		1	110	200
Aragón	D	CINCA	220	Ampl. SE existente	Asociada a renovación en la SE y Línea Cinca-Arnero 220 kV	,5,9		1	110	200
Aragón	D	ERISTE	220	Ampl. SE existente		0,9		-	-	-
Aragón	D	FUENDETODOS	220	Ampl. SE existente		0,9		1	132	160
Aragón	D	LANZAS AGUDAS	220	Ampl. SE existente	Asociada a renovación en la SE	0,9		1	66	125
Aragón	D	LOS VIENTOS	220	Ampl. SE existente		0,9		1	132	120
Aragón	D	MAGALLÓN	220	Ampl. SE existente		0,9		1	66	125
Aragón	D	PLATEA	400	Nueva SE	Requiere desarrollo 400 kV desde Mezquita y Godelleta	93,6		1	132	315
Aragón	D	SABIÑANIGO	220	Ampl. SE existente		0,9		1	132	160
Asturias	D	ORTIGUERO	220	Nueva SE	E/S en Silvota-PS Miguel 220 kV	6,5		1	132	300
Asturias	D	SAN CLAUDIO	220	Nueva SE	E/S Carrio-Soto 220 kV	7,7		1	132	300
Asturias	D	SERÍN	220	Nueva SE	E/S San Claudio-Carrio 220 kV	6,7		1	132	300
Asturias	D	SILVOTA	220	Nueva SE	DED_439_08 E/S en Siero-PS Miguel	41,8		2	20	120

CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Cantabria	D	AGUAYO	220	Ampl. SE existente		0,9		1	55	150
Cantabria	D	CICERO	220	Ampl. SE Planificada		1,4		1	55	120
Cantabria	D	LABARCES	220	Nueva SE	E/S Siero-P.S.M. 220 kV cto.1	5,7		1	55	120
Cantabria	D	PIELAGOS	220	Nueva SE	E/S Cacicedo-Penagos 220 kV	4,8		1	55	120
Cantabria	D	TORRELAVEGA	220	Nueva SE	E/S Cacicedo-P.S.M. 220 kV	5,7		1	55	180
Cantabria	D	VALDEOLEA	220	Nueva SE	E/S Herrera-Virtus 400 kV, SE Valdeolea 220 kV con conexión a Mataporquera 220 kV, trafo Valdeolea 400/220 kV, interruptor longitudinal en Mataporquera 220 kV	17,8		1	132	225
Cantabria	D	VALLEGON	220	Nueva SE	DC Abanto-Vallegón 220 kV	30,8		2	30	120
Castilla y León	D	CANTALEJO	400	Nueva SE	E/S Mudarra-San Sebastián de los Reyes 400 kV	7,5		1	132	300
Castilla y León	D	HERRERA	220	Ampl. SE existente	Requiere la renovación de la subestación con tres interruptores nuevos. Eliminar	2,8		1	132	100
Castilla y León	D	PONFERRADA	220	Nueva SE	Inviabile	6,6		1	132	120
Castilla y León	D	VALDECABALLOS	220	Nueva SE	E/S Mudarra-Montearenas 220 kV	6,2		1	132	225
Castilla y León	D	VILLATORO	220	Nueva SE	E/S Villalbilla-T1 Ayala 1 220 kV	5,6		1	45	100
Castilla-La Mancha	D	CASARRUBIOS	220	Nueva SE	E/S Majadahonda-Talavera 220 kV	6,5		1	45	120
Castilla-La Mancha	D	EBORA	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	20	50
Castilla-La Mancha	D	EL PEDREGAL	220	Nueva SE	E/S en la línea Aceca-Valdemoro 1 220 kV. Lleva asociado el nuevo eje T. Velasco B-Valdemoro 220 kV para cumplir los requerimientos del P.O.13.1	17,9		1	45	120
Castilla-La Mancha	D	MADRIDEJOS	220	Ampl. SE existente	Alternativa a Carroyuela 220 kV	0,9		1	132	120
Castilla-La Mancha	D	TALAVERA	220	Ampl. SE existente		0,9		1	20	100
Castilla-La Mancha	D	TORRIJOS	220	Ampl. SE existente		0,9		1	132	225
Cataluña	D	22 ARROBA	220	Nueva SE	E/S en línea Vilanova-Nuevo Besós 220 kV	12,3		-	-	-
Cataluña	D	BAGES	400	Nueva SE	E/S en eje Isona-Sentmenat 400 kV	7,7		-	-	-
Cataluña	D	BAGES	400	Ampl. Nueva SE		1,8		-	-	-
Cataluña	D	BARCELONA WORLD	220	Nueva SE	Nuevo eje Tarragona-Barcelona World-Reus II 220 kV	26,8		-	-	-

CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Cataluña	D	BZF	220	Nueva SE	E/S en línea Cerdà-Zona Franca 220 kV (Si sustituye a Cerdà el incremento de costes es 0)	12,3		-	-	-
Cataluña	D	CAMARLES	400	Nueva SE	E/S en línea La Plana-Vandellós 400 kV	7,7		1	110	315
Cataluña	D	CAMARLES	400	Ampl. SE planificada		1,8		1	110	315
Cataluña	D	CERDA	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	25	63
Cataluña	D	CORNELLA	220	Nueva SE	Doble E/S en eje Hospitalet-Sants 220 kV	15,1		2	25	126
Cataluña	D	GAVA	220	Nueva SE	E/S en la línea Viladecans B-Penedés 220 kV	9,7		2	25	126
Cataluña	D	LA ESPLUGA	220	Ampl. SE existente		1,9		2	132	200
Cataluña	D	LES CORTS	220	Nueva SE	E/S en línea Valldonzella-Desvern 220 kV y baja de línea Les Corts-Urgell 220 kV	8,9		2	11	126
Cataluña	D	LESSEPS	220	Nueva SE	E/S en línea Trinitat-Facultats 220 kV	13,6		2	25	126
Cataluña	D	LLIÇA DE VALL	220	Nueva SE	E/S en línea Palau-Sant Celoni 220 kV	9,6		1	40	160
Cataluña	D	LLIÇA DE VALL	220	Ampl. Nueva SE		1,4				
Cataluña	D	LLORITO	220	Nueva SE	E/S en línea Constantí-Perafort 220 kV	10,5		3	25	189
Cataluña	D	MATA	220	Ampl. SE existente		1,9		2	25	126
Cataluña	D	NOU BARRIS	220	Nueva SE	E/S en la NUEVA línea Maragall-Trinitat 220 kV	12,7		2	25	126
Cataluña	D	NUDO VIARIO	220	Ampl. SE existente		4,2		3	25	189
Cataluña	D	OLVAN	220	Nueva SE	E/S en la línea Cercs-Centelles 220 kV y línea Vic-Olván 220 kV	19,3		2	110	200
Cataluña	D	OLVAN	220	Ampl. Nueva SE	Ídem apartado anterior		incl. En registro anterior	2	25	126
Cataluña	D	PUIGPELAT	220	Ampl. SE existente		1,4		1	25	63
Cataluña	D	REUS II	220	Nueva SE	E/ en línea La Selva-Tarragona 220 kV y línea La Selva-Reus II 220 kV	61,7		3	25	189
Cataluña	D	RIERA CALDES	220	Ampl. SE existente		0,9		1	25	63
Cataluña	D	S.ANDREU BARCA	220	Nueva SE	E/S en línea Can Jardí-Begues B 220 kV	6,8		2	25	126
Cataluña	D	SABADELL SUR	220	Nueva SE	E/S en la NUEVA línea Sant Cugat-MasFigueres 220 kV	17,5		2	25	126
Cataluña	D	SANTS	220	Nueva SE	Doble E/S en eje Hospitalet-Cerda 220 kV y nuevo cable Sants-Zal 220 kV	38,7		3	25	180

CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Cataluña	D	SANTS	220	Nueva SE	Ídem apartado anterior	incl. En registro anterior		2	11	120
Cataluña	D	SARRIA	220	Nueva SE	E/S en la línea Lesseps-Facultats 220 kV	12,6		2	25	126
Cataluña	D	TERRASSA	220	Nueva SE	E/S en línea Masfigueres-Can Jardí B 220 kV	10,5		3	25	150
Cataluña	D	VALLDONZELLA	220	Nueva SE	Nuevo cable Desvern-Valldonzella-Urgell 220 kV	,38,5		2	25	126
Cataluña	D	VENDRELL	220	Nueva SE	E/S en la línea Bellicens-Subirats 220 kV	11,4		2	25	126
Cataluña	D	VERNEDA	220	Nueva SE	E/S en línea Besos Nuevo-Gramanet 220 kV	14,3		2	25	126
Cataluña	D	ZAL	220	Ampl. SE existente		1,4		1	25	65
C. Valenciana	D	ALBAL	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	ALDAYA	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	66	100
C. Valenciana	D	ALICANTE	220	Nueva SE	Eje Cantalar-Alicante-Palmeral 220 kV	69.,0		2	20	100
C. Valenciana	D	ARNEVA	220	Nueva SE	Nuevo DC Rocamora-Arneva 220 kV	38,1		1	20	50
C. Valenciana	D	ARNEVA	220	Ampl. Nueva SE		1,4		1	20	50
C. Valenciana	D	ASSEGADOR	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	20	50
C. Valenciana	D	BAJO SEGURA	220	Nueva SE	E/S de Rojales-Elche 220 kV	5,7		1	20	50
C. Valenciana	D	BECHI	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	BENADRESA	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	CABO HUERTAS	220	Nueva SE	E/S de El Cantalar-Alicante 220 kV	8,1		2	20	100
C. Valenciana	D	EL ALTET	220	Nueva SE	E/S de Palmeral-Torrellano 220 kV	24,3		1	20	50
C. Valenciana	D	EL ALTET	220	Ampl. Nueva SE		1,4		1	20	50
C. Valenciana	D	EL BROSQUIL	220	Nueva SE	E/S de Bernat-Benicull 220 kV	19,2		2	20	100
C. Valenciana	D	MONTEBELLO	220	Ampl. SE existente				1	20	50
C. Valenciana	D	NOVELDA	220	Ampl. SE planificada				1	20	50
C. Valenciana	D	OROPESA	220	Nueva SE	E/S de Serrallo-Benadresa	20,3		2	20	100
C. Valenciana	D	OROPESA	220	Nueva SE	E/S de Serrallo-Benadresa	incl. En registro anterior		1	132	225

CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
C. Valenciana	D	PARQUE CABECERA	220	Nueva SE	E/S de P.Central-Beniferri 220 kV	11,0		3	20	150
C. Valenciana	D	PUZOL	220	Nueva SE	E/S de Morvedre-Eliana 220 kV	10,9		2	20	100
C. Valenciana	D	ROJALES	220	Ampl. SE existente		1,4	0.0	1	20	60
C. Valenciana	D	SANCHO LLOP	220	Ampl. SE planificada	E/S de Gandía-V.Carcer 220 kV	1,4		1	20	100
C. Valenciana	D	TORREVIEJA	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	20	50
C. Valenciana	D	VALLBONA	220	Nueva SE	DC Eliana-Vallbona 220 kV	40,0		2	20	100
C. Valenciana	D	VALLBONA	220	Ampl. Nueva SE		1,4		1	66	125
C. Valenciana	D	VERGEL	220	Nueva SE	E/S de Gandía-S-Llop 220 kV DC Vergel-Montebello 220 kV	144,4		1	132	225
C. Valenciana	D	VERGEL	220	Nueva SE	E/S de Gandía-S-Llop 220 kV DC Vergel-Montebello 220 kV	incl. En registro anterior		2	20	100
C. Valenciana	D	VILLAJYOSA	220	Nueva SE	E/S de Jijona-Montebello 220 kV	12,0		1	20	50
C. Valenciana	D	VILLAJYOSA	220	Ampl. Nueva SE		1,4		1	20	50
C. Valenciana	D	VIVEROS	220	Nueva SE	E/S de P.Central-Aqua 220 kV E/S en Parque Central de Torrente-Patraix 220 kV	21,0		3	20	150
Extremadura	D	ALBURQUERQUE	220	Nueva SE	DC Campomayor-Alburquerque 220 kV	17,9	0	1	45	100
Extremadura	D	ARENALES	220	Ampl. SE planificada		0,9	0.0	1	45	100
Extremadura	D	CAMPOMAYOR	220	Nueva SE	DC Campomayor-Vaguadas 220 kV	16,0	0	2	66	250
Extremadura	D	MAIMONA	220	Ampl. SE planificada		1,9	0	2	66	250
Extremadura	D	MERIDA	220	Ampl. SE existente		0,9	0	1	66	125
Galicia	D	ATIOS	220	Ampl. SE existente		0,9		1	15	60
Galicia	D	BOIMENTE	400	Ampl. SE existente	recoge eólica (AT3)	1,8				
Galicia	D	CAMBADOS	220	Nueva SE	D/C Cambados-Tibo 220 kV	32,1		1	66	75
Galicia	D	LARACHA (CARBALLO)	220	Nueva SE	E/S Mesón-Vimianzo 220 kV	7,8		1	66	75
Galicia	D	LUDRIO	400	Ampl. SE planificada	recoge eólica (AT2)	1,8		1	132	450
Galicia	D	NARAHÍO	400	Nueva SE	DC P.G.R.-Narahío 400 kV. Necesita nueva subestación Candedo	24,2		1	132	300

CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Galicia	D	SABÓN	220	Ampl. SE existente	requiere el desmantelamiento del parque de 132 kV	1,9		2	66	150
Galicia	D	SAN MARCOS	220	Nueva SE	E/S Eiris-Abegondo 220 kV. Solución distinta a la solicitada por el distribuidor	14,5		2	132	200
Galicia	D	TOMEZA	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	66	150
Galicia	D	TOMEZA	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	66	75
Madrid	D	ALGETE	220	Ampl. SE existente		1,4		1	66	125
Madrid	D	BRUNETE	220	Nueva SE	E/S Majadahonda-Talavera 220 kV	3,7		1	45	100
Madrid	D	CAMINO CONGOSTO	220	Nueva SE	E/S Coslada-Villaverde Bajo 220 kV	12,7		2	15	120
Madrid	D	CAMPO DE LAS NACIONES	220	Ampl. SE existente		1,4		1	45	120
Madrid	D	CIUDAD DE LA IMAGEN	220	Nueva SE	DC C. de la Imagen-Ventas 220 kV	22,8		2	20	100
Madrid	D	FERROCARRIL	220	Nueva SE	Conectado con Mirasierra 220 kV y C. Deportiva 220 kV	19,7		2	20	100
Madrid	D	FUENTE HITO	220	Nueva SE	Conectado con Alcobendas y Arr. Vega 220 kV	26,8		2	20	100
Madrid	D	GALAPAGAR	400	Ampl. SE existente		1,8		1	132	300
Madrid	D	GALAPAGAR	220	Ampl. SE existente		0,9		1	20	50
Madrid	D	LAS FUENTECILLAS	220	Nueva SE	E/S Algete-Ardoz 220 kV	16,6		2	20	100
Madrid	D	LAS MERCEDES	220	Nueva SE	DC Las Mercedes-Coslada 220 kV	25,0		2	15	120
Madrid	D	MAJADAHONDA	220	Ampl. SE existente		2,8		3	20	150
Madrid	D	MERCAMADRID	220	Nueva SE	E/S Villaverde Bajo-ET C. Plata 220 kV	10,9		2	15	120
Madrid	D	PARLA	220	Ampl. SE existente		2,8		1	15	50
Madrid	D	PARLA OESTE	220	Nueva SE	DC Parla O.-Torrejón de Velasco B 220 kV	20,5		2	15	100
Madrid	D	PERALES	220	Nueva SE	DC Peralas-Morata 220 kV	37,6		1	45	120
Madrid	D	RIVAS	220	Nueva SE	E/S Vallecas-Loeches 1 220 kV	11,0		2	15	120
Madrid	D	TOREROS	220	Nueva SE	E/S La Estrella-Palafox 220 kV	13,3		2	15	100
Madrid	D	TORREJÓN VELASCO B	220	Ampl. SE planificada		0,9		1	45	100
Madrid	D	VALDEBEBAS	220	Nueva SE	E/S Aena-C. de las Naciones 220 kV	11,1		2	15	120



CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Murcia	D	BALSICAS	220	Ampl. SE existente		1,4		1	20	50
Murcia	D	ESPINARDO	220	Nueva SE	E/S de Murcia-El Palmar 220 kV	44,7		3	20	150
Murcia	D	ESPINARDO	220	Nueva SE	E/S de Murcia-El Palmar 220 kV	incl. En registro anterior		2	132	450
Murcia	D	MURCIA	220	Ampl. SE planificada		1,4		1	20	50
Murcia	D	TOTANA	400	Ampl. SE existente		1,8		1	132	450
Navarra	D	DICASTILLO	220	Nueva SE	Trafo Dicastillo 400/220 kV y DC Dicastillo-El Sequero 220 kV	33,6	0.0	1	66	125
Navarra	D	DICASTILLO	220	Ampl. Nueva SE		0,9	0	1	66	125
Navarra	D	EZCABARTE	220	Nueva SE	DC Orcoyen-Ezcabarte 220 kV	19,7	0.0	1	66	125
Navarra	D	EZCABARTE	220	Ampl. Nueva SE		1,4	0	1	66	125
País Vasco	D	ABANTO	220	Nueva SE	Trafos Abanto 400/220 kV AT1 y AT2. Se incluye alternativa en Abanto 400 kV	19,8	0.0	1	132	225
País Vasco	D	IRUN	220	Ampl. SE existente		1,4	0	1	30	60
Baleares (Formentera)	D	FORMENTERA	132	Ampl. Nueva SE		0,8		1	15	31,5
Baleares (Ibiza)	D	CALA BOU	132	Nueva SE	E/S en San Antonio-Torrent 1 132 kV	22,2		2	15	80
Baleares (Mallorca)	D	CALA DOR	132	Nueva SE	E/S en Porto Colom-Santanyi 66 kV	6,2		2	15	63
Baleares (Mallorca)	D	CENTRO BALEARES	66	Nueva SE	D/C Llubí-Centro 66 kV	12,9		2	15	80
Baleares (Mallorca)	D	INCA	66	Ampl. SE existente		0,5		1	15	10
Baleares (Mallorca)	D	PORTO CRISTO	132	Nueva SE	E/S en Bessons-Millor 1 66 kV	7,6		2	15	63
Baleares (Mallorca)	D	SAPOBLA	66	Ampl. SE existente		0,5		1	15	10
Baleares (Mallorca)	D	SON NOGUERA	132	Nueva SE	E/S en Arenal-Llucmajor 66 kV	5,7		2	15	40
Baleares (Menorca)	D	ALAIOR	132	Nueva SE	E/S Dragonera-Mercadal 132 kV	6,4		1	15	40
Baleares (Menorca)	D	ALAIOR	132	Nueva SE		incl. en registro anterior		1	15	16
Canarias (Gran Canaria)	D	CINSA	66	Ampl. SE existente		0,6		1	20	40

CCAA	Tipo D/S <sup>(1)</sup>	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
		Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Canarias (Gran Canaria)	D	GALDAR/AGAETE	66	Nueva SE	DC Las Garzas-Galdar/Agate 66 kV	10,4		2	20	36
Canarias (Gran Canaria)	D	LAS PALMAS OESTE	66	Nueva SE	E/S en L-C en Jinamar-La Paterna 66 kV	10,2		2	20	40
Canarias (Gran Canaria)	D	LOMO MASPALOMAS	66	Ampl. SE existente		0,6		1	20	18
Canarias (Gran Canaria)	D	MOGÁN	66	Nueva SE	DC Arguineguin-Mogán 66 kV	12,2		2	20	36
Canarias (Gran Canaria)	D	PARQUE MARITIMO JINAMAR	66	Nueva SE	DC Jinamar-PM Jinamar 66 kV	8,6		2	20	44
Canarias (Gran Canaria)	D	PLAZA DE FERIA	66	Nueva SE	DC La Paterna-Plaza Feria 66 kV	12,7		2	20	36
Canarias (Gran Canaria)	D	EL ESCOBAR	66	Ampl. SE planificada		0,8		1	20	18
Canarias (Tenerife)	D	ABONA	66	Ampl. SE planificada		2,3		2	20	80
Canarias (Tenerife)	D	ARONA	66	Ampl. SE existente		0,6		1	20	20
Canarias (Tenerife)	D	CHIO	66	Ampl. SE planificada		0,8		1	20	40
Canarias (Tenerife)	D	CRUZ CHICA	66	Nueva SE	E/S en L-C en El Rosario-Tacoronte 66 kV	6,0		2	20	36
Canarias (Tenerife)	D	EL CHORRILLO (Laguna Oeste)	66	Nueva SE	E/S en C en El Rosario-Guajara 66 kV	10,7		2	20	126
Canarias (Tenerife)	D	LOS OLIVOS	66	Ampl. SE existente		1,1		2	20	18
Canarias (Tenerife)	D	POLIGONO DE GÜIMAR	66	Ampl. SE existente		0,6		1	20	7
Canarias (Tenerife)	D	SAN ISIDRO	66	Nueva SE	E/S en L-C en Arona-Granadilla 66 kV	6,0		2	20	80
Canarias (Tenerife)	D	SAN TELMO	66	Nueva SE	E/S en C en Buenos Aires-Dique del Este 66 kV	5,5		2	20	80
Canarias (Tenerife)	D	TROYA	66	Nueva SE	E/S en Chayofa-Los Vallitos 66 kV	5,2		2	20	80
Canarias (Fuerteventura)	D	ANTIGUA	132	Nueva SE	E/S en L-C en DC Pto Rosario-Gran Tarajal 66 kV	9,5		2	20	44
Canarias (La Palma)	D	VALLE DE ARIDANE	66	Ampl. SE existente		0,7		1	20	18
Canarias (Lanzarote)	D	CALLEJONES	66	Ampl. SE planificada		0,9		1	20	18
Canarias (Lanzarote)	D	PLAYA BLANCA	132	Ampl. SE planificada		1,4		1	20	40

CCAA	Tipo	Subestación		Tipo de actuación	Requerimientos adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(2)</sup> (M€)	Transformadores		
	D/S <sup>(1)</sup>	Nombre	kV					Nº unid.	Tensión MT (kV)	Potencia (MVA)
Canarias (Fuerteventura)	D	GRAN TARAJAL	132	Ampl. SE planificada		1,4		1	20	15
Canarias (Gran Canaria)	D	CEBADAL	66	Nueva SE	E/S en Muelle-Grande-Guanarteme 66 kV	5,2		1	20	18
Canarias (Lanzarote)	S	PUNTA GRANDE	66	Ampl. SE planificada		0,7		1		

(1) D: Demanda (apoyo a distribución); S: Suministro (atención demanda de grandes consumidores)

(2) Solamente incluye el coste de las posiciones necesarias en las subestaciones de la red de transporte

**Tabla 3.61. Actuaciones no incluidas en la planificación 2015-2020 (motivación ApD)**

La siguiente tabla recoge el resumen del coste para el sistema y para los agentes de las instalaciones de conexión motivadas por apoyo a distribución y demanda de grandes consumidores excepto ATA incluidas en la Planificación 2015-2020. Se ha excluido de la valoración aquellas actuaciones con fecha de entrada en servicio estimada en 2014.

	<b>Coste para el Sistema (M€)</b>	<b>Coste para el agente (M€)</b>
<b>Península</b>	667	12
<b>Islas Baleares</b>	30	0
<b>Islas Canarias</b>	8	4
<b>Total</b>	705	16

**Tabla 3.62. Coste de actuaciones con motivación ApD incluidas en la Planificación 2015-2020 (M€)**

### 3.4.2.2.3. Motivación por evacuación de generación (EvGen)

En las siguientes tablas se incluyen el conjunto de actuaciones motivadas por evacuación de generación, solicitadas por los agentes con accesos cumplimentados y por las Comunidades Autónomas, incluyendo la generación convencional y la que procede de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, según la siguiente clasificación:

- Actuaciones incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020 (Tabla 3.63)
- Actuaciones no incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020 (Tabla 3.64)

Dentro de los proyectos de generación propuestos por los agentes y Comunidades Autónomas, se han tenido en cuenta aquellos que cumplen las siguientes premisas:

- No suponen coste de inversión para el sistema
- Presentan un mayor grado de avance en su tramitación administrativa
- Solicitudes que suman una potencia total que se ajusta a la previsión de la cobertura para cada tecnología recogida en el apartado 3.2.1.2 y que se encuentran en el mismo estado de tramitación
- No incumplen ningún procedimiento de operación vigente
- Son viables físicamente

CCAA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(3)</sup> (M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Andalucía	PUEBLA DE GUZMAN	Ampliación SE planificada	220		0,92	Eólica	Re	335	Evacuación definitiva para GEE_584_06
Andalucía	CRISTOBAL COLON	Ampliación SE existente	220		0,70	Cogeneración	Re	12	DEA_168_12 ,GRE_154_12 condicionado. Comparten la misma posición. Condicionado a CTA
Andalucía	DON RODRIGO	Ampliación SE existente	400		1,82	Solar Térmica	Re	100	GEN_218_09
						Eólica	Re	61	GRE_190_12
Andalucía	PARRALEJO	Ampliación SE planificada	220		0,92	Eólica	Re	184	Evacuación definitiva para GEE_463_04
Andalucía	TABERNAS	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	174	GEE_890_11. Condicionado a CTA
Andalucía	CARTUJA	Ampliación SE existente	220		0,92	Biomasa	Re	100	GOR_394_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	DON RODRIGO	Ampliación SE existente	220		0,92	Fotovoltaica	Re	150	GOR_303_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	SALTERAS	Ampliación SE existente	220		0,92	Fotovoltaica	Re	100	GOR_237_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	CARTUJA	Ampliación SE existente	220		0,92	Fotovoltaica	Re	110	GOR_324_12. Condicionado a CTA.
Aragón	MEZQUITA	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	64	GRE_196_12, GRE_228_13. Condicionado a CTA
Aragón	VALDECONEJOS	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	29	GRE_127_11, GRE_167_12. Condicionado a CTA. Adecuación de SE existente para evacuación de régimen especial (no transporte). Adecuación a los PO's
Aragón	MUNIESA	Ampliación SE existente	400		1,82	Eólica	Re	284	GEE_622_07, GRE_018_14. Condicionado a CTA
Cantabria	AGUAYO	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	102	Condicionado a Acceso y CTA
Castilla y León	BUNIEL	Ampliación SE planificada	400		1,82	Eólica	Re	580	Condicionado a Acceso y CTA
Castilla y León	TORDESILLAS	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	183,5	GEE_904_10, GRE_131_12. Condicionado a CTA
Castilla y León	LAS ARROYADAS	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA
Castilla y León	MUDARRA	Ampliación SE existente	400		1,82	Eólica	Re	333	Condicionado a Acceso y CTA

CCAA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(3)</sup> (M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	Ampliación SE planificada	400		1,82	Eólica	Re	370	Condicionado a Acceso y CTA
Castilla-La Mancha	CAMPANARIO	Ampliación SE planificada	400		1,82	Eólica	Re	607	GOR_320_13, GRE_130_12 con observaciones (CATR). Condicionado a CTA
Castilla-La Mancha	VILLANUEVA DE LOS ESCUDEROS	Ampliación SE existente	400		1,82	Eólica	Re	660	GOR_321_13. Condicionado a CTA
Castilla-La Mancha	MINGLANILLA	Ampliación SE existente	400		1,82	Eólica	Re	550	GOR_330_13. Condicionado a CTA
Castilla-La Mancha	VILLARES DEL SAZ	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA
Cataluña	PUJALT	Ampliación SE existente	220		0,92	Biomasa	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA
Extremadura	BIENVENIDA	Ampliación SE existente	400		1,82	Fotovoltaica	Re	400	GOR_216_12, GOR_210_12. Condicionado a CTA
Extremadura	TRUJILLO	Ampliación SE existente	220		1,40	Eólica	Re	110	Condicionado a Acceso y CTA
Extremadura	CAÑAVERAL	Ampliación SE planificada	400		1,82	Fotovoltaica	Re	300	GOR_189_12. Condicionado a CTA
Extremadura	ARAÑUELO	Ampliación SE existente	400		1,82	Fotovoltaica	Re	250	Condicionado a Acceso y CTA
Extremadura	CARMONITA	Ampliación SE planificada	400		1,82	Fotovoltaica	Re	250	Condicionado a Acceso y CTA
Galicia	LUDRIO	Ampliación SE existente	400		1,82	Eólica	Re	267	Condicionado a Acceso y CTA
Galicia	CHANTADA	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	374	GEE_530_05, GRE_179_12. Condicionado a CTA GEE_118_04
Galicia	MESON DO VENTO	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	332	GRE_194_12. Condicionado a CTA
						Biomasa	Re	100	GRE_220_13. Condicionado a Acceso y CTA
Galicia	SANTIAGO DE COMPOSTELA	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	181	GRE_010_11, GRE_180_12. Condicionado a CTA
Galicia	AMOEIRO	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	135	GRE_187_12, GRE_217_13. Condicionado a CTA
Galicia	TIBO	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	192	GRE_143_11. Condicionado a Acceso y CTA
Galicia	FONTEFRÍA	Ampliación SE planificada	220		0,92	Eólica	Re	108	GRE_192_12. Condicionado a CTA
Galicia	REGOELLE	Ampliación SE planificada	220		1,40	Eólica	Re	245	GRE_009_12. Condicionado a CTA

CCAA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(3)</sup> (M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Madrid	SAN FERNANDO	Ampliación SE planificada	400		3,91	Eólica	Re	297	Condicionado a Acceso y CTA
Murcia	EL PALMAR	Ampliación SE existente	400		1,82	Fotovoltaica	Re	450	GOR_181_12. Condicionado a CTA
Murcia	TOTANA	Ampliación SE existente	400		1,82	Fotovoltaica	Re	332	GOR_172_12. Condicionado a CTA
Murcia	CARRIL	Ampliación SE existente	400		1,82	Fotovoltaica	Re	400	GOR_173_12. Condicionado a CTA
Navarra	LA SERNA	Ampliación SE existente	400		1,82	Eólica	Re	194	GEE_082_03, GEE_596_06, GEE_912_10, GRE_004_11. Condicionado a CTA
						Cogeneración	Re	27,5	GEN_286_10. Condicionado a CTA
Navarra	OLITE	Ampliación SE existente	220		0,92	Eólica	Re	102	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Fuerteventura)	CAÑADA DE LA BARCA	Nueva SE	132	5,02	1,41	Eólica	Re	5,74 (16)	GEEC_007_08. Condicionado a CTA
Canarias (Fuerteventura)	SALINAS	Ampliación SE existente	66		0,89	Diesel	Co	17,7	GORC_005_06. Condicionado a CTA
Canarias (Fuerteventura)	PUERTO DEL ROSARIO	Ampliación SE planificada	66		1,34	Eólica	Re	9,2	GEEC_013_10. Condicionado a CTA
Canarias (Fuerteventura)	JARES	Nueva SE	132	5,74	1,41	Eólica	Re	18,4	GEEC_012_10. Condicionado a CTA
Canarias (Fuerteventura)	SALINAS	Ampliación SE existente	66		0,89	Diesel	Co	17,7	GORC_005_06. Condicionado a CTA
Canarias (Gran Canaria)	GUIA	Ampliación SE existente	66		0,56	Eólica	Re	13,8	GEEC_023_11. Condicionado a CTA
Canarias (Gran Canaria)	AGÜIMES	Nueva SE	66	4,74	0,78	Eólica	Re	22,9	GEEC_021_10. Condicionado a CTA
Canarias (Gran Canaria)	CINSA	Ampliación SE existente	66		0,56	Eólica	Re	26,5	GEEC_022_11. Condicionado a CTA
Canarias (Gran Canaria)	EL ESCOBAR	Nueva SE	66	9,93	1,55	Eólica	Re	34,4	GEEC_020_11, GEEC_025_11, GRE_243_14; GRE_246_14. Condicionado a CTA.
Canarias (Gran Canaria)	ALDEA BLANCA	Ampliación SE existente	66		0,56	Eólica	Re	29,2	GEEC_019_10. Condicionado a CTA
Canarias (La Palma)	LAS BREÑAS	Ampliación SE planificada	66		1,34	Diesel	Co	12,1	GORC_022_11. Condicionado a CTA
Canarias (Lanzarote)	CALLEJONES	Ampliación SE planificada	66		0,89	Eólica	Re	18,2	GEEC_010_10. Condicionado a CTA



CCAA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(3)</sup> (M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Canarias (Tenerife)	EL PORIS	Ampliación SE planificada	220		4,38	Eólica	Re	140	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Tenerife)	TAGORO	Nueva SE	66	3,69	0,78	Eólica	Re	24,7	GEEC_018_10. Condicionado a CTA
Canarias (Tenerife)	ABONA	Nueva SE	66-220	7,96	2,33-4,36	Eólica	Re	120,3	GEEC_026_11, GRE_219_12, GRE_073_11. Condicionado a CTA. Previsible Capacidad de evacuación insuficiente en 66 kV en escenario H2020. Alternativa en Abona 220 kV condicionada a acceso y CTA
Canarias (Tenerife)	ABONA	Ampliación SE planificada	220		1,46	Biomasa	Re	64	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Tenerife)	EL PORIS	Nueva SE	66	8,82	1,17:	Eólica	Re	19,6	GEEC-015-10. Condicionado a CTA
Canarias (Tenerife)	CALETILLAS	Ampliación SE planificada	220		2,19	Ciclo Combinado	Co	77,3	GORC_170_11. Condicionado a CTA
Canarias (Tenerife)	CALETILLAS	Ampliación SE planificada	220		4,38	Ciclo Combinado	Co	153	GORC_170_11. Condicionado a CTA
Canarias (Gran Canaria)	MUELLE GRANDE	Ampliación SE existente	66		0,56	Biomasa	Re	64	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Gran Canaria)	ARINAGA	Ampliación SE planificada	66		0,78	Biomasa	Re	64	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Gran Canaria)	ARINAGA	Ampliación SE planificada	66	37,83	1,55	Eólica	Re	83,4	GRE_181_12, GRE_182_12 (Informe AESA denegando autorización de estos dos accesos), GRE_238_14, GRE_240_14, GRE_245_14, GRE_247_14, GRE_257_15, GRE_258_15. Condicionado a CTA.

(1) Co: Generación convencional ; Re: generación procedente de energías renovables, cogeneración y residuos

(2) Total de MW solicitados. Pendiente de validación de capacidad de evacuación

(3) Solamente incluye el coste de las posiciones necesarias en las subestaciones de la red de transporte

**Tabla 3.63. Actuaciones EvGen incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020**

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Andalucía	PUEBLA DE GUZMAN	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	500	GOR_268_12, GOR_327_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	200	GOR_259_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	SAN JUAN DEL PUERTO	Nueva SE	220		0,00	0,00	Cogeneración	Re	-	GEN_263_10, eliminar a petición de ENCE
Andalucía	UBEDA	Nueva SE	220	Andújar-Úbeda 220 kV y Úbeda-Olivares 220 kV	28,00	0,92	Cogeneración	Re	-	Coste para el sistema
Andalucía	DON RODRIGO	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	1.350	GOR_344_13, GOR_304_12, GOR_282_12, GOR_277_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	DON RODRIGO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	100	GOR_221_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	BAZA	Nueva SE	400	DC Caparacena-Baza 400 kV y DC Baza-La Ribina 400 kV	123,60	1,82	Fotovoltaica+Solar Térmica+Eólica	Re	955	GEN_113_08, GEE_891_10, GEE_892_10, GEE_893_10, GRE_214_14, GOR_347_13, GOR_266_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	PALOS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Ciclo Combinado	Co	1.170	GOR_027_02. Condicionado a CTA.
Andalucía	PUERTO DE SANTA MARIA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica off-shore+Fotovoltaica	Re	250	GOR_310_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	PINAR DEL REY	Ampliación SE existente	400		0,00	0,00	-	Co	-	GOR_161_10. Condicionado a CTA. Alternativa excluyente Cañuelo 220.
Andalucía	CAÑUELO	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Carbón Supercrítico	Co	723	GOR_190_12. Condicionado a CTA. Alternativa excluyente Pinar 400.
Andalucía	PALACIOS	Nueva SE	220	E/S de Don Rodrigo B-Cartuja 220 kV	5,10	0,92	Fotovoltaica	Re	300	GOR_345_12, GOR_274_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	ANDUJAR	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	200	GOR_270_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	LA RIBINA	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	450	GOR_244_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Andalucía	LA RODA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	250	GOR_215_12, GOR_272_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	TABERNAS	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	125	GOR_281_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	TABERNAS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	1.201,6	GOR_228_12, GOR_222_12, GOR_236_14, GOR_247_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	ARCOS DE LA FRONTERA	Ampliación SE existente	400		0,00	0,00	Fotovoltaica	Re	350	Inviabile físicamente la ampliación. Condicionado a Acceso y CTA

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Andalucía	AZNALCOLLAR	Nueva SE	400	E/S de Palos-Guillena 400 kV	5,30	1,82	Fotovoltaica	Re	250	GOR_191_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	HUENEJA	Ampliación SE existente	400		0,00	0,00	Fotovoltaica	Re	-	Acceso no solicitado
Andalucía	CARMONA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	1.250	GOR_305_12, GOR_349_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	CABRA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	650	GOR_262_13. Condicionado a Acceso y CTA.
Andalucía	CAPARACENA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	250	GOR_269_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	GUADALQUIVIR MEDIO	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	250	GOR_348_13, GOR_261_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	GUADALQUIVIR MEDIO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	100	GOR_348_13, GOR_261_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	COSTA DE LA LUZ	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica+Fotovoltaica	Re	100	GOR_352_13. Condicionado a Acceso y CTA.
Andalucía	PALOMARES	Nueva SE	220	E/S de Aljarafe-Don Rodrigo B 220 kV	19,30	1,40	-	Re	-	Acceso no solicitado
Andalucía	ROCÍO	Ampliación SE existente	220		0,00	1,40	Fotovoltaica	Re	200	GOR_287_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	PUERTO REAL	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	150	GOR_326_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	CARTUJA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	110	GOR_374_13. Condicionado a CTA
Andalucía	GUILLENA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	250	GOR_280_12 Condicionado a CTA.
Andalucía	GUILLENA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	350	GOR_278_13, GOR_286_12. Condicionado a CTA.
Andalucía	SALTERAS	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	1.100	GOR_338_13, GOR_263_13, GOR_248_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	VILLANUEVA DEL REY	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	200	GOR_276_13. Condicionado a Acceso y CTA.
Andalucía	OLIVARES	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	200	GOR_279_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	MONTECILLO BAJO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00	Fotovoltaica	Re	200	GOR_264_13. Inviabile físicamente
Andalucía	ONUBA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00	Fotovoltaica	Re	340	GOR_335_13, GOR_351_13. Inviabile físicamente
Andalucía	URSO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00	Eólica	Re	-	Acceso no solicitado

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Andalucía	BENAHADUX	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00	Eólica	Re	-	Acceso no solicitado
Andalucía	CASAQUEMADA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	100	GOR_350_13. Condicionado a CTA.
Andalucía	PALMA DEL CONDADO	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	-	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	MEZQUITA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	MUNIESA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA
Aragón	HIJAR	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,00		Re	-	Condicionado a Acceso y CTA. No solicitado
Aragón	CALAMOCHA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	PEÑAFLOR	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	LANZAS AGUDAS	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica	Re	29	Condicionado a Acceso y CTA. Inviabilidad Física
Aragón	CINCA	Ampliación SE existente	220	Renovación de la SE Cinca. También por demanda	0,00	0,92	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	OSERA	Nueva SE	400	E/S de Aragón-Peñaflor 400 kV	5,60	3,65	Ciclo Combinado	Co	850	GOR_160_10. Condicionado a CTA.
Aragón	ESCATRON	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Ciclo Combinado	Co	800	GOR_141_08. Condicionado a CTA.
Aragón	ESCATRON A	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	300	GOR_368_13. Condicionado a CTA.
Aragón	PEÑALBA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	250	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	ESQUEDAS	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00		Re	-	Condicionado a Acceso y CTA. No solicitado
Aragón	CARDIEL	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Aragón	FUENDETODOS	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	280	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	FUENDETODOS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	250	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	MAGALLON	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA. No solicitado
Aragón	MAGALLON	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Aragón	CARDIEL	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	300	GOR_372_13. Condicionado a CTA.
Aragón	MONZON II (ARNERO)	Nueva SE	400	DC Aragón/Peñalba-Arnero 400 kV	16,00	1,82	Eólica	Re	-	Aplazada posic. EvRE (2016-2020).
Aragón	MONZON II (ARNERO)	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	MONZON II (ARNERO)	Nueva SE	220	E/S en los ejes Monzón-Mequinzenza/Ribarroja 220 kV	8,3	0,92	Biomasa	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	PLAZA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	MONTE TORRERO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	ARAGON	Ampliación SE existente	400		0,00	1,22	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	GURREA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica+Fotovoltaica	Re	500	Condicionado a Acceso y CTA.
Aragón	GURREA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Biomasa	Re	100	Excede la Capacidad de Evacuación
Asturias	REBORIA	Ampliación SE planificada	400		0,00	7,29	Ciclo Combinado	Co	1.708	GOR_117_07, GOR_097_07. Condicionado a CTA.
Asturias	EL PALO	Ampliación SE existente	400		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Asturias	PESOS	Ampliación SE existente	400		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Asturias	ABRES	Nueva SE	400	E/S de Boimente-Pesoz 1 400 kV	6,31	1,82	Eólica	Re	445	Condicionado a Acceso y CTA.
Asturias	TAMÓN	Nueva SE	400	E/S de Tabiella-Grado 400 kV	3,68	3,65	Ciclo Combinado	Co	860	GOR_121_07. Condicionado a CTA.
Asturias	CAUDAL	Nueva SE	220	DC Caudal-Soto 220 kV y DC Caudal-Pereda 220 kV	14,93	1,40	Ciclo Combinado	Co	400	GOR_116_07. Condicionado a CTA. Anteriormente Pereda II.
Asturias	CAUDAL	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,00		Co	-	Acceso no solicitado
Asturias	GRADO	Ampliación SE planificada	400		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Cantabria	SOLORZANO	Nueva SE	400		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Cantabria	SOLORZANO	Ampliación SE planificada	220		0,00	1,40	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Cantabria	TORRELAVEGA	Nueva SE	220		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Cantabria	AGUAYO	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica	Re	176	GRE_001_11. Condicionado a CTA.
Cantabria	CICERO	Ampliación SE planificada	220		0,00	1,40	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA. A través de apoyo RdD
Cantabria	VALDEOLEA	Nueva SE	400	E/S de Herrera-Virtus 400kV	3,67	1,82	Eólica	Re	435	GRE_072_11. Condicionado a CTA.
Castilla y León	TORDESILLAS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica	Re	500	Acceso no solicitado
Castilla y León	MUDARRA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica	Re	153	Desistimiento por tramitación en 400 kV
Castilla y León	VIRTUS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica	Re	104	Condicionado a Acceso y CTA. Incumplimiento de P.O.
Castilla y León	MAGAÑA	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Eólica	Re	200	No solicitado
Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Eólica	Re	193	Excede la Capacidad de Evacuación.
Castilla y León	MONTEARENAS	Ampliación SE existente	400		0,00	3,65	Ciclo Combinado	Co	800	GOR_102_06 (2º 400 MW). Condicionado a CTA. Alternativa en otra SE
Castilla y León	COMPOSTILLA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Carbón	Co	271	GOR_159_10 (OXY300). Condicionado a CTA. Renuncia Agente
Castilla y León	LA ROBLA	Ampliación SE existente	400		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Castilla y León	VILLAMAYOR	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Castilla y León	HERREROS	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Castilla y León	PIÑUEL	Nueva SE	400	E/S de Villarino-Valdecarretas 400 kV	5,54	3,65	Ciclo Combinado	Co	800	GOR_134_07. Condicionado a CTA.
Castilla y León	OSORNO	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Eólica	Re	500	Acceso no solicitado
Castilla y León	CERRATO	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica	Re	675	Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla y León	ALMAZÁN	Ampliación SE existente	400		0,00	0,00	Eólica	Re	351	Condicionado a Acceso y CTA. Podría compartir posición existente en función de la capacidad de evacuación (saturada)
Castilla y León	BRIVIESCA	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Eólica	Re	151	Incumplimiento de P.O.

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Castilla y León	TRÉVAGO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica	Re	192,5	Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla y León	ARBILLERA	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Eólica	Re	231	Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla y León	LASTRAS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	516,68	GOR_318_12. Condicionado a CTA.
Castilla y León	HERRERA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica	Re	100	Inviabilidad física
Castilla y León	CANTALEJO	Nueva SE	400	E/S de Mudarra-San Sebastián de los Reyes 400 kV	5,1	1,82	Eólica	Re	350	Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla y León	MEDINACELI	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Eólica	Re	129	Incumplimiento criterios P.O.
Castilla-La Mancha	MANZANARES	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	520	GOR_288_12, GOR_358_13. Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	MANZANARES	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica+Solar Térmica	Re	1.651,6	GOR_186_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	CAMPANARIO	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	700	GOR_289_12, GOR_290_13. Condicionado a CTA
Castilla-La Mancha	VILLANUEVA DE LOS ESCUDEROS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	275	GOR_203_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	MINGLANILLA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica+Fotovoltaica	Re	1.451,6	GOR_184_12, GOR_204_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	BELINCHON	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica+Fotovoltaica	Re	826	GOR_205_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	VILLARROBLEDO	Nueva SE	400	E/S de Romica-Manzanares 400 kV	115,80	1,82	Eólica	Re		Acceso no solicitado
Castilla-La Mancha	BRAZATORTAS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	1.802	GOR_214_12, GOR_185_12, GOR_312_13. Condicionado a CTA.
Castilla-La Mancha	CALERA	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	250	Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	ROMICA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	1.251,6	GOR_373_13. Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	100	GOR_253_12. Condicionado a CTA. Inviabilidad física
Castilla-La Mancha	ACECA	Ampliación SE existente	220	Binudo de Aceca y Aceca-Valdemoro 2 220 kV	6,60	0,92	Ciclo Combinado	Co	460	GOR_110_06. Condicionado a CTA.
Castilla-La Mancha	ACECA	Ampliación SE existente	220	Binudo de Aceca y Aceca-Valdemoro 2 220 kV	6,60	0,92	Ciclo Combinado	Co	375	GOR_111_06. Condicionado a CTA.

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Castilla-La Mancha	JOSE CABRERA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Ciclo Combinado	Co	750	GOR_118_06. Modificación punto evacuación CCGN en Almonacid de Zorita. Condicionado a CTA.
Castilla-La Mancha	PICÓN	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	900	GOR_200_12, GOR_202_12, GOR_314_13, GOR_369_13. Condicionado a CTA.
Castilla-La Mancha	ARENAS DE SAN JUAN	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	250	GOR_315_13. Condicionado a CTA.
Castilla-La Mancha	LA SOLANA	Ampliación SE existente	220		0,00	1,40	Fotovoltaica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Castilla-La Mancha	PUERTOLLANO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Ciclo Combinado	Co	490	GOR_138_08. Condicionado a CTA.
Cataluña	LA ESPLUGA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Eólica	Re	0	Condicionado a Acceso y CTA.
Cataluña	LA SECUITA	Nueva SE	400		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Cataluña	LA SECUITA	Nueva SE	220		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Cataluña	ALFORJA	Nueva SE	220	E/S de La Selva-Els Aubals 220 kV	3,72	0,92	Eólica	Re	73	GEE_644_08. Condicionado a CTA.
Cataluña	IVORRA	Nueva SE	220	E/S de La Pobla Rubio 220 kV	3,72	0,92	Eólica	Re	99	GRE_153_12. Condicionado a CTA.
Cataluña	ELS AUBALS	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Eólica	Re	105	GRE_202_12. Condicionado a CTA. Retraso conjunto de la actuación.
Cataluña	PUIGPELAT	Ampliación SE existente	220		0,00	1,40	Eólica	Re	0	Condicionado a Acceso y CTA.
Cataluña	CAMARLES	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Eólica	Re	250	Condicionado a Acceso y CTA.
Cataluña	FOIX	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Ciclo Combinado	Co	500	GOR_100_06. Condicionado a CTA
Comunidad Valenciana	SALSADELLA	Nueva SE	400	E/S de Vandellós-La Plana 400 kV	5,29	1,82	Eólica	Re	132,8	Anteriormente Maestrazgo y Albocasser. GEE_016_03. Condicionado a CTA.
Comunidad Valenciana	AYORA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica	Re	250	Condicionado a Acceso y CTA.
Comunidad Valenciana	SAX	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	390	GOR_196_12. Condicionado a CTA.
Comunidad Valenciana	CASTALLA	Ampliación SE planificada	220		0,00	1,40	Fotovoltaica	Re	349	GOR_178_12. Condicionado a CTA.
Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.



CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Comunidad Valenciana	BENEJAMA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	300	GOR_254_12. Condicionado a CTA.
Extremadura	SERENA	Nueva SE	400	E/S de Valdecaballeros-Guillena 400 kV	5,30	1,82	Eólica+Fotovoltaica	Re	952	GEE_832_09, GOR_357_13, GOR_301_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Extremadura	PINOFRANQUEADO	nueva SE	400	E/S de Aldeadávila-Arañuelo 400 kV	9,30	1,82	Fotovoltaica	Re	407	GRE_218_09, GOR_356_13, GOR_218_13. Condicionado a CTA.
Extremadura	ALANGE	Ampliación SE planificada	400		0,00	3,65	Ciclo Combinado	Co	850	GOR_092_06. Condicionado a CTA.
Extremadura	ALANGE	Ampliación SE planificada	400		0,00	3,65	Ciclo Combinado	Co	1.224	GOR_136_07. Condicionado a CTA. Renuncia Agente.
Extremadura	ALANGE	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Solar Térmica	Re	250	GEN_280_10. Condicionado a CTA. Renuncia Agente.
Extremadura	ALANGE	Nueva SE	400	E/S de Almaraz-Bienvenida 400 kV	5,75	1,82	Fotovoltaica	Re	1.825	GOR_306_12, GOR_377_13, GOR_353_13, GOR_246_13, GOR_241_12. Condicionado a Acceso y CTA
Extremadura	ARAÑUELO	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Cogeneración	Re	-	Condicionado a Acceso y CTA. Renuncia Agente
Extremadura	ARAÑUELO	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	650	GOR_341_13, GOR_220_12, GOR_302_12, GOR_212_12. Condicionado a CTA. (Sí están incluidos al menos 250 MW de estos códigos)
Extremadura	MAIMONA	Nueva SE	220	E/S de Guillena B-Mérida 220 kV	3,78	0,92	Cogeneración +Fotovoltaica+ Eólica	Re	166	GOR_130_07, GOR_354_13. Condicionado a CTA.
Extremadura	CARMONITA	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Solar Térmica	Re	250	GEN_255_09. Condicionado a CTA. Renuncia Agente
Extremadura	CARMONITA	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	400	GOR_192_12, GOR_342_13, GOR_375_13. Condicionado a CTA. (Sí están incluidos al menos 250 MW de estos códigos)
Extremadura	BIENVENIDA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica+Solar Térmica+Eólica	Re	1.210	GOR_195_12, GOR_219_12, GOR_257_12, GOR_211_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Extremadura	CAÑAVERAL	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica+Eólica	Re	1048	GOR_193_12, GOR_240_12, GOR_343_12. Condicionado a CTA.
Extremadura	SAN SERVAN	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	600	GOR_242_12. Condicionado a CTA.

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Extremadura	VALDECABALLEROS	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	1.793	GOR_258_13, GOR_217_12, GOR_283_12, GOR_325_12, GOR_340_13, GOR_364_13. Condicionado a Acceso y CTA.
Extremadura	SAGRAJAS	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	850	GOR_243_13, GOR_298_13. Condicionado a CTA.
Extremadura	BROVALES	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Cogeneración	Re	-	Renuncia Agente
Extremadura	BROVALES	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	100	GOR_367_13. Condicionado a CTA.
Extremadura	BROVALES	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	400	GOR_311_12, GOR_355_13. Condicionado a CTA
Galicia	LUDRIO	Ampliación SE planificada	400	Segunda E/S P.G.R.- Compostilla 400 kV para aumentar lcc	6,38	0,00	Eólica	Re	500	Acceso en Red de Distribución.
Galicia	PUNTES GARCÍA RODRIGUEZ	Ampliación SE planificada	400		0,00	1,82	Eólica	Re	250	Condicionado a Acceso y CTA.
Galicia	REGOELLE	Ampliación SE planificada	220		0,00	1,40	Hidráulica	Re	148	GEN_021_04, GEN_023_04. Condicionado a CTA. Acceso en RdD
Galicia	MESADA	Nueva SE	220	E/S de Montecarrió-Porto de Mouros 220 kV	3,60	0,92	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Galicia	TRIACASTELA	Nueva SE	220	E/S de Belesar-Montearenas 220 kV	3,60	0,92	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Galicia	LOUSAME	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,92	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Galicia	LARACHA	Ampliación SE planificada	220		0,00	1,40	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA.
Galicia	FRIEIRA	Ampliación SE existente	220		0,00	1,40	Eólica	Re	100	Condicionado a Acceso y CTA. DED_588_13. sustitución
Galicia	SABON	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Ciclo Combinado	Co	400	GOR_155_09. Grupo 1 en servicio
Galicia	SAN PEDRO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00	Hidráulica	Re	23	GOR_155_09. Sustitución de trafo existente
Madrid	COLMENAR DE OREJA	Nueva SE	400	E/S de Almaraz CN - Morata 400 1 y 2	10,14	1,82	Eólica	Re	700	GEE_896_11, GEE_988_12. Condicionado a CTA.
Madrid	MORATA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Eólica	Re	1.300	GEE_764_09. Condicionado a CTA. Renuncia Agente
Madrid	FUENLABRADA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co <sup>(1)</sup>	MW <sup>(2)</sup>	Observaciones
Madrid	VALDEMORO	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00		Re	-	Acceso no solicitado
Madrid	PERALES	Nueva SE	220	DC en cable Morata-Perales 220 kV	36,00	0,92	Eólica	Re	250	GEE_613_08. Condicionado a CTA. Renuncia Agente
Murcia	CAMPOS	Nueva SE	400	E/S de El Palmar-Rocamora 400 kV	12,90	1,82	Fotovoltaica	Re	400	Acceso autorizado en El Palmar 400 GOR_308_12.
Murcia	EL PALMAR	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	1.500	GOR_181_12, GOR_308_12, GOR_322_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Murcia	CARRIL	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	800	GOR_199_12. Condicionado a Acceso y CTA.
Murcia	PEÑARRUBIA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	818	GOR_174_12, GOR_175_12, GOR_395_13. Condicionado a CTA.
Murcia	BALSICAS	Ampliación SE planificada	220		0,00	1,40	Fotovoltaica	Re	300	GOR_223_12, GOR_208_12. Condicionado a y CTA.
Murcia	LOS CAMACHOS	Nueva SE	220	E/S de Fausita-Campoamor 220 kV	5,60	0,92	Fotovoltaica	Re	100	GOR_209_12. Condicionado a CTA.
Murcia	SAN PEDRO DEL PINATAR	Ampliación SE existente	220		0,00	0,92	Fotovoltaica	Re	150	Condicionado a Acceso y CTA.
Murcia	ASOMADA	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	400	Condicionado a Acceso y CTA.
Murcia	TORREMENDO	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Fotovoltaica	Re	802,6	GOR_370_13. Condicionado a CTA.
Navarra	CASTEJON	Ampliación SE existente	400		0,00	1,82	Ciclo Combinado	Co	460	GOR_100_06. Condicionado a CTA.
País Vasco	SANTURCE	Ampliación SE existente	400	Adecuación a P.O.	4,90	3,65	Ciclo Combinado	Co	800	GOR_148_09 condicionado. Condicionado a CTA.
País Vasco	SANTURCE	Ampliación SE existente	220	Adecuación a P.O.	5,65	2,80	Ciclo Combinado	Co	300	GOR_148_09 condicionado. Condicionado a CTA.
País Vasco	PUENTELARRA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00		Co		Anulado expediente: GOR_122_07
País Vasco	ELGEA (NUEVO PARQUE)	Ampliación SE planificada	220		0,00	0,00		Re		Acceso no solicitado
País Vasco	LAGUARDIA	Ampliación SE existente	220		0,00	0,00		Re		Acceso no solicitado
Baleares (Mallorca)	CALA BLAVA	Ampliación SE planificada	132		0,00	0,79	Fotovoltaica	Re	50	GOR_328_13. Condicionado a CTA
Baleares (Mallorca)	SANTANYI	Ampliación SE existente	66		0,00	0,52	Eólica	Re	32	Caducado desde 2008 (GEEB_013_08). Condicionado a CTA

CA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (3)(M€)	Tipo Generación	Re/Co(1)	MW (2)	Observaciones
Baleares (Mallorca)	LLUCMAJOR	Ampliación SE existente	66		0,00	0,52	Fotovoltaica	Re	51	Condicionado a Acceso y CTA.
Baleares (Mallorca)	LLUCMAJOR	Ampliación SE existente	66		0,00	0,52	Fotovoltaica	Re	50	Condicionado a Acceso y CTA.
Baleares (Menorca)	CIUDADELA	Ampliación SE existente	132		0,00	0,63	Eólica	Re	12	Condicionado a Acceso y CTA.
Baleares (Menorca)	ALAIOR	Ampliación SE planificada	132		0,00	2,36	Grupos Diesel	Co	48,9	GOR_323_12. Condicionado a CTA
Baleares (Ibiza)	SAN ANTONIO	Ampliación SE planificada	132		0,00	1,88	Ciclo Combinado	Co	45,4	GORB_020_12. Condicionado a CTA
Canarias (Fuerteventura)	ANTIGUA	Ampliación SE planificada	132		0,00	1,88	Diesel	Co	36	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Fuerteventura)	GUEREPE	Ampliación SE planificada	132		0,00	2,83	Turbinas de Gas	Co	67,3	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Gran Canaria)	BARRANCO DE TIRAJANA III	Ampliación SE planificada	220		0,00	4,38	Ciclo Combinado	Co	137,4	GORC-008-07. Condicionado a CTA.
Canarias (Gran Canaria)	P.M.JINAMAR	Ampliación SE planificada	66		0,00	0,78	Eólica off-shore	Re	15	GRE_215_12. Condicionado a CTA
Canarias (Gran Canaria)	BARRANCO DE TIRAJANA III	Ampliación SE planificada	220		0,00	2,19	Ciclo Combinado	Co	103,1	GORC-008-07. Condicionado a CTA.
Canarias (Lanzarote)	HARÍA/TEGUISE	Nueva SE	66	DC Callejones-Haría 66 kV	14.83	0.90	Eólica	Re	13.4	GEEC_009_10. Condicionado a CTA
Canarias (Lanzarote)	PUNTA GRANDE	Ampliación SE existente	66		0,00	1,98	Diesel	Co	53,1	GORC-006-06. Condicionado a CTA
Canarias (Tenerife)	ABONA	Nueva SE	220	E/S en nueva L-C Caletillas-Granadilla II 220 kV	10,97	4,38	Ciclo Combinado	Co	154,6	GORC-021-11. Condicionado a CTA.
Canarias (Tenerife)	ABONA	Ampliación SE planificada	220		0,00	2,19	Ciclo Combinado	Co	77,3	GORC-021-11. Condicionado a CTA
Canarias (Gran Canaria)	ALDEA BLANCA	Ampliación subestación	66		0,00	0,56	Fotovoltaica	Re	51,25	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Gran Canaria)	SANTA AGUEDA	Ampliación subestación	66		0,00	1,17	Fotovoltaica	Re	51,25	Condicionado a Acceso y CTA

(1) Co: Generación convencional ; Re: generación procedente de energías renovables, cogeneración y residuos

(2) Total de MW solicitados. Pendiente de validación de capacidad de evacuación

(3) Solamente incluye el coste de las posiciones necesarias en las subestaciones de la red de transporte

**Tabla 3.64. Actuaciones EvGen no incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020**

En la Tabla 3.65 se muestra el coste de las instalaciones de conexión de nueva generación incluidas en la planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020, tanto de generación convencional como de generación de origen renovable, cogeneración y residuos. No se ha incluido el coste de los refuerzos de la red de transporte necesarios para la generación actualmente instalada.

	Generación Renovable, Cogeneración y Residuos		Generación Convencional		TOTAL	
	Coste para el sistema (M€)	Coste para el agente (M€)	Coste para el sistema (M€)	Coste para el agente (M€)	Coste para el sistema (M€)	Coste para el agente (M€)
<b>Península</b>	0	58	0	0	0	58
<b>Islas Baleares</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Islas Canarias</b>	84	22	0	11	84	33
<b>Total</b>	84	80	0	11	84	91

**Tabla 3.65. Coste de actuaciones EvGen incluidas en la Planificación 2015-2020 (M€)**

#### 3.4.2.2.4. Motivación Almacenamiento (Alm)

La gran cantidad de generación renovable instalada en España, junto con la escasa capacidad de intercambio con Francia, hace interesante la construcción de instalaciones de almacenamiento. En las siguientes tablas se incluyen el conjunto de actuaciones, solicitadas por los agentes, motivadas por nuevas instalaciones de almacenamiento, según la siguiente clasificación:

- Actuaciones de almacenamiento incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020 (Tabla 3.66)
- Actuaciones de almacenamiento no incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020 (Tabla 3.67)

Dada la gran incertidumbre de estos proyectos, se han incluido aquellos que no tienen coste de inversión para el sistema y algunos que aún implicando coste de inversión presentan un mayor grado de avance.

CCAA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Coste Sistema (M€)	Coste Agente <sup>(1)</sup> (M€)	MW (*)	Observaciones
Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	Ampliación SE existente	220		0,92	34	GRE_184_12. Generación hidráulica de bombeo. Condicionado a CTA
Andalucía	ANDUJAR	Ampliación SE existente	220		0,92	418	GOR_171_11. Condicionado a CTA.
Aragón	MORALETES	Ampliación SE existente	220	3,2	1,84	396	GOR_094_05. Condicionado a CTA.
Aragón	NUEVA MEQUINENZA	Nueva SE	400	6,8 (**)	3,65	1.100	GOR_363_13, GOR_163_11. Condicionado a CTA.
Cantabria	AGUAYO	Ampliación SE existente	400		1,82	993	GOR_167_11. Condicionado a CTA.
Castilla y León	ANLLARES	Ampliación SE existente	400		1,82	400	Subestación No transporte. GOR_137_08. Condicionado a CTA. y paso de subestación a transporte.
Castilla y León	MONTEARENAS	Ampliación SE existente	400		1,82	1.053	GOR_169_12, GOR_168_12. Condicionado a CTA.
Comunidad Valenciana	LA MUELA (CORTES)	Ampliación SE existente	400		7,29	852	GOR_076_06, GOR_135_07
Galicia	BELESAR	Ampliación SE existente	220		0,92	208	GOR_144_09. Condicionado a CTA.
Galicia	LOUSAME	Ampliación SE planificada	220		0,92	310	GOR_152_09. Condicionado a CTA.
Canarias (Gran Canaria)	SANTA AGUEDA	Ampliación SE planificada	220	11,5	4,38	199,8	GORC-014-11. Condicionada a CTA

(1) Solamente incluye el coste de las posiciones necesarias en las subestaciones de la red de transporte

**Tabla 3.66. Actuaciones de Almacenamiento incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020**

CCAA (ISLA)	Nombre	Actuación	Tensión (kV)	Requerimientos Adicionales en la RdT	Coste Sistema (M€)	Coste Agente (1) (M€)	MW (2)	Observaciones
Andalucía	BAZA	Ampliación SE planificada	400	DC Caparacena-Baza 400 kV y DC Baza-La Ribina 400 kV	123,6	1,82	550	GOR_142_08. Condicionado a CTA. Coste para el sistema: necesario construir nueva SE Baza 400 kV con un coste de 123,6 M€
Cataluña	ASCO	Ampliación SE existente/futura	400	Nueva SE en Els Aubals 400 kV con desarrollo eje DC 400/220 kV Escatrón-Els Aubals-La Secuita	119,48 (3)	3,65	1592	Acceso en Els Aubals 400 kV. Solicitado en Ascó 400 kV. Condicionado a Acceso y CTA. Coste para el sistema
Cataluña	MEQUINENZA-ASCO	Ampliación SE existente/futura	400	Pendiente	270,20	3,65	3.438 (4)	Condicionado a Acceso y CTA. Coste para el sistema
Galicia	SENDERIZ	Nueva SE	400	E/S de Cartelle-Lindoso 1 400 kV	4,94	1,82	376	GOR_153_09. Condicionado a CTA. Coste para el sistema
Galicia	MONTEDERRAMO	Nueva SE	400	E/S de Cartelle-Trives 2 400 kV	5,19	3,65	778	GOR_131_08. Condicionado a CTA. Coste para el sistema
Galicia	MONTEDERRAMO	Ampliación SE planificada	400		0,00	3,65	762	GOR_154_09. Condicionado a CTA. Coste para el sistema
Galicia	PAZOS	Nueva SE	400		4,94	1,82	1.500	Condicionado a Acceso y CTA. Coste para el sistema
Canarias (Tenerife)	BALLESTER	Nueva SE	66	E/S de L-C en El Rosario-Dique del Este 66 kV	3,32	0,78	42,5	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias (Tenerife)	TENO	Nueva SE	66	E/S de L-C del DC Chío-Nueva Icod de los Vinos 66 kV	5,88	1,55	266,4	Condicionado a Acceso y CTA
Canarias(La Palma)	LAS BREÑAS	Nueva subestación	66		0,00	2,67	15	Solicitado proceso planificación. Condicionado a CTA

(1) Solamente incluye el coste de las posiciones necesarias en las subestaciones de la red de transporte

(2) Total de MW solicitados. Pendiente de validación de capacidad de evacuación

(3) Únicamente el coste de la primera fase del proyecto de almacenamiento

(4) Estas cifras corresponden al total de la 2ª fase de diversos proyectos en la zona. Se plantean juntos dado que su coexistencia parece complicada por temas tanto de la configuración hidrográfica, estabilidad transitoria y agrupación de generación en una zona

**Tabla 3.67. Actuaciones de Almacenamiento no incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020**



En la siguiente tabla se muestra el coste para el sistema y para los agentes de las instalaciones de conexión motivadas por nuevas instalaciones de almacenamiento.

	<b>Coste para el sistema (M€)</b>	<b>Coste para el agente (M€)</b>
<b>Península</b>	10	22
<b>Islas Baleares</b>	0	0
<b>Islas Canarias</b>	11	4
<b>Total</b>	<b>21</b>	<b>26</b>

**Tabla 3.68. Coste de actuaciones con motivación Almacenamiento incluidas en la Planificación 2015-2020 (M€)**

### 3.4.2.3. RESUMEN DEL COSTE Y UNIDADES FÍSICAS DE LA RED COMPLEMENTARIA

En las siguientes tablas se recoge, en unidades físicas, el resumen de las actuaciones que constituyen la Red Complementaria en el periodo 2015-2020, tanto para la península como para los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias.

<b>Subestaciones</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Nuevas Posiciones	119	240
<b>Ramas [km de circuito]</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Línea	727	550
Cable	5	173
Repotenciación / Inc. Cap.	198	1.820
<b>Transformación [MVA]</b>	<b>400/220</b>	
	8.007	
<b>Compensación [Mvar]</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Reactancias	2.100	500
Condensadores	0	0

**Tabla 3.69. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red Complementaria peninsular. Periodo 2015-2020**

<b>Subestaciones</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Nuevas posiciones	1	31	18
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Línea	49	0	0
Cable	1	21	4
Repotenciación	0	0	15
Enlaces submarinos	0	69	0
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>220/132</b>	<b>220/66</b>	<b>132/66</b>
	320	0	160
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Reactancias	0	68	0
Condensadores	0	0	0

**Tabla 3.70. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red Complementaria en Baleares. Periodo 2015-2020**

<b>Subestaciones</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Nuevas posiciones	22	2	63
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Línea	97	0	104
Cable	14	0	58
Repotenciación	0	0	11
Enlaces submarinos	0	0	0
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>220/132</b>	<b>220/66</b>	<b>132/66</b>
	90	125	0
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Reactancias	0	0	0
Condensadores	0	0	0

**Tabla 3.71. Actuaciones (en unidades físicas) de la Red Complementaria en Canarias. Periodo 2015-2020**

En la Tabla 3.72 se incluyen los costes de inversión para el sistema de la Red Complementaria identificando por separado los del sistema peninsular y los correspondientes a sistemas no peninsulares y desagregándolo por su motivación.

	<b>RRTT</b>	<b>SdS</b>	<b>Fiab</b>	<b>Int</b>	<b>ATA</b>	<b>EvGen</b>	<b>Alm</b>	<b>ApD</b>	<b>Total</b>
Península	515	311	169	81	56	0	7	375	1.514
Baleares	1	19	13	37	0	0	0	5	76
Canarias	101	116	20	7	0	0	11	5	261
Conex. Interinsulares Baleares				84					84
<b>TOTAL</b>	<b>618</b>	<b>446</b>	<b>203</b>	<b>209</b>	<b>56</b>	<b>0</b>	<b>18</b>	<b>386</b>	<b>1.935</b>

**Tabla 3.72. Coste (M€) de inversión para el sistema de la Red Complementaria. Periodo 2015-2020**

### 3.5. RESUMEN DE ACTUACIONES INCLUIDAS EN LA PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD 2015-2020

En este apartado se resume el conjunto total de actuaciones incluidas en la planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020, independientemente de su motivación.

#### 3.5.1. MAPAS

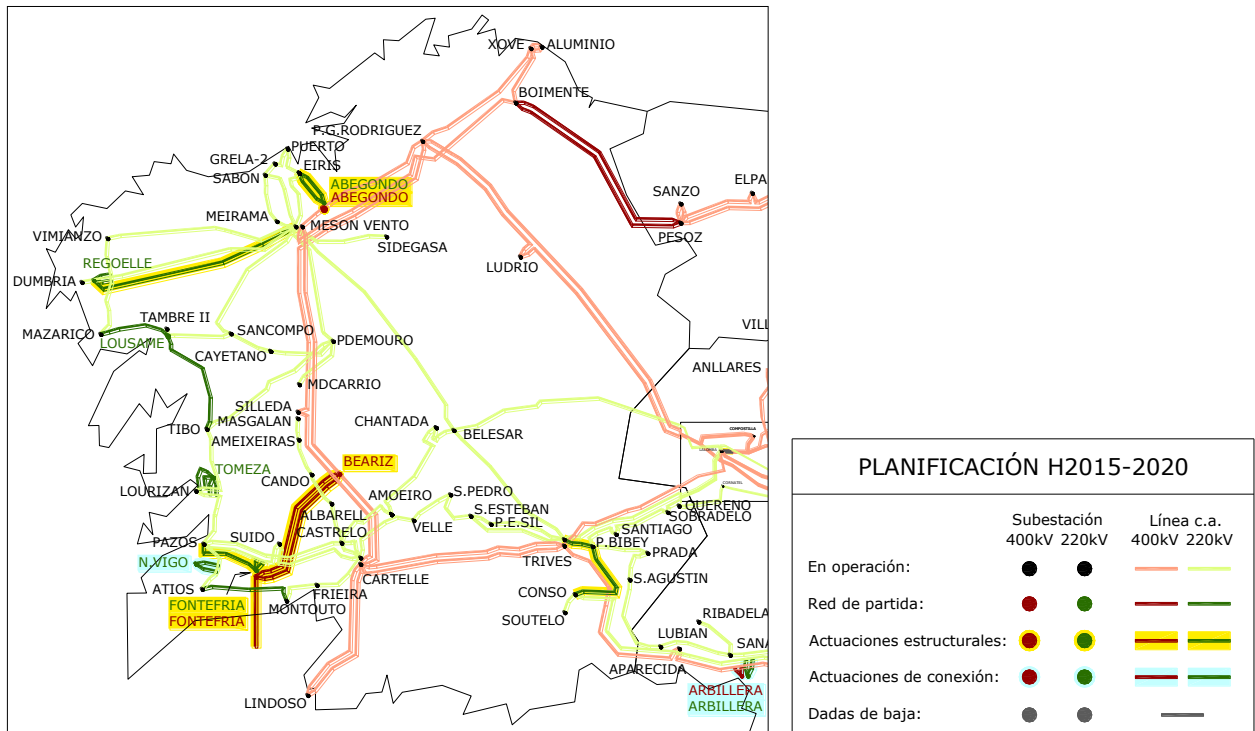


Figura 3.46. Actuaciones en la zona noroeste: Galicia. Periodo 2015-2020

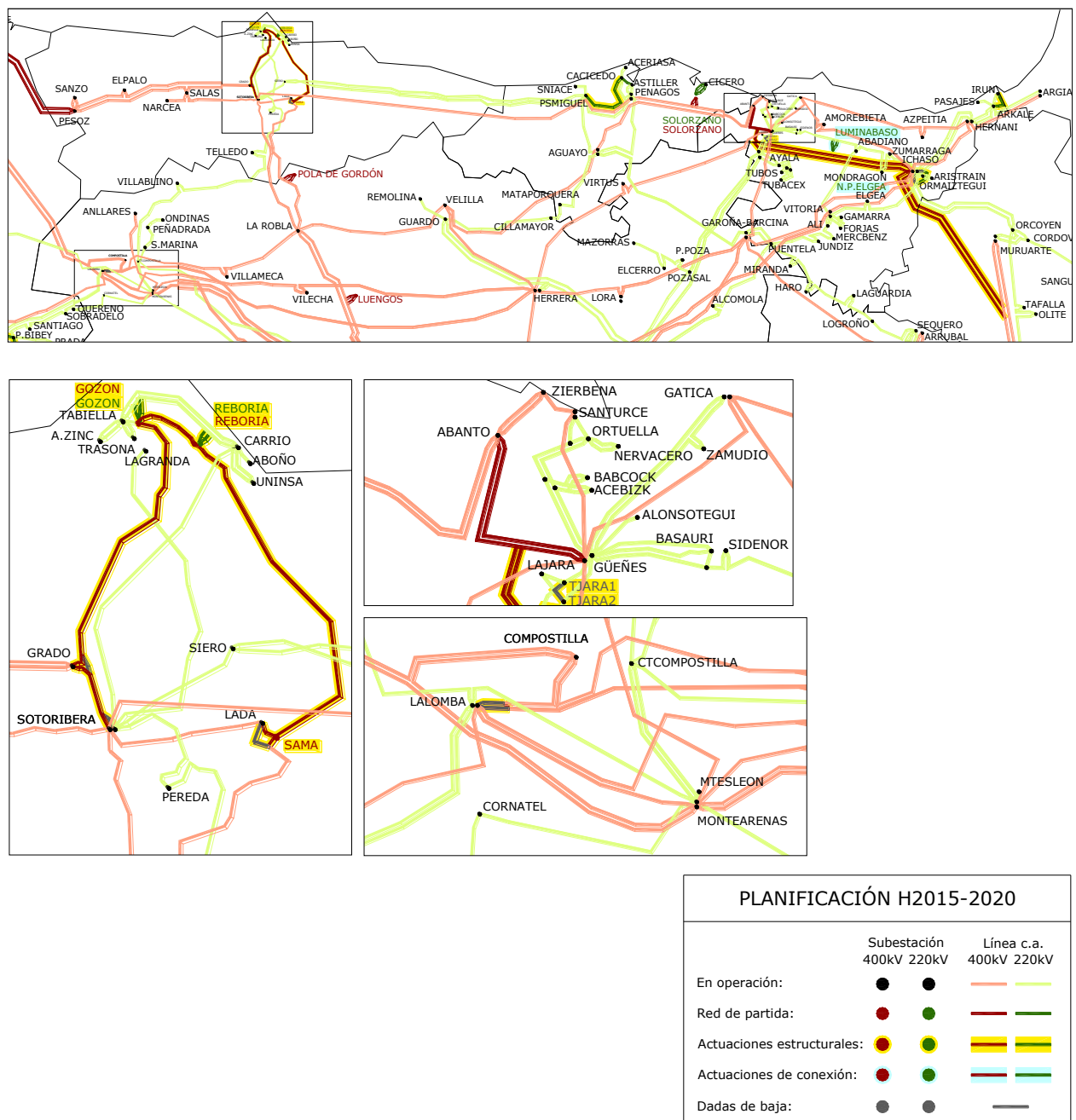
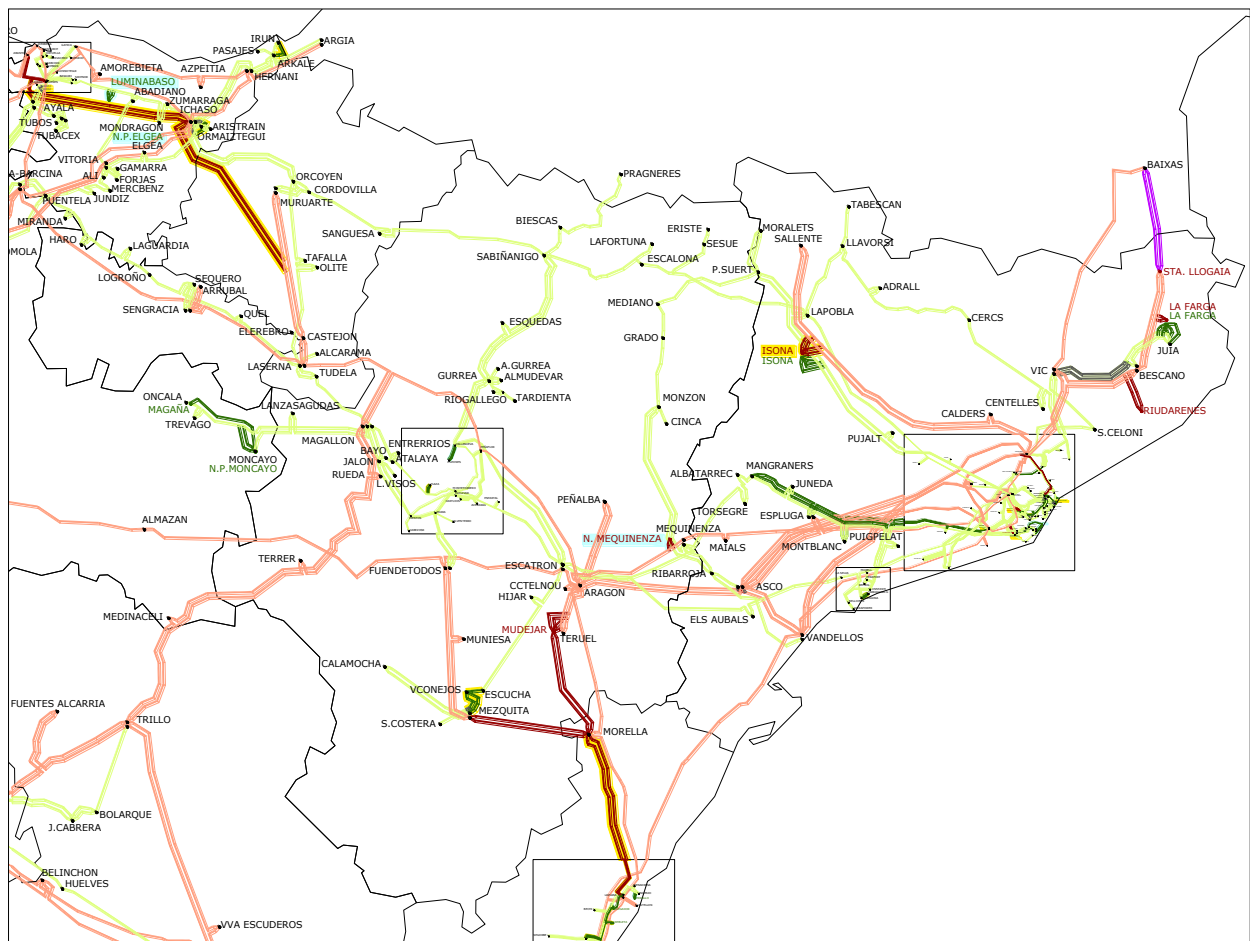


Figura 3.47. Actuaciones en la zona norte: Asturias, Cantabria y País Vasco. Periodo 2015-2020.



PLANIFICACIÓN H2015-2020			
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV	Línea c.c.
En operación:	● ●	— —	— —
Red de partida:	● ●	— —	— —
Actuaciones estructurales:	● ●	— —	— —
Actuaciones de conexión:	● ●	— —	— —
Dadas de baja:	● ●	—	—

**Figura 3.48. Actuaciones en la zona nordeste: Navarra, La Rioja, Aragón y Cataluña. Periodo 2015-2020**

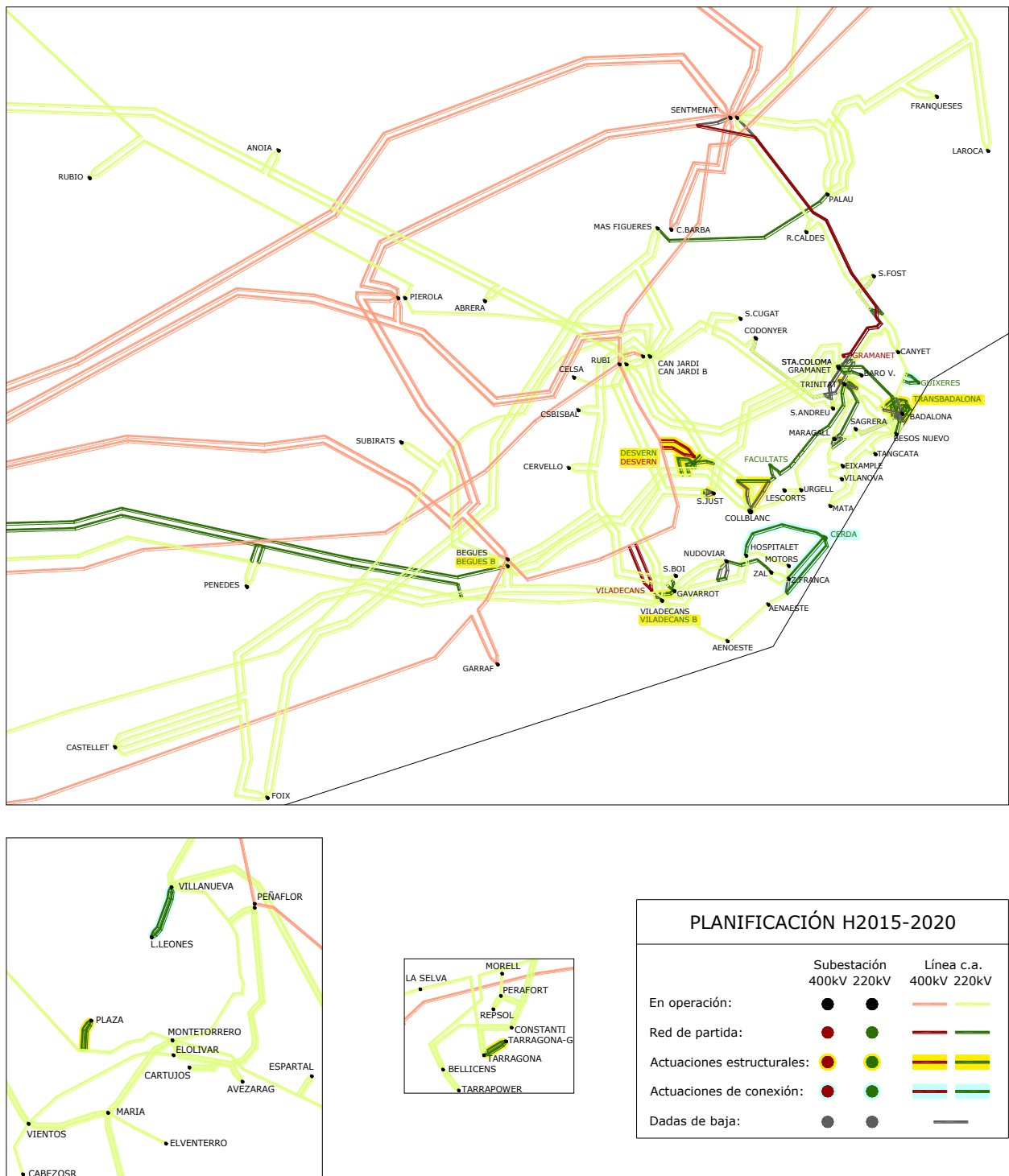
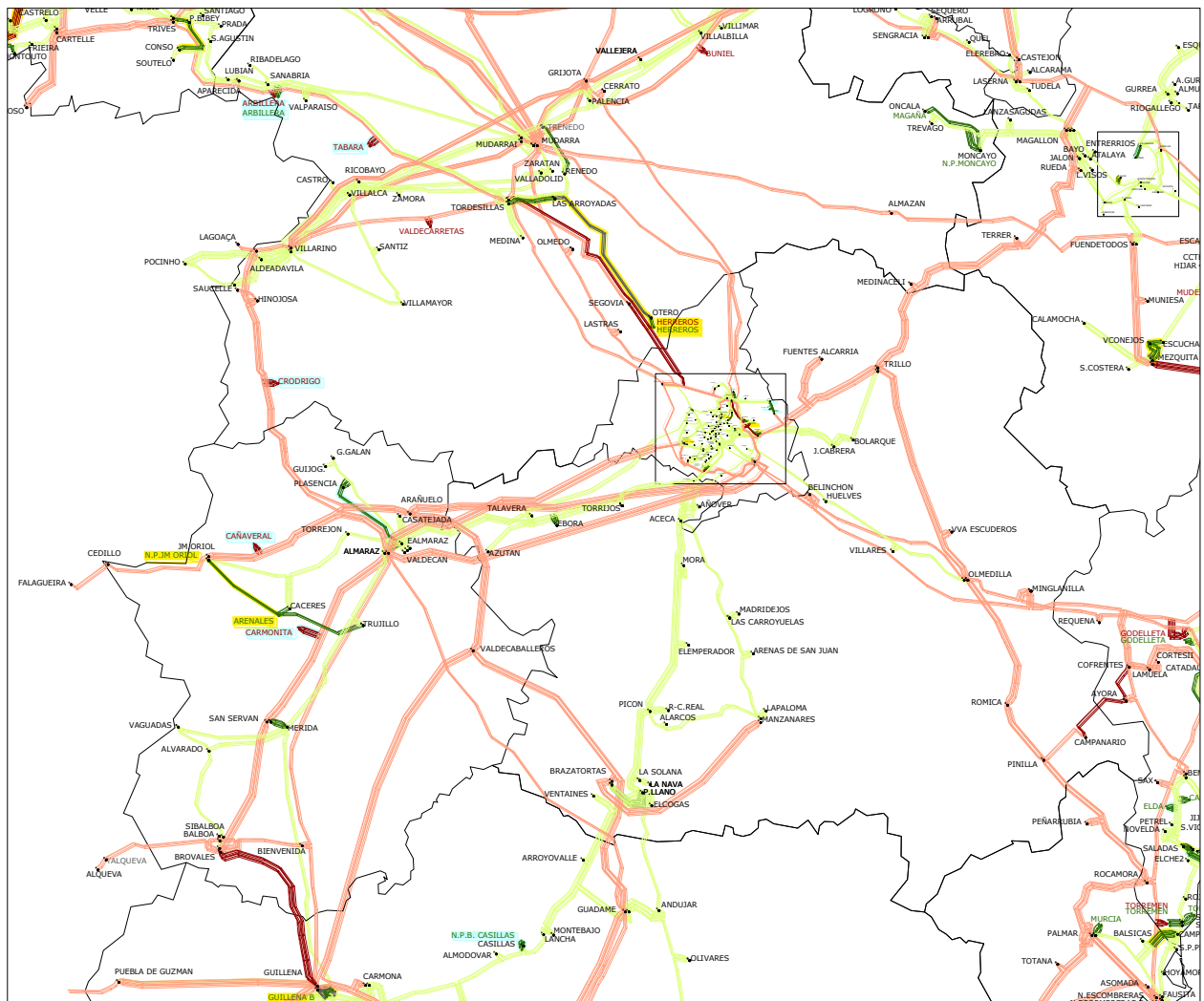


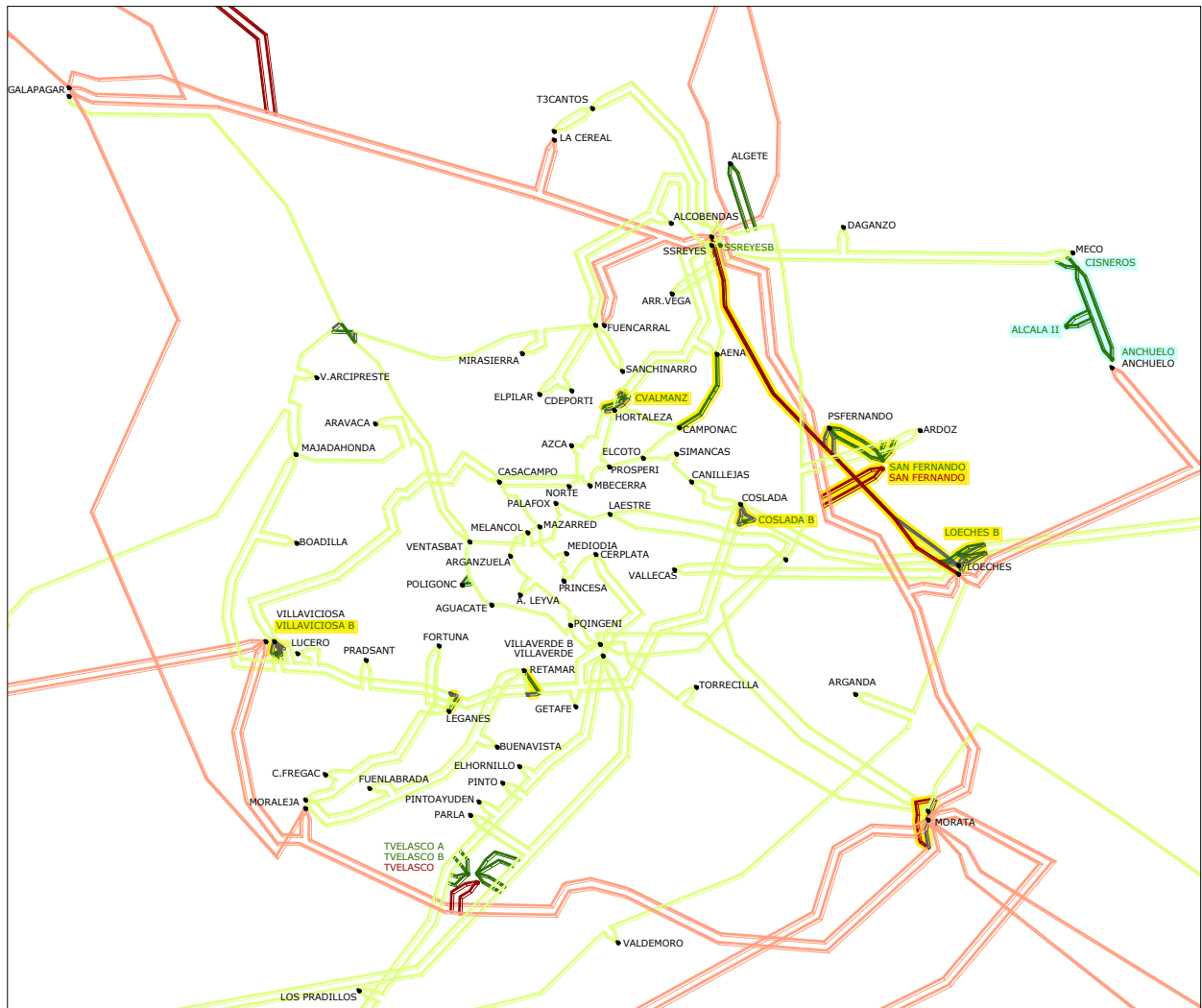
Figura 3.49. Actuaciones en la zona nordeste: detalles de Barcelona, Tarragona y Zaragoza. Periodo 2015-2020



PLANIFICACIÓN H2015-2020		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Actuaciones estructurales:	● ●	— —
Actuaciones de conexión:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

Figura 3.50. Actuaciones en la zona centro: Castilla y León, Castilla-La Mancha y Extremadura. Periodo 2015-2020





PLANIFICACIÓN H2015-2020		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Actuaciones estructurales:	● ●	— —
Actuaciones de conexión:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

Figura 3.51. Actuaciones en la zona de Madrid. Periodo 2015-2020

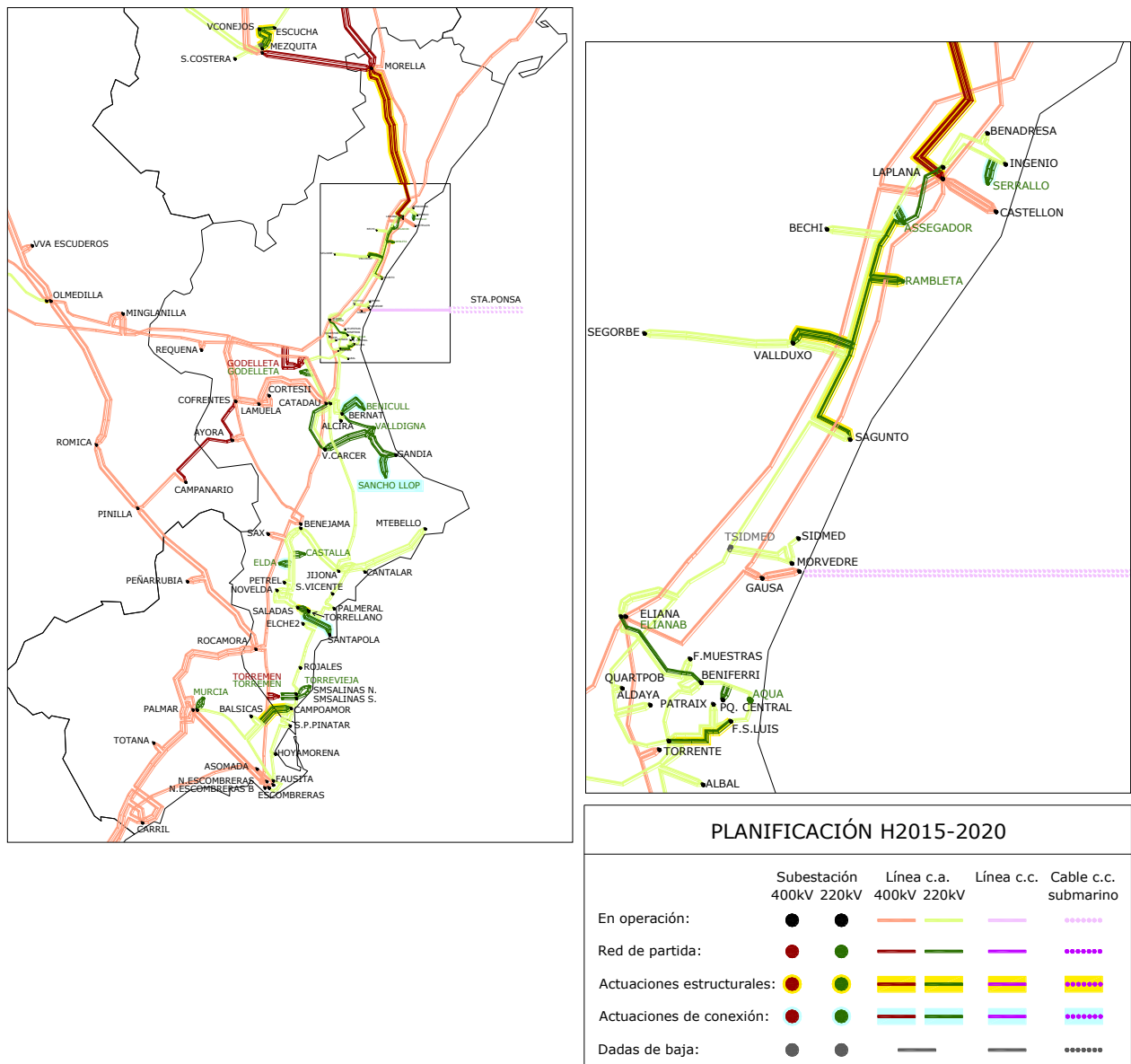


Figura 3.52. Actuaciones en la zona Levante: Comunidad Valenciana y Murcia. Periodo 2015-2020

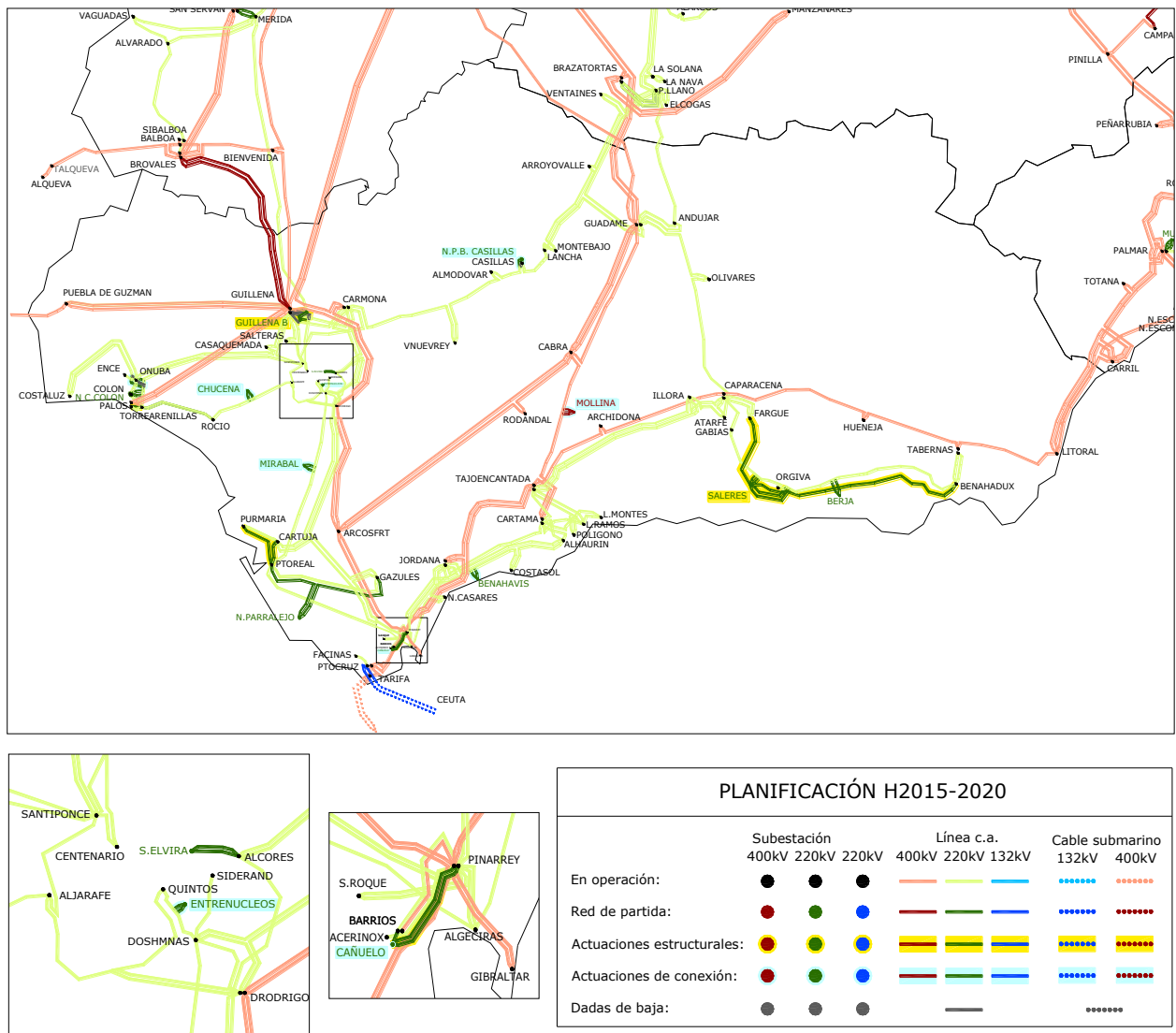


Figura 3.53. Actuaciones en la zona sur: Andalucía. Periodo 2015-2020

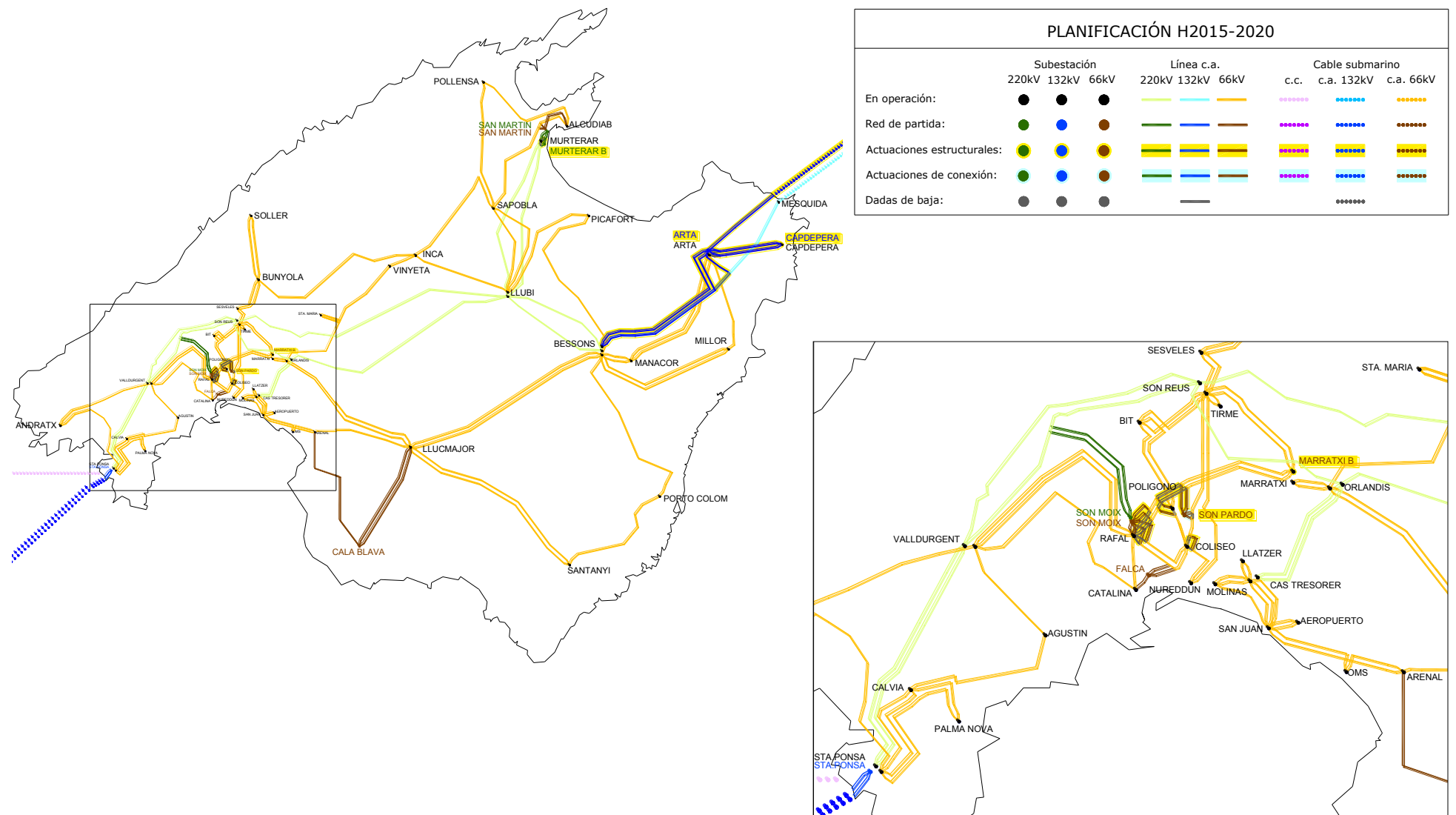
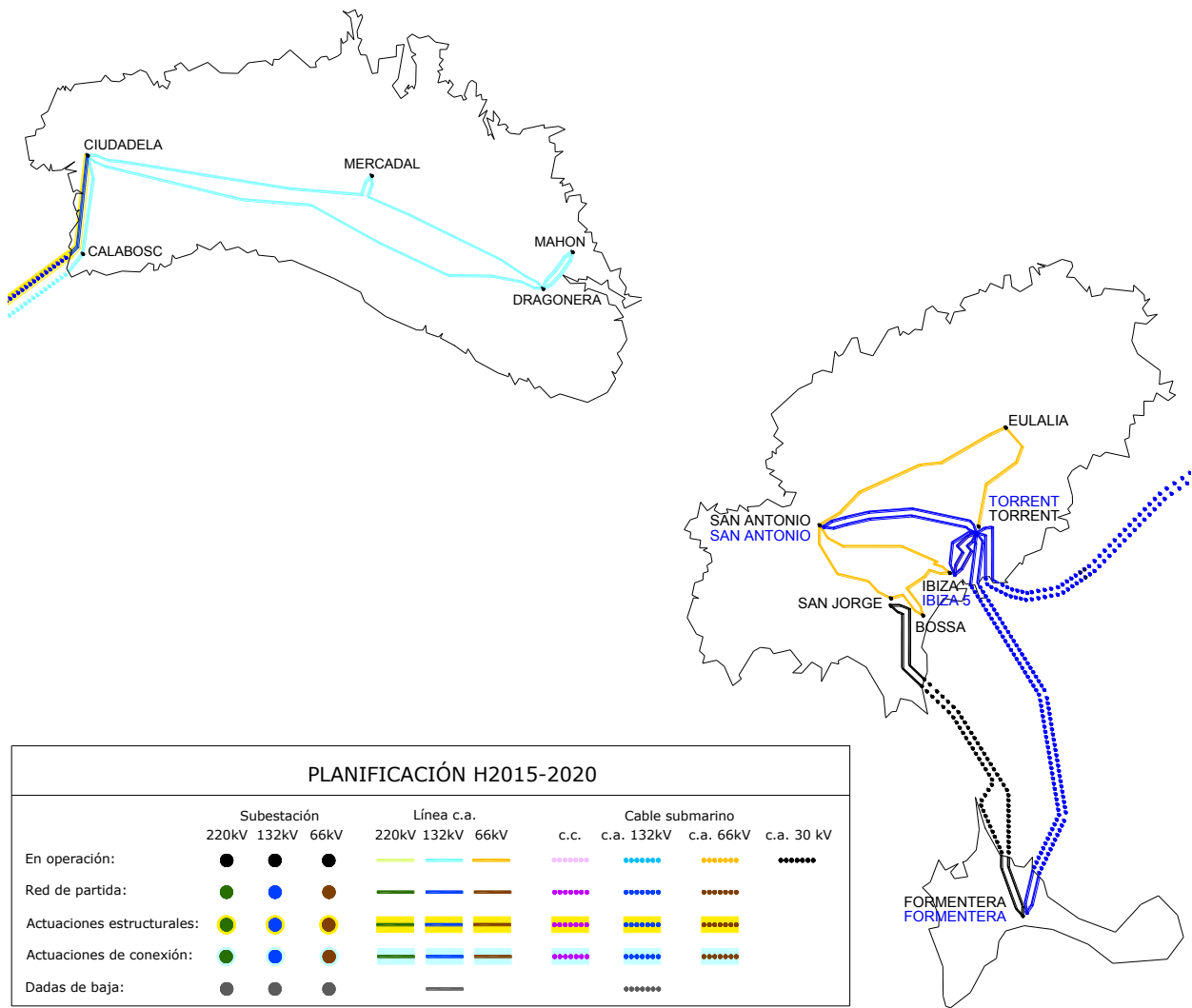


Figura 3.54. Actuaciones en el sistema insular Balear: Mallorca. Periodo 2015-2020



**Figura 3.55. Actuaciones en el sistema insular Balear: Menorca, Ibiza y Formentera. Periodo 2015-2020**

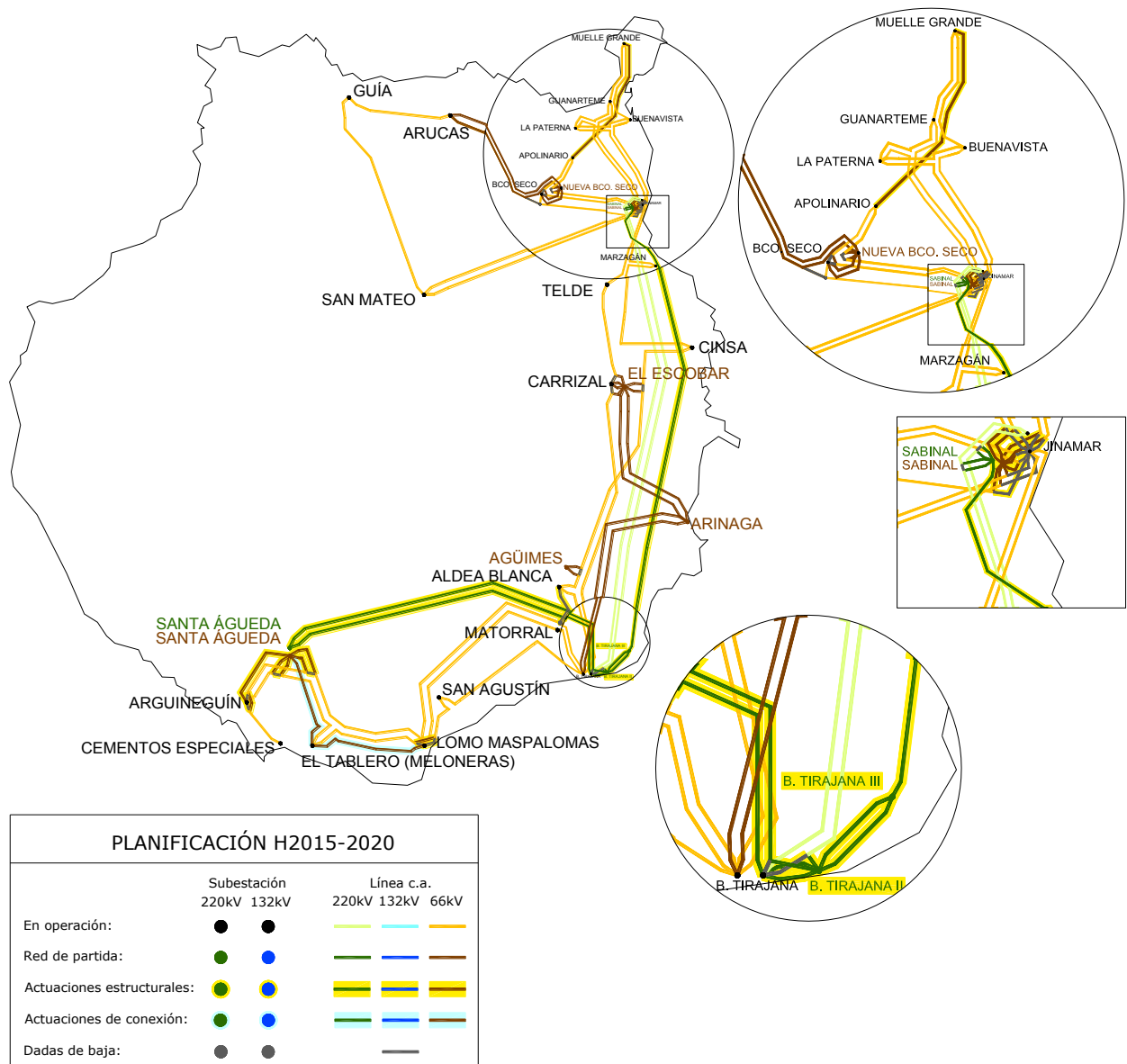


Figura 3.56. Actuaciones en el sistema insular Canario. Gran Canaria. Periodo 2015-2020

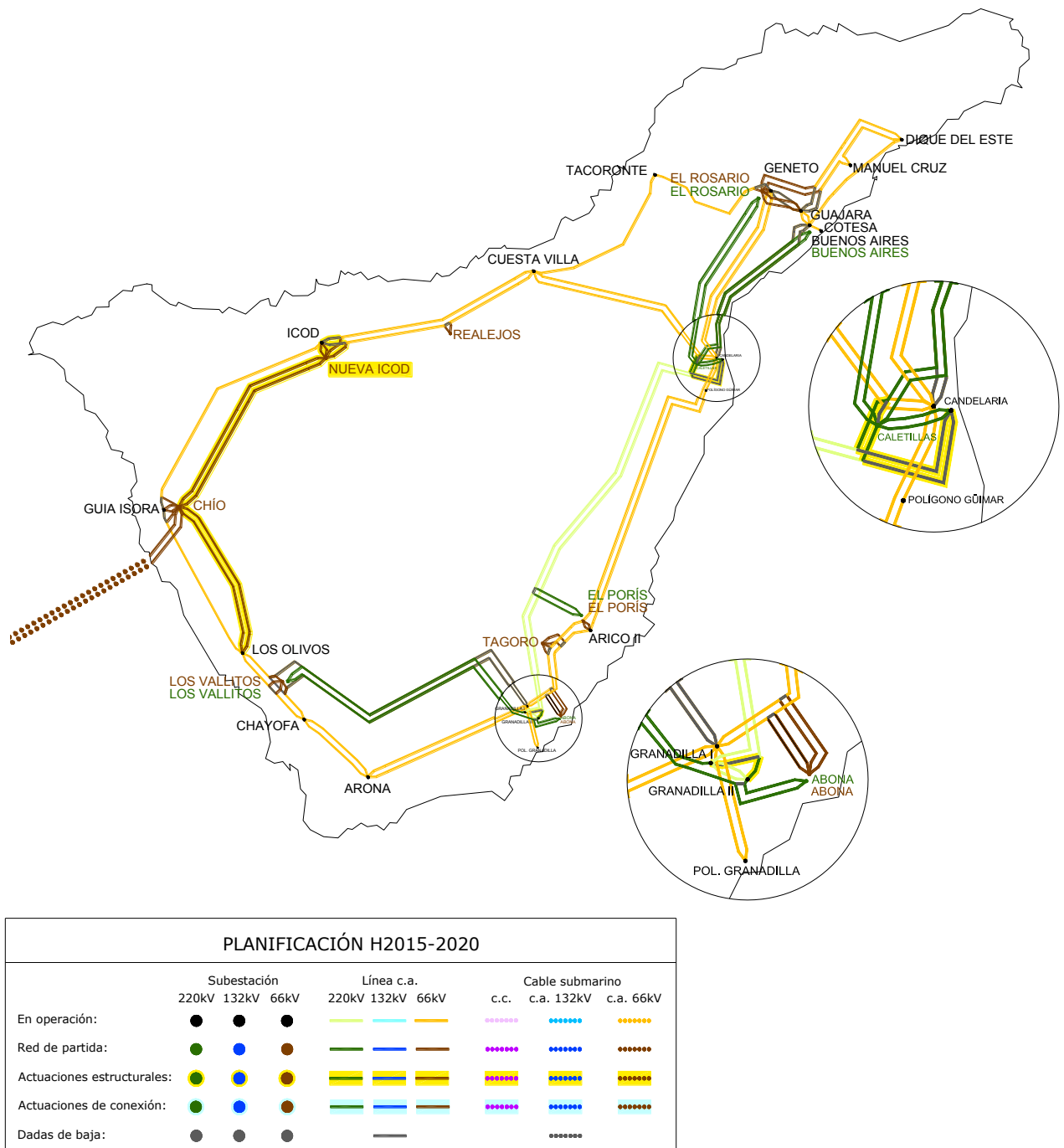


Figura 3.57. Actuaciones en el sistema insular Canario. Tenerife. Periodo 2015-2020

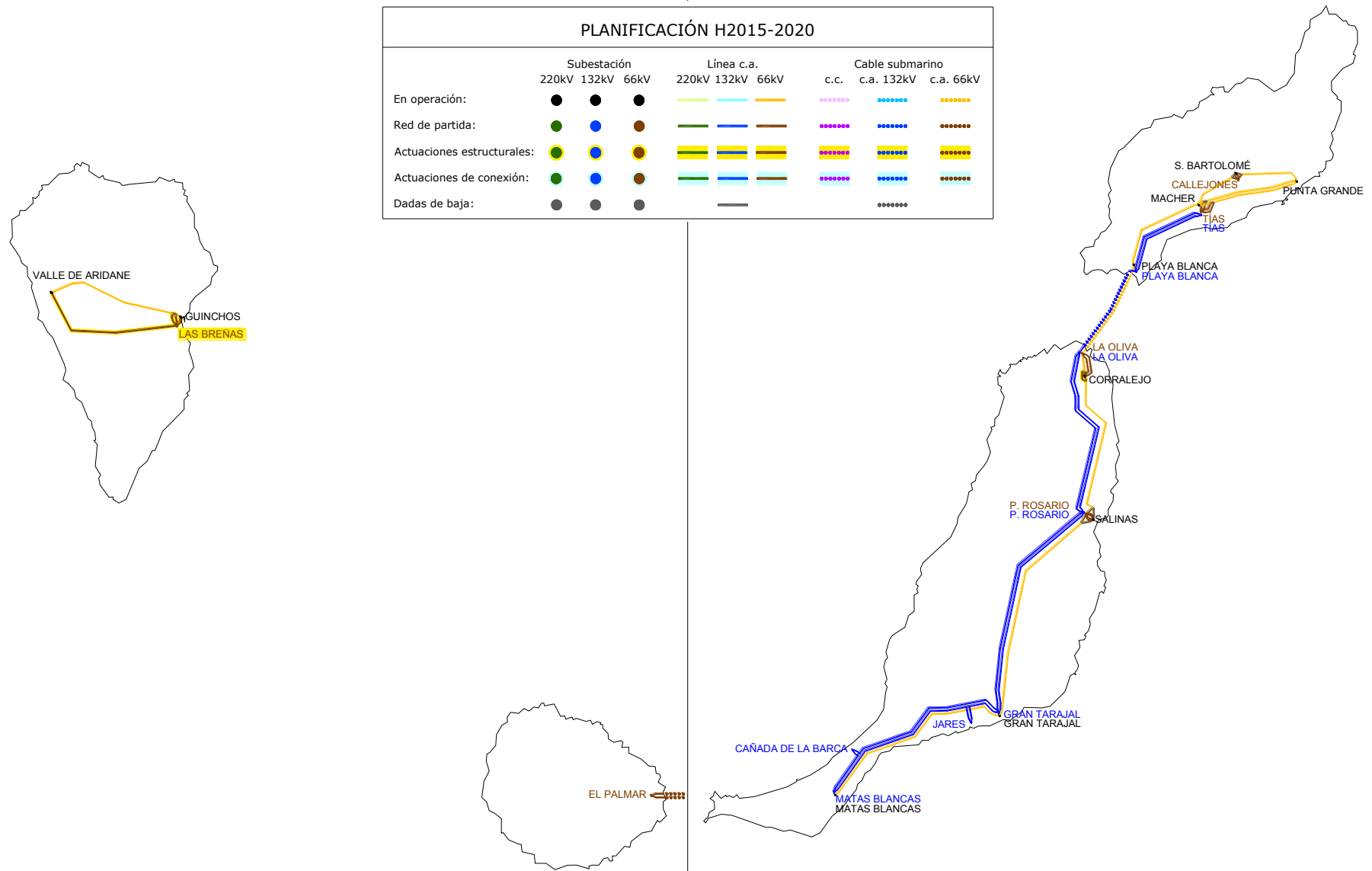


Figura 3.58. Actuaciones en el sistema insular Canario. Resto de islas. Periodo 2015-2020



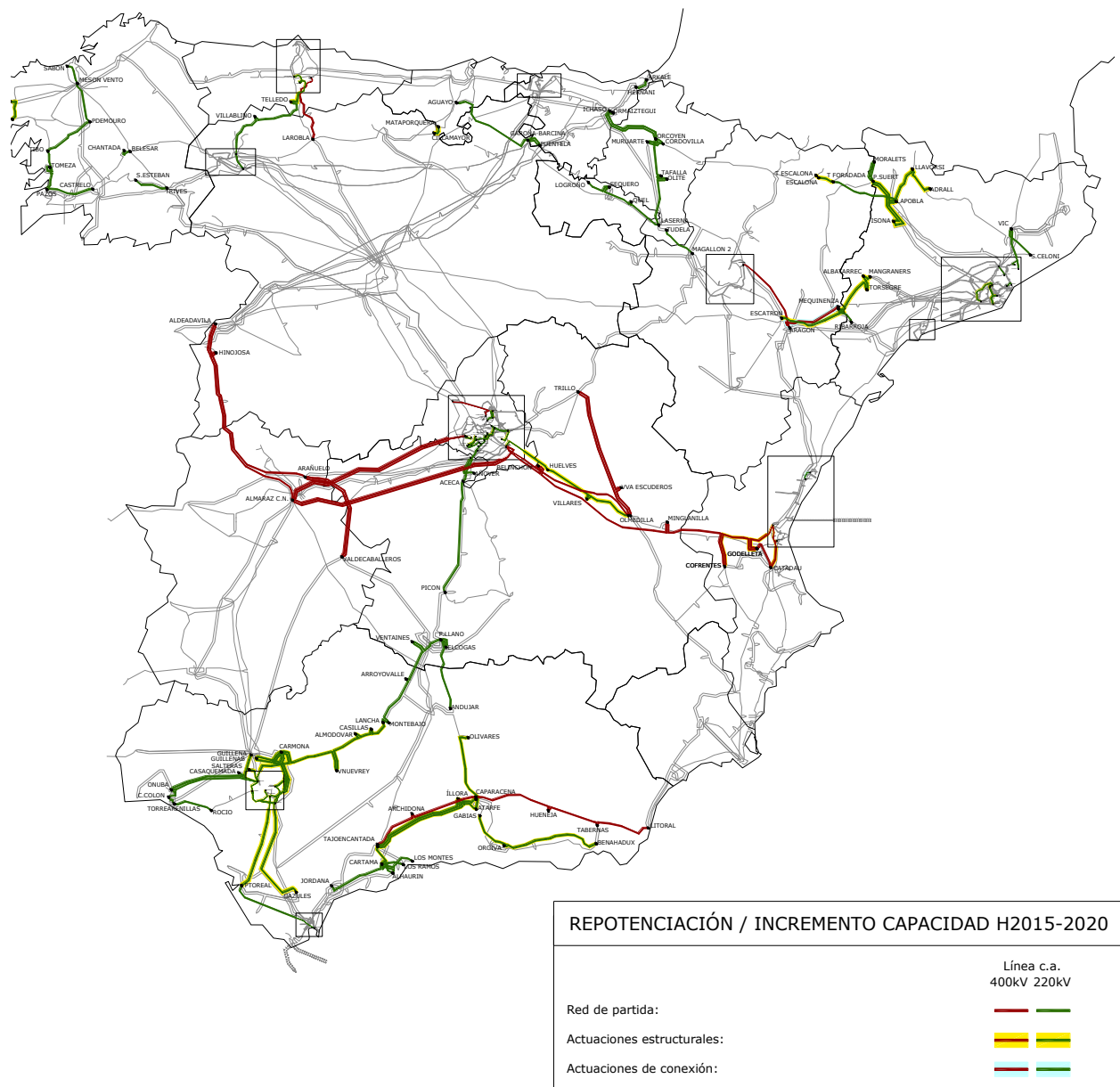


Figura 3.59. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte en el periodo 2015-2020

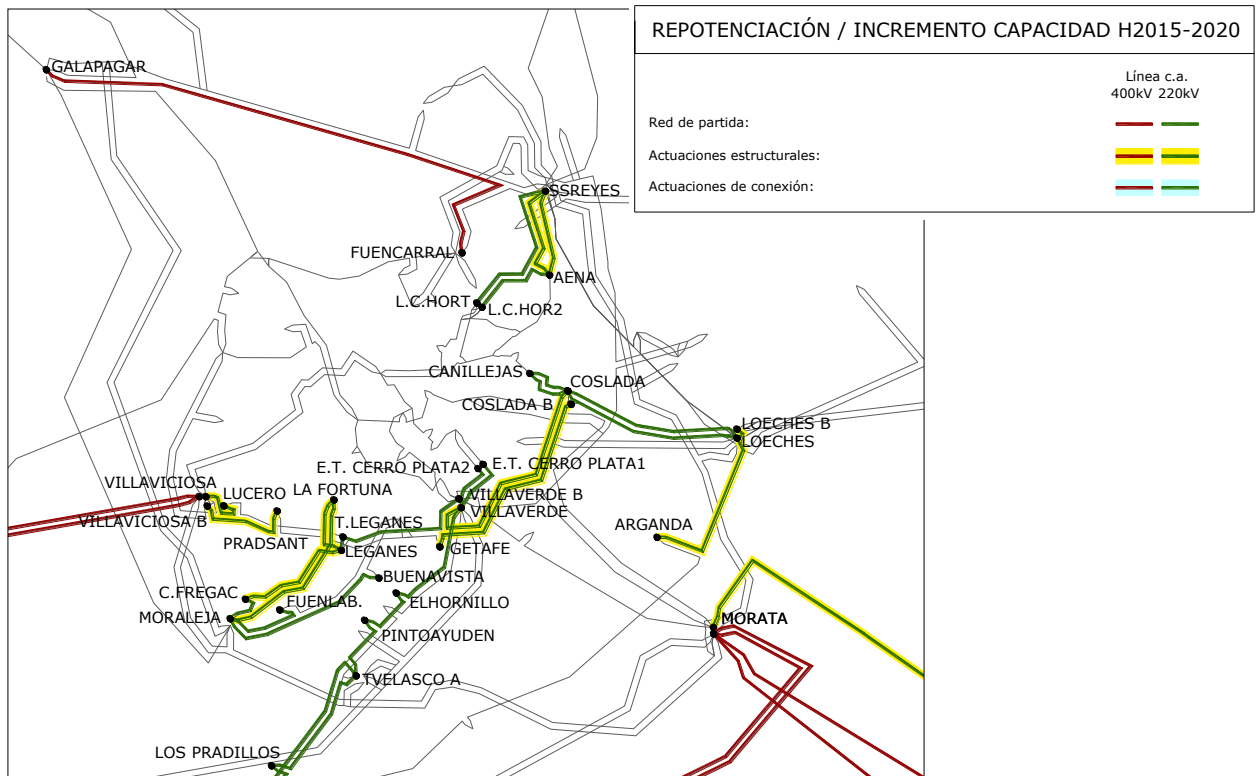


Figura 3.60. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte de Madrid en el periodo 2015-2020

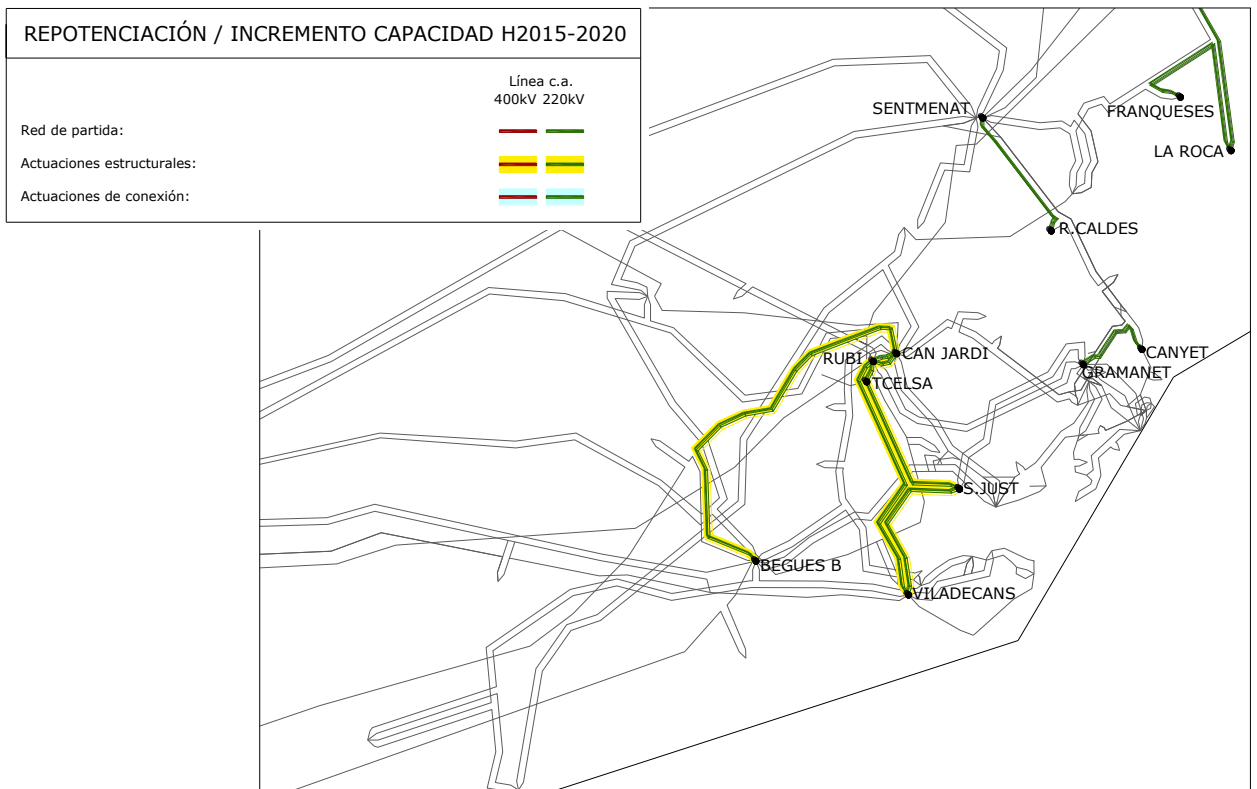
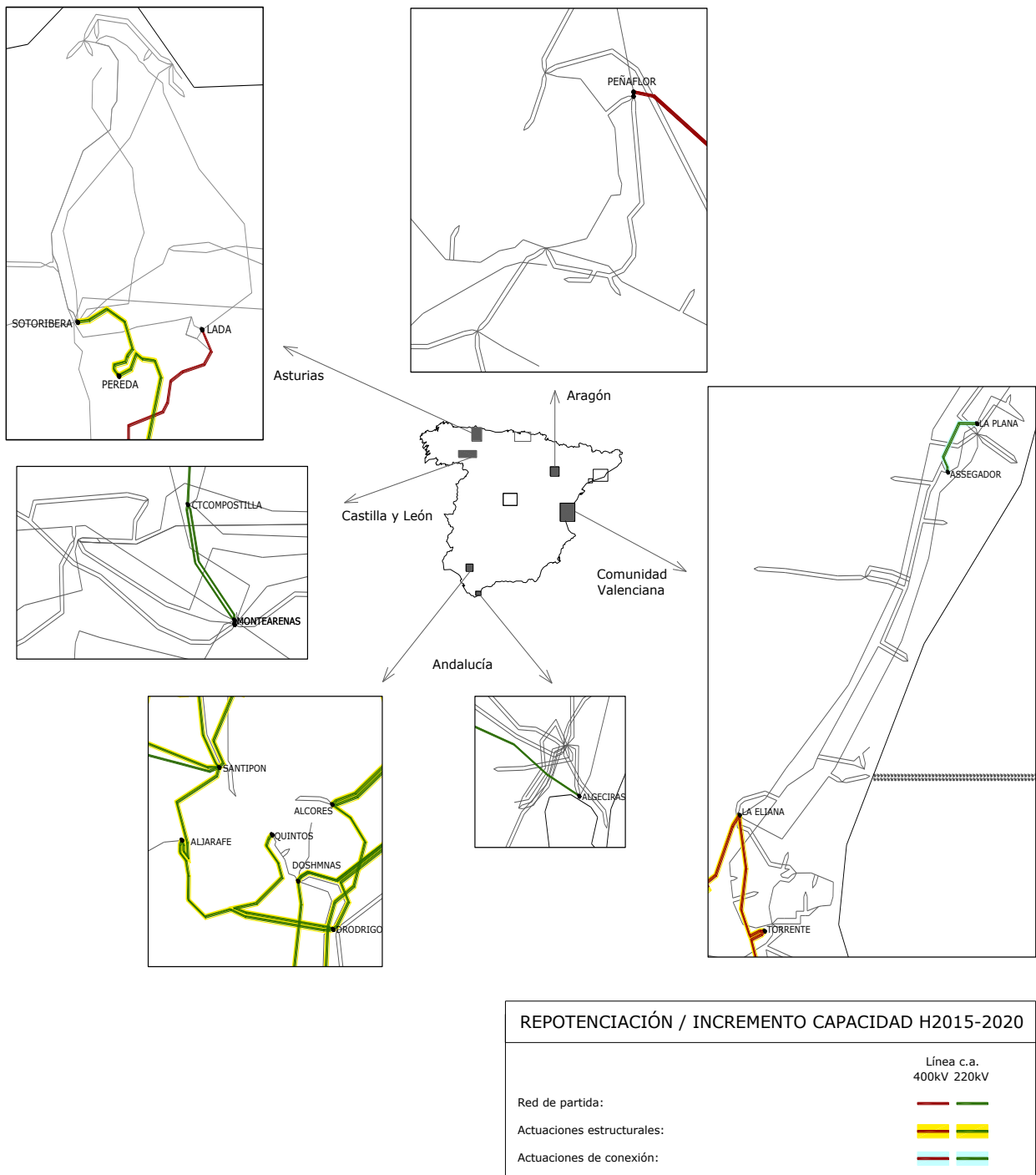
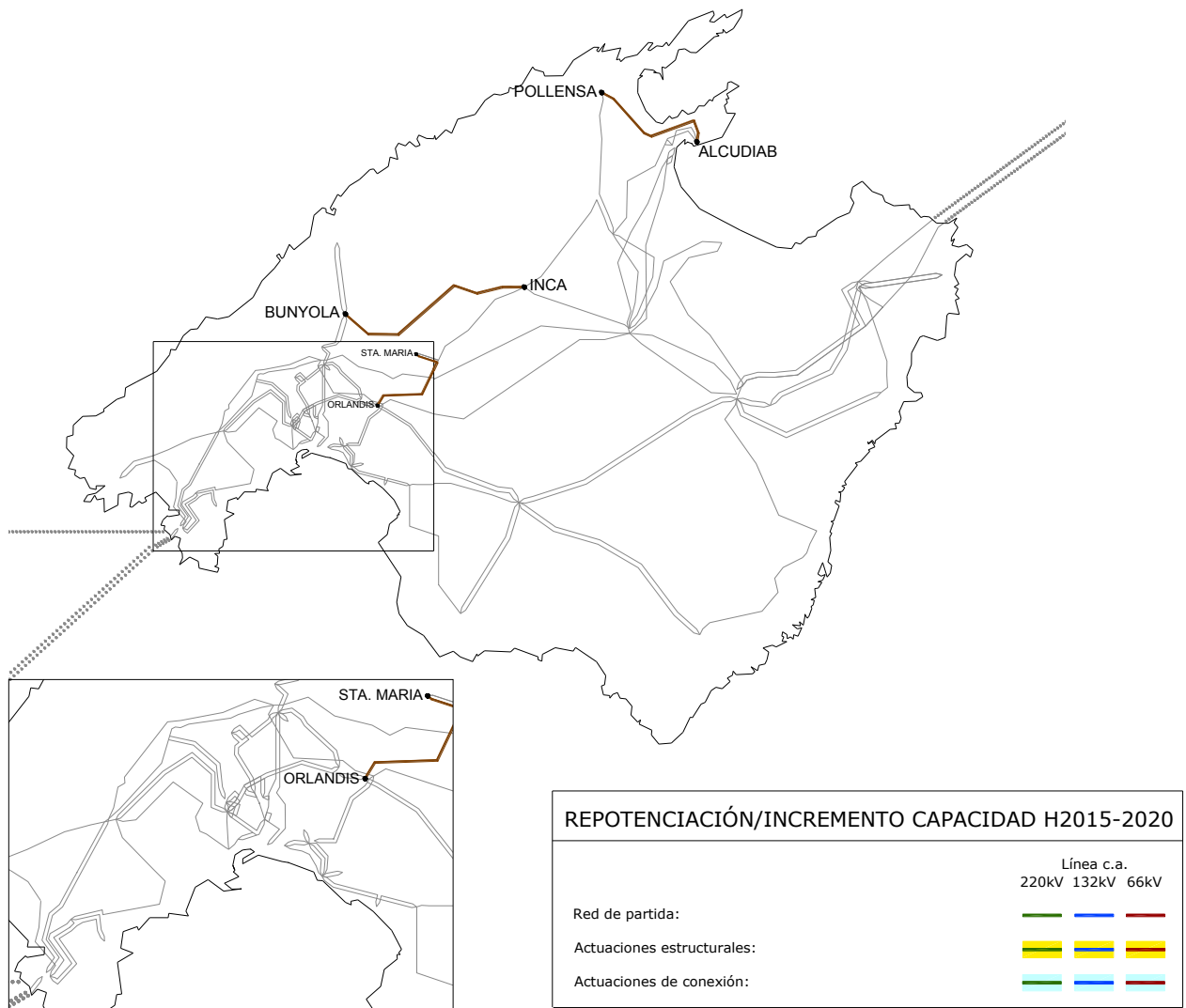


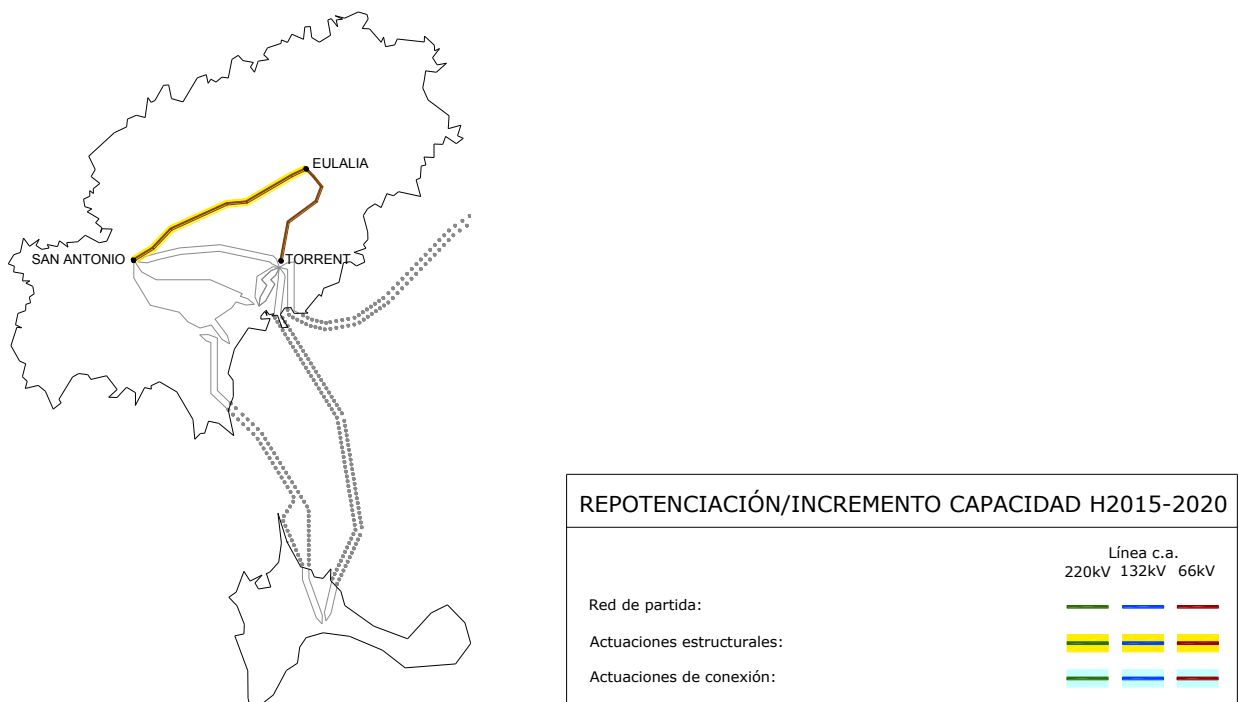
Figura 3.61. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte de Barcelona en el periodo 2015-2020



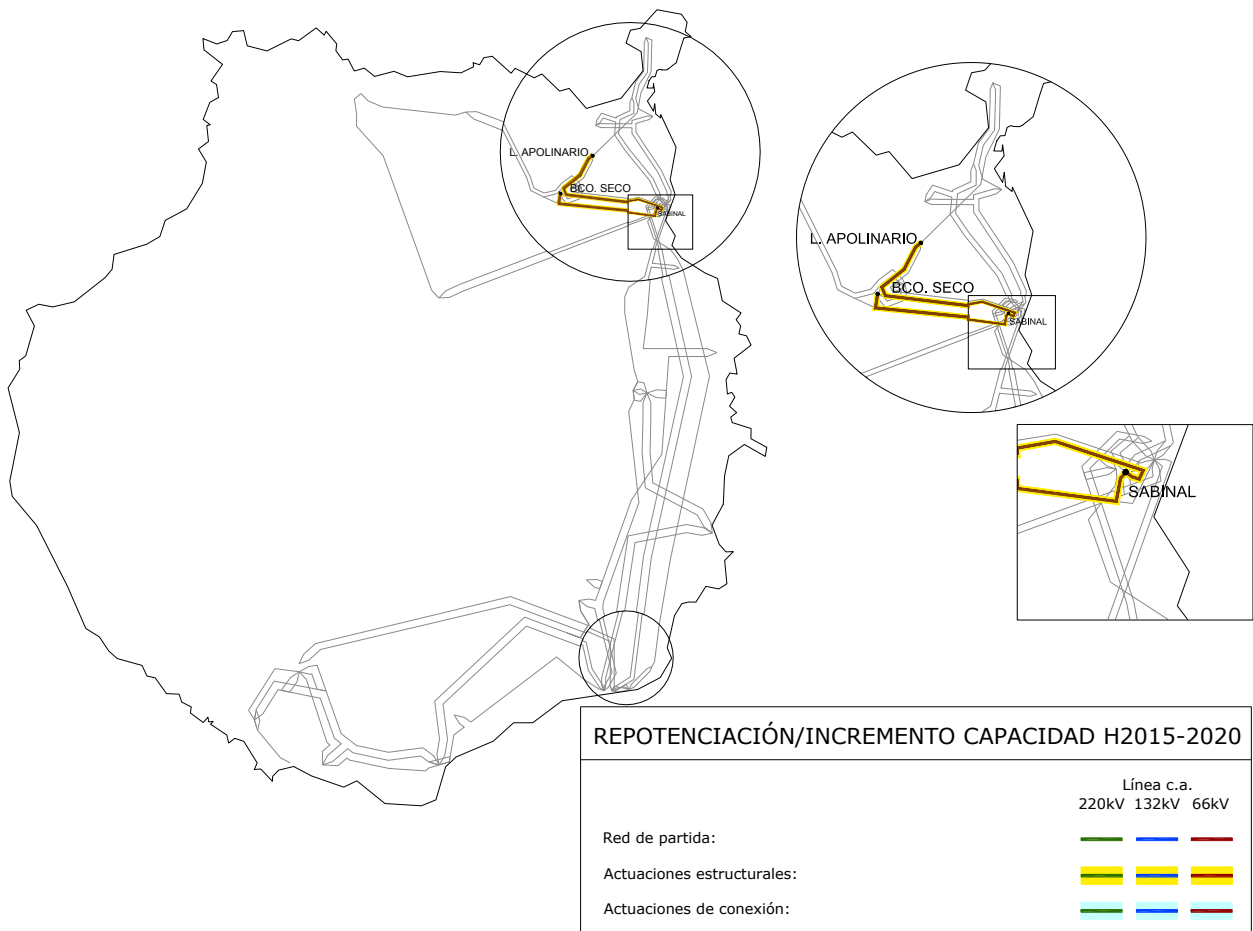
**Figura 3.62. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte en el periodo 2015-2020. Detalle de Andalucía, Aragón, Asturias, Castilla y León y Comunidad Valenciana.**



**Figura 3.63. Actuaciones de repotenciación en el sistema insular balear. Mallorca. Periodo 2015-2020**



**Figura 3.64. Actuaciones de repotenciación en el sistema insular balear. Ibiza y Formentera. Periodo 2015-2020**



**Figura 3.65. Actuaciones de repotenciación en el sistema insular canario. Gran Canaria. Periodo 2015-2020**

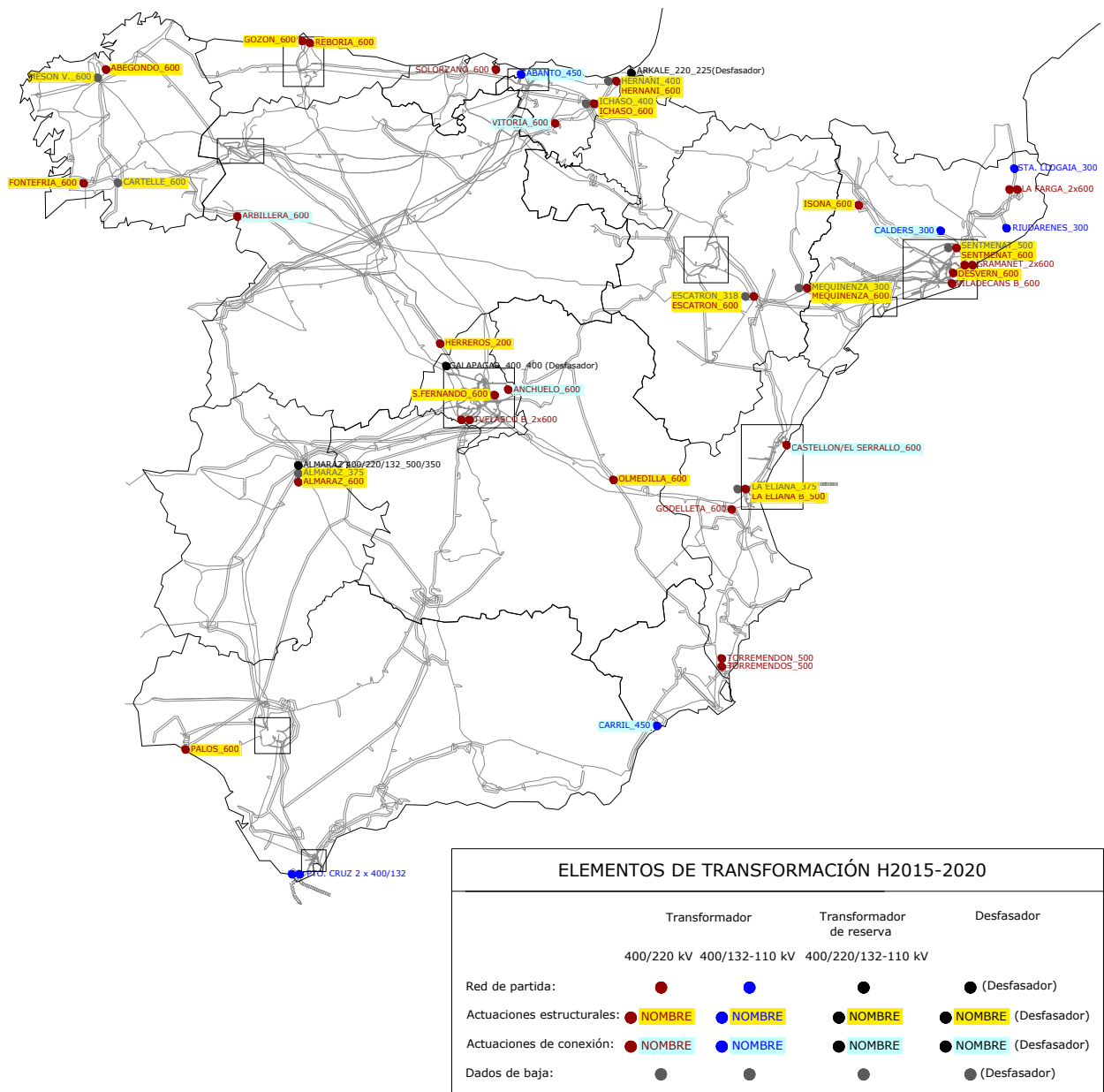


Figura 3.66. Transformadores Península. Periodo 2015-2020

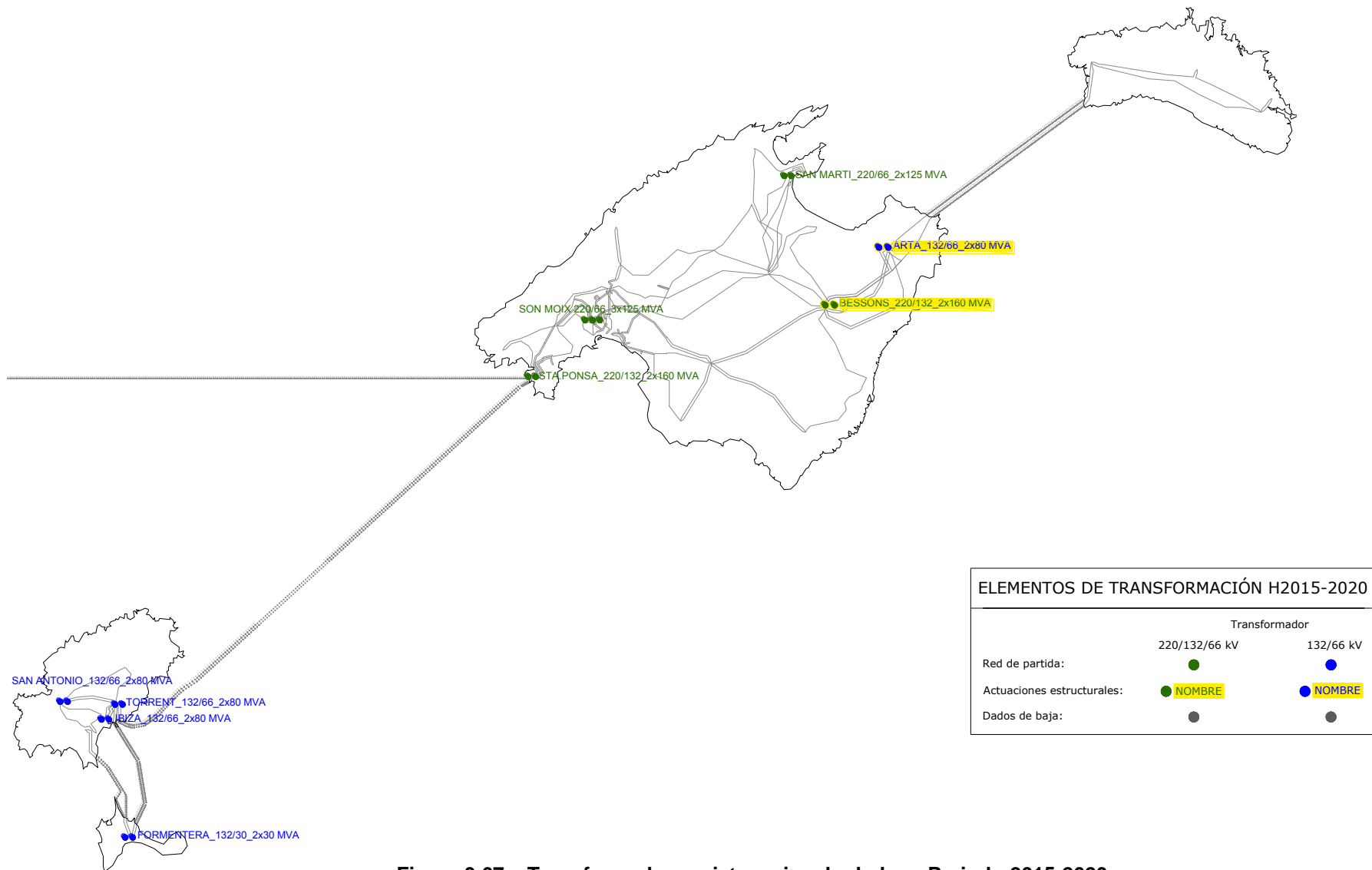


Figura 3.67. Transformadores sistema insular balear. Periodo 2015-2020

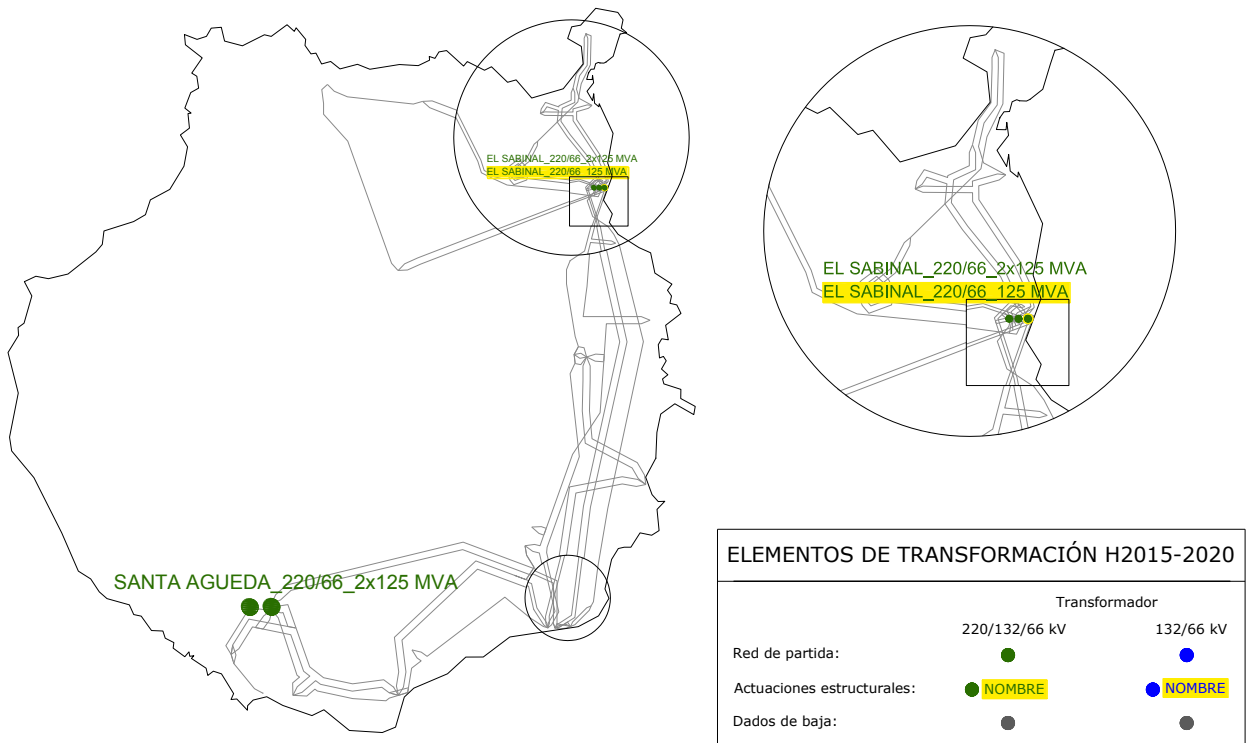


Figura 3.68. Transformadores sistema insular canario. Gran Canaria. Periodo 2015-2020

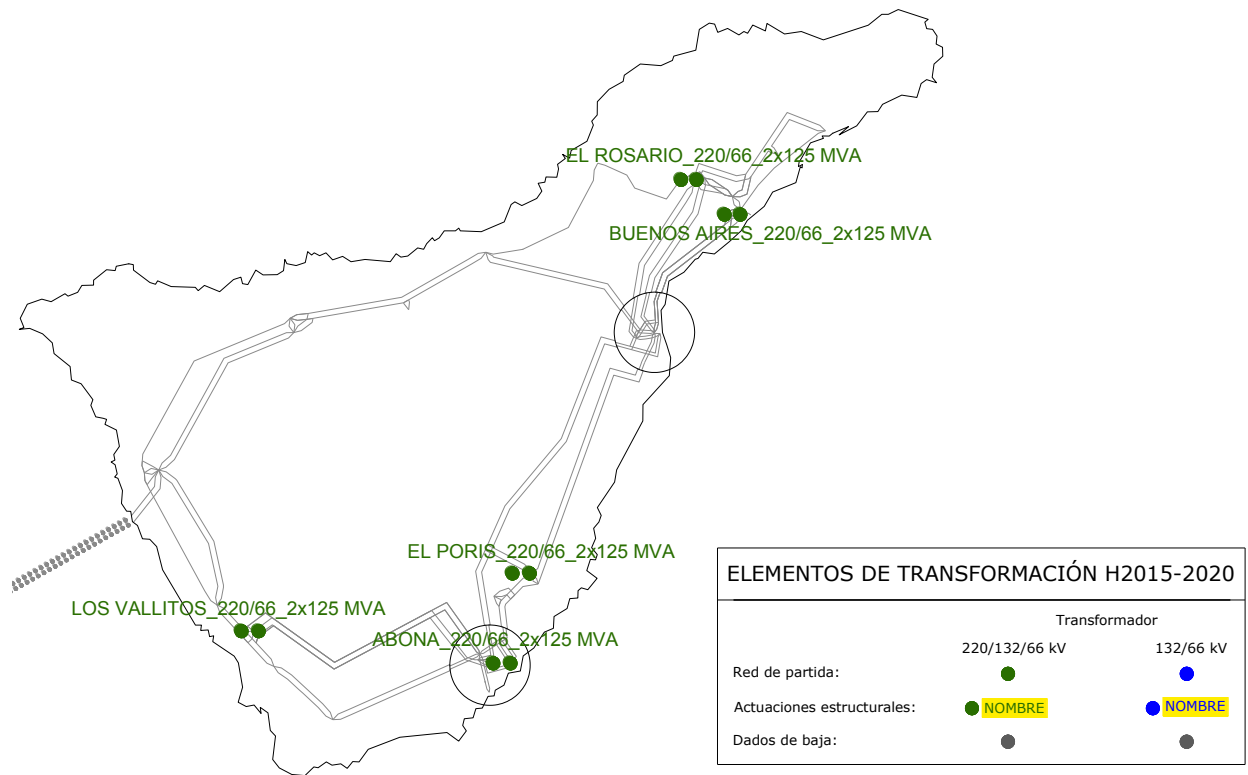
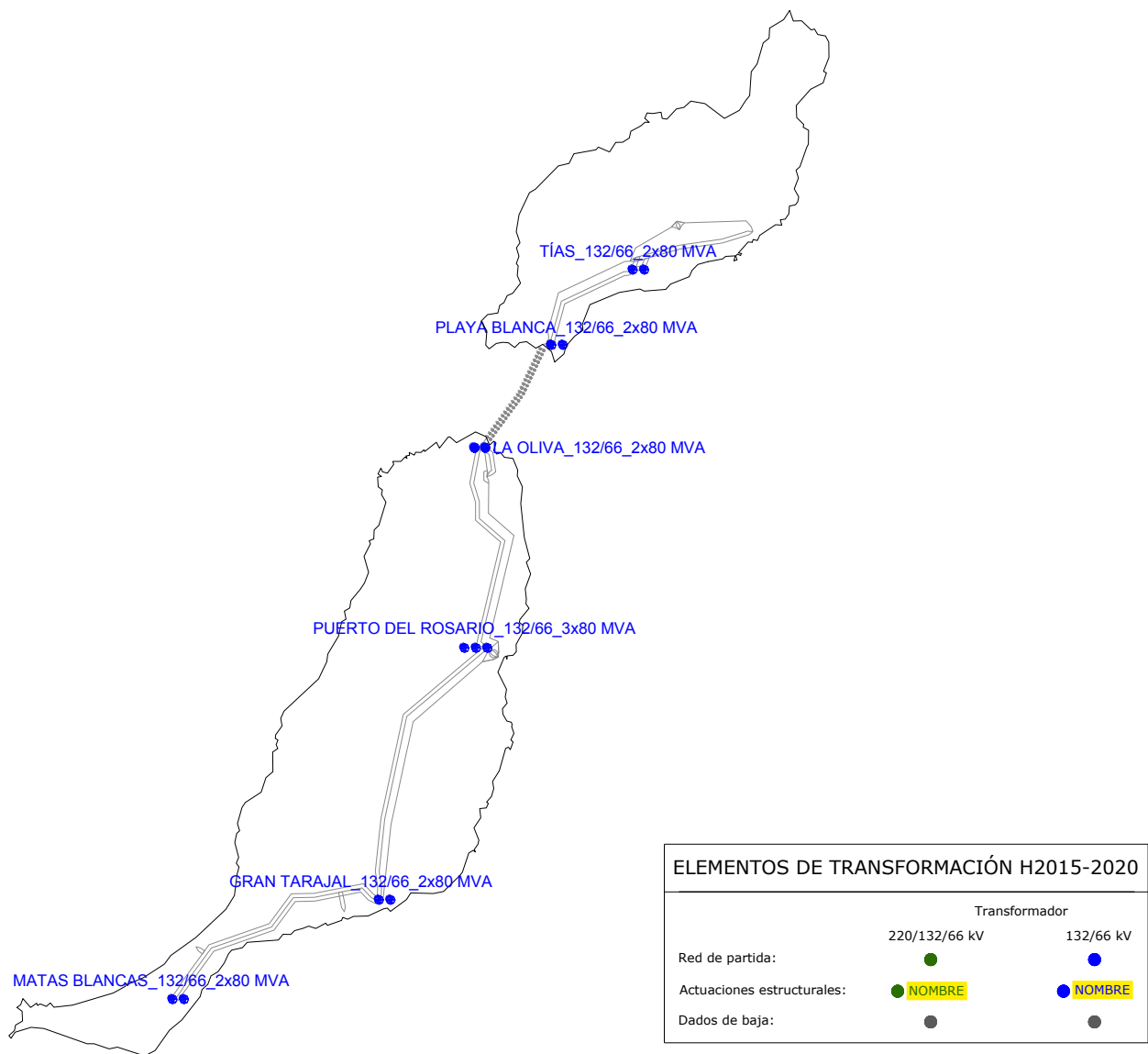


Figura 3.69. Transformadores sistema insular canario. Tenerife. Periodo 2015-2020





**Figura 3.70. Transformadores sistema insular canario. Lanzarote y Fuerteventura. Periodo 2015-2020**

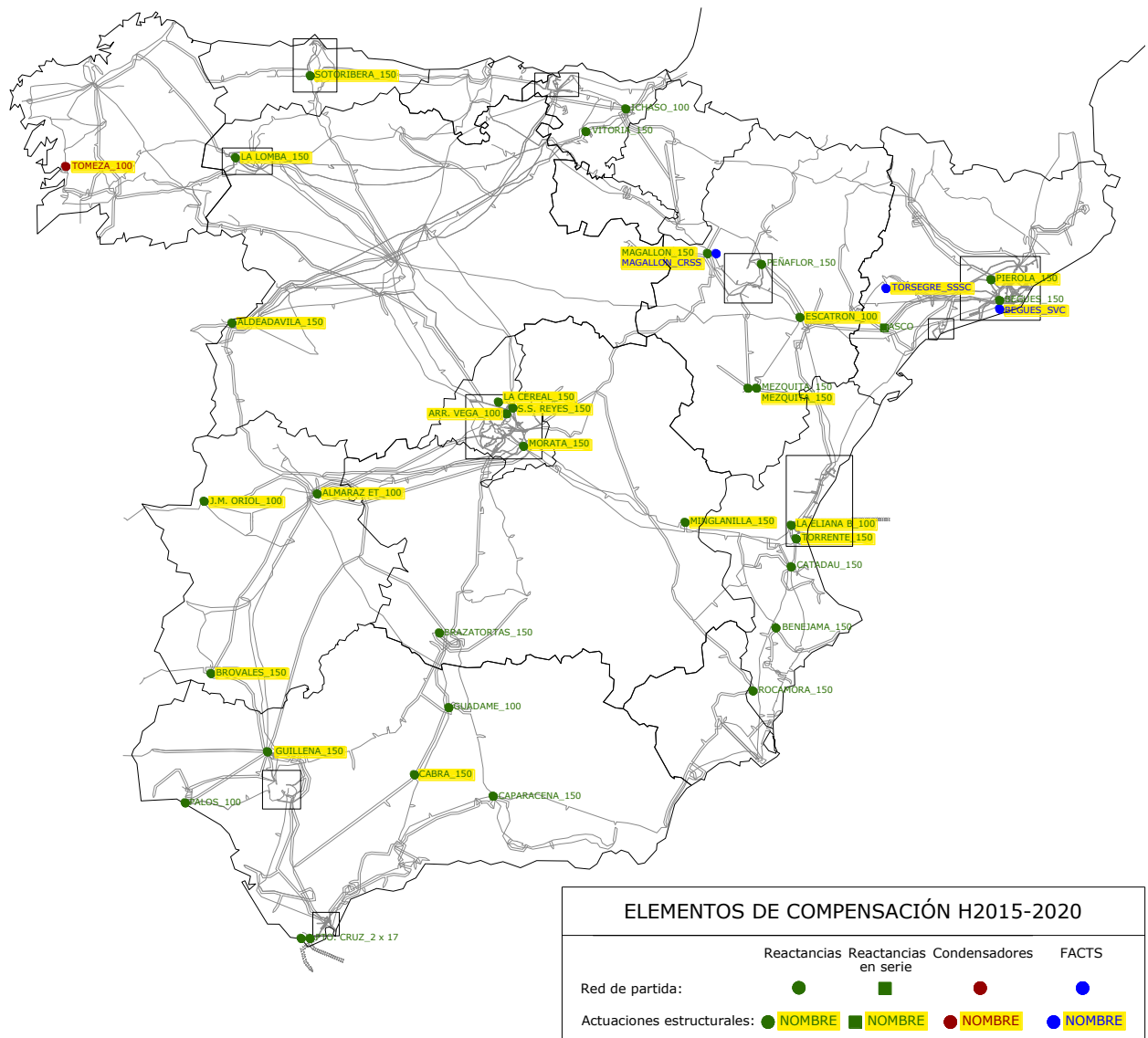


Figura 3.71. Reactancias y condensadores Península. Periodo 2015-2020

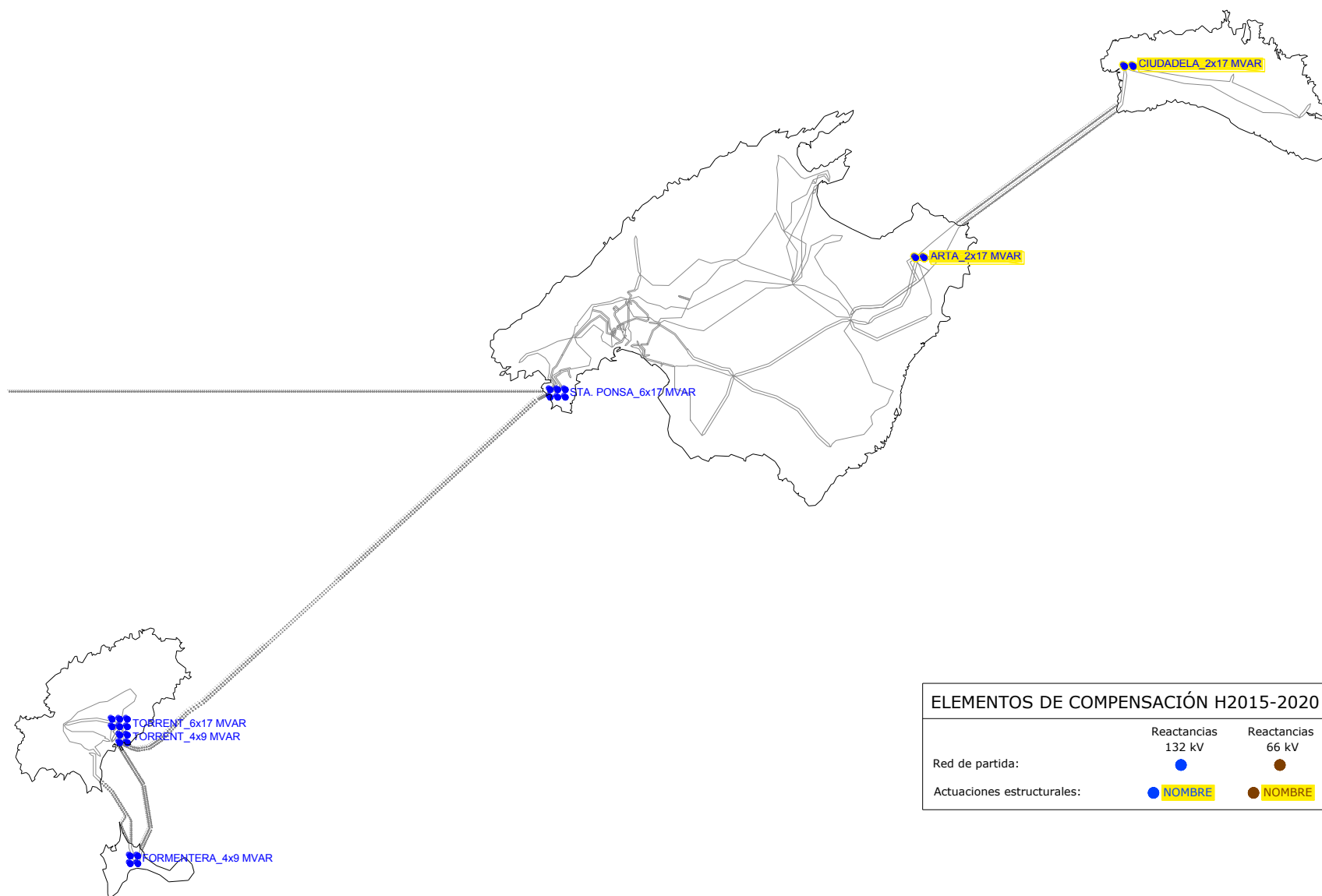
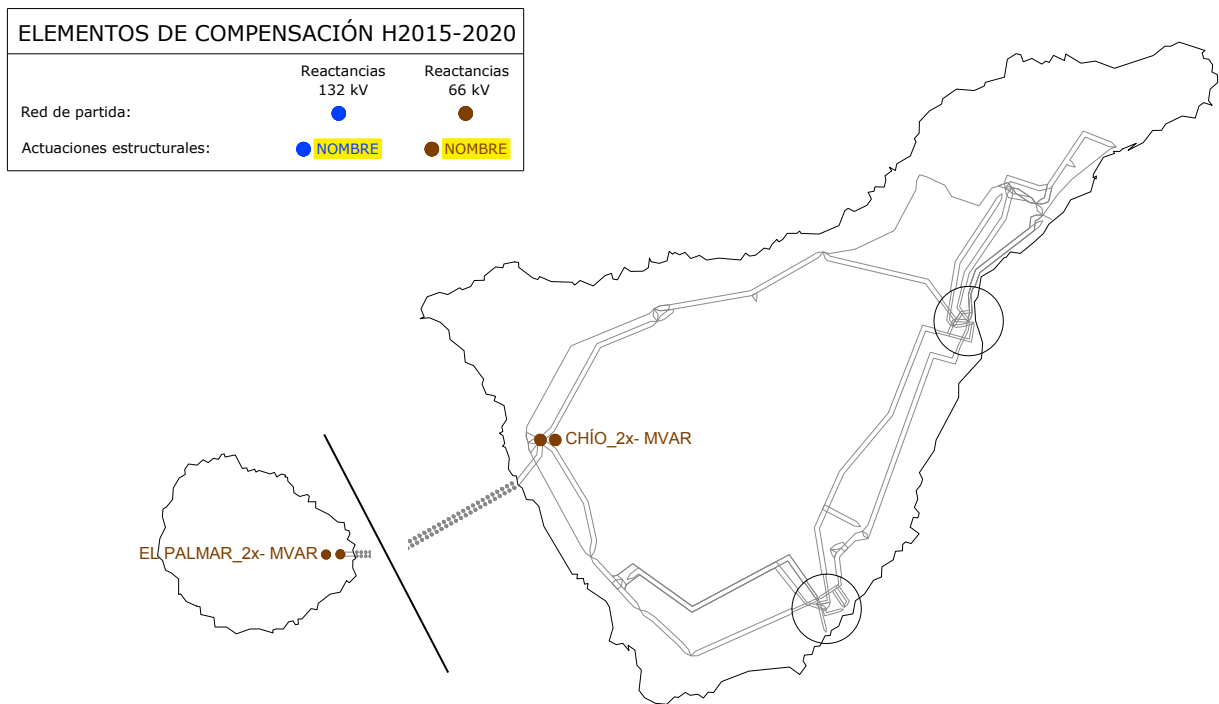
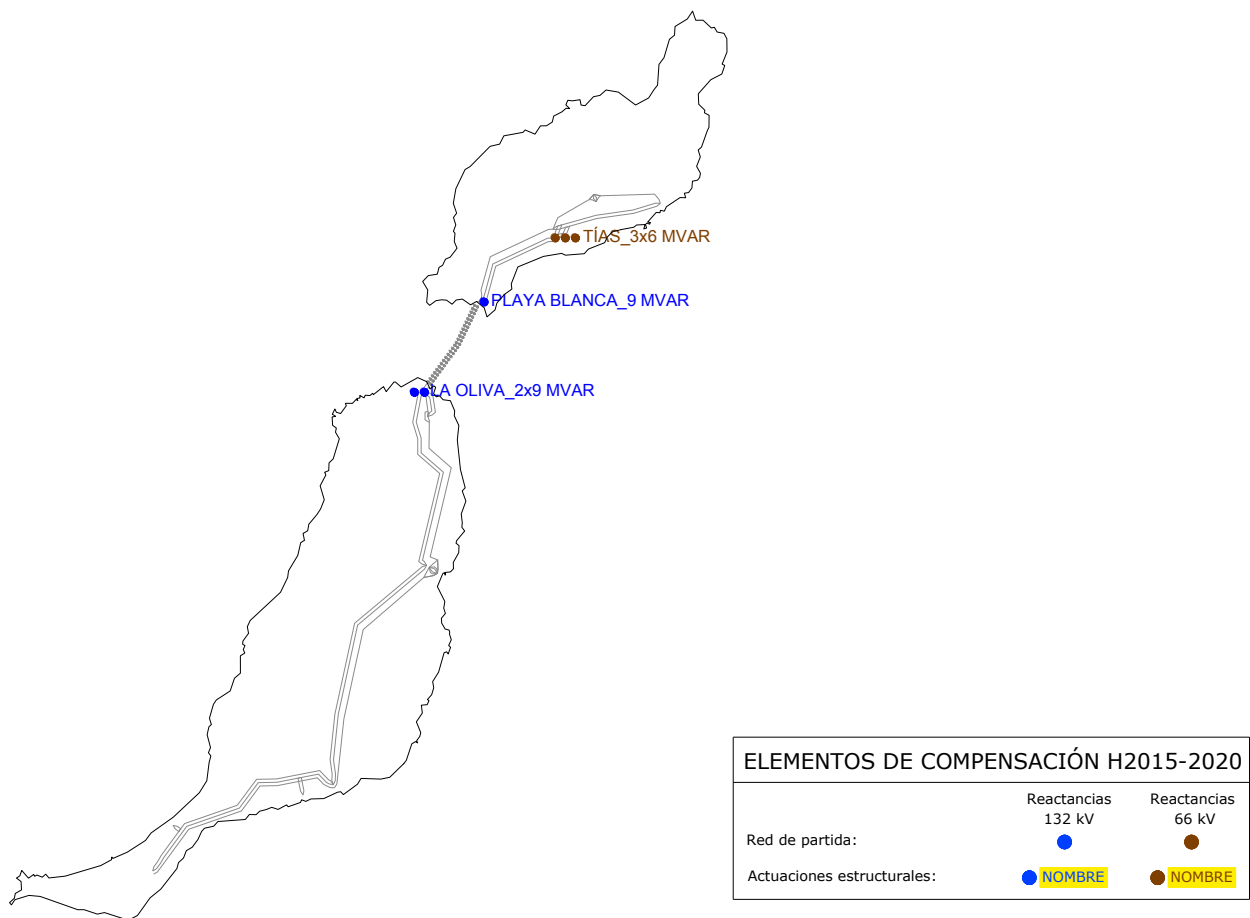


Figura 3.72. Reactancias y condensadores. Sistema insular balear. Periodo 2015-2020



**Figura 3.73. Reactancias y condensadores. Sistema insular canario: Tenerife y La Gomera. Periodo 2015-2020**



**Figura 3.74. Reactancias y condensadores. Sistema insular canario: Lanzarote y Fuerteventura. Periodo 2015-2020**

### 3.5.2. ANÁLISIS DE INVERSIONES Y COSTES DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS PLANIFICADAS

#### 3.5.2.1. INSTALACIONES PROGRAMADAS EN EL PERIODO 2015-2020

En el anexo I de este documento se recoge la lista de actuaciones (líneas, subestaciones, transformadores, reactancias y condensadores) necesarias a lo largo del horizonte de planificación en cada comunidad autónoma.

La información especificada en las tablas contiene la justificación de las instalaciones según el código siguiente:

- RRTT: Resolución de restricciones técnicas
- SdS: Seguridad de suministro
- Fiab.: Fiabilidad
- Int.: Conexiones internacionales, conexiones península-sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares.
- ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad
- EvGen: Evacuación de generación (EvCo: Evacuación de generación convencional; EvRe: Evacuación de generación renovable, cogeneración y residuos)
- Alm.: Almacenamiento
- ApD: Apoyo a distribución y demanda de grandes consumidores excepto ATA

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 anteriormente 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: nueva, baja, ampliación y adecuación a Procedimiento de Operación (P.O.). Con este último tipo se identifican las subestaciones que presentan una configuración de simple barra y que necesitan adecuación a una configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, según establecen los procedimientos de operación P.O. 13.1, P.O. 13.3 y P.O. SEIE 13.

En la columna de observaciones de las tablas de subestaciones 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 formalización del contrato técnico de acceso), entendiéndose por tanto que podrán incorporarse nuevos códigos en función de la evolución en la gestión de los procedimientos de acceso y conexión. Igualmente, las instalaciones de conexión recogidas en este documento que no cuentan con código de contestación de acceso, se encuentran condicionadas también 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<sup>1</sup>:

- DED (DEDB y DEDC): Instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte en el sistema peninsular (ídem en sistemas insulares)
- DEA (DEAB y DEAC): Instalaciones de consumo -grandes consumidores y tren de alta velocidad- conectadas a la red de transporte en el sistema peninsular (ídem en sistemas insulares)
- GOR (GORB y GORC): Generación renovable y no renovable incluida en régimen ordinario hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013 en el sistema peninsular (ídem en sistemas insulares)
- GEE (GEEB y GEEC): Generación eólica incluida en régimen especial hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013 en el sistema peninsular (ídem en sistemas insulares)
- GEN (GENB y GENC): Generación no eólica incluida en régimen especial hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013 en el sistema peninsular (ídem en sistemas insulares)
- GRE: Generación eólica y no eólica incluida en régimen especial hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013 en el sistema peninsular y no peninsulares

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 así se determine administrativamente, y en cumplimiento de lo establecido en los procedimientos de operación vigentes, en particular los P.O. 13.1 y P.O. 13.3.

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 (2) salidas de línea (origen y destino) para las nuevas líneas de simple circuito
- Cuatro (4) salidas de línea (dos de origen y dos de destino) para las nuevas líneas de doble circuito
- Dos (2) salidas de transformación para los nuevos transformadores de la red de transporte
- Una (1) salida de transformación perteneciente a la red de transporte para los nuevos transformadores transporte/distribución
- Una (1) salida para la conexión de una nueva reactancia o un nuevo banco de condensadores.

Por otra parte, las tablas de las subestaciones programadas en el horizonte 2020, tanto para instalaciones nuevas como ampliaciones de las existentes, recogen en la columna "Observaciones" los códigos de acceso a la red de transporte asociados a las contestaciones de viabilidad de acceso emitidas por el operador del sistema, que pueden

---

<sup>1</sup> Se mantiene la clasificación de códigos existente antes de la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, por ser con la que han sido tramitados los correspondientes expedientes de acceso y conexión.

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 éstas estén 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.

A los efectos previstos en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, se consideran las fechas de puesta en servicio incluidas en el anexo I, sin perjuicio de su posible actualización por aplicación de los mecanismos legal y reglamentariamente establecidos, así como de lo dispuesto en el artículo 18.2 del mencionado Real Decreto.

Por lo que se refiere a actuaciones en líneas definidas como cambio topológico, se entiende como tal la utilización/modificación parcial o total de la red existente para realizar nuevas conexiones. En algunos casos, dichos cambios topológicos pueden suponer tramos de nueva red para poderse llevar a cabo.

En las siguientes tablas se recoge, en unidades físicas, el resumen de instalaciones de la red de transporte programadas en el periodo 2015-2020, para la Península y para los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias.

<b>Subestaciones</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Nuevas Posiciones	232	430
<b>Ramas [km de circuito]</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Línea	1.513	1.163
Cable	5	294
Repotenciación / Inc. Cap.	2.676	3.512
Enlace submarino 132 kV	90 <sup>(1)</sup>	
<b>Transformación [MVA]</b>	<b>400/220</b>	
	11.907	
<b>Compensación [Mvar]</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Reactancias	3.300	700
Condensadores	0	100

(1) Incluye enlace submarino Península-Ceuta

**Tabla 3.73. Actuaciones (en unidades físicas) en la Península. Periodo 2015-2020**

<b>Subestaciones</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Nuevas posiciones	11	104	34
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Línea	60	65	0
Cable	9	13	15
Repotenciación	0	0	57
Enlaces submarinos		391 <sup>(1)</sup>	
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>220/132</b>	<b>220/66</b>	<b>132/66</b>
	320	375	540
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Reactancias	0	242	0
Condensadores	0	0	0

(1) Incluye tramos soterrados de enlace submarino

**Tabla 3.74. Actuaciones (en unidades físicas) en Baleares. Periodo 2015-2020**

<b>Subestaciones</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Nuevas posiciones	73	59	208
<b>Ramas (km de circuito)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Línea	194	236	130
Cable	27	13	197
Repotenciación	0	0	11
Enlaces submarinos	0	20 <sup>(1)</sup>	84
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>220/132</b>	<b>220/66</b>	<b>132/66</b>
	90	1500	1040
<b>Compensación (Mvar)</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 kV</b>	<b>66 kV</b>
Reactancias	0	27	18
Condensadores	0	0	0

(1) Incluye tramos soterrados de enlace submarino

**Tabla 3.75. Actuaciones (en unidades físicas) en Canarias. Periodo 2015-2020**

### 3.5.2.2. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE LAS ACTUACIONES PREVISTAS EN LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICO

Con la aprobación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, se limita por primera vez el volumen máximo de inversión que puede recoger la planificación de la red de transporte de electricidad. Así, de acuerdo con el artículo 13.1 el volumen máximo de inversión anual recogido en la planificación de la red de transporte podrá alcanzar para algunos años hasta 1,2 veces el máximo establecido en el artículo 11.1 de dicho Real Decreto, siempre que para para el periodo de planificación el volumen total de inversión planificado no supere la suma de las inversiones anuales calculadas según lo establecido en el artículo 11.1 del mencionado Real Decreto (el volumen anual de inversión no podrá superar el 0.065 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Economía y competitividad).

La estimación económica de los desarrollos de red de transporte de electricidad necesarios en el periodo 2015-2020 del OS se ha realizado según se indica en el apartado 3.3.7. No obstante, dentro de las infraestructuras incluidas en esta planificación 2015-2020 algunos de los proyectos han sido considerados por el Operador Sistema como proyectos singulares



debido a que sus características de diseño, configuración, condiciones operativas y técnicas constructivas, difieren y superan los estándares habituales empleados en el sistema eléctrico nacional. Para estos casos, la valoración de costes no sigue los estándares establecidos en la Orden ITC/368/2011 habiéndose tenido en cuenta los siguientes costes correspondientes a la mejor estimación de la que actualmente dispone el transportista:

Conexión en corriente continua con Francia a través del Pirineo Oriental	259,3*
Enlace Península-Ceuta	129,3
Desfasador Arkale	19,7
FACTS tipo CRSS en la SE Magallón	1,8
FACTS tipo SSSC en la SE Torre del Segre	3,2
Nuevo equipo STATCOM Begues	12
Unidades monofásicas (península 3x200 MVA)	6,6
Incremento de capacidad del DC Elcogás-Puertollano 220 kV	1,5
Incremento de capacidad del DC Moralets-Pont de Suert 220 kV	5
Incremento de capacidad del DC Viladecans-Rubí/S.Just 220 kV	1,1
Incremento de capacidad del DC Pont-Pobla-Isona 220 kV	11,5
Incremento de capacidad de Compostilla-Montearenas 220 kV	0,5
Compactación de los circuitos de 400 kV y 220 kV en Soto de Ribera	5
Enlaces Mallorca-Ibiza 2x100 MW	232
2º Enlace Mallorca-Menorca	84
Enlaces Ibiza-Formentera 2x53 MW	66,5
Posiciones móviles en Baleares (5 de 132 kV)	2,5
Transformadores móviles en Baleares (220/132/66 kV 3x30 MVA)	1,98
Enlace Lanzarote-Fuerteventura	32
Enlace Tenerife-La Gomera	74
Posiciones móviles en Canarias (4 de 66 kV y 2 de 132 kV)	2,5
Transformadores móviles en Canarias (220/132/66 kV 3x30 MVA)	1,98

(\*) Parte española

**Tabla 3.76. Listado de proyectos singulares incluidos en la Planificación 2015-2020**

En cualquier caso, tal y como establece el Real Decreto 1047/2013, el reconocimiento del carácter singular de las instalaciones anteriores deberá ser solicitado por el transportista y concedido administrativamente antes de que dicha instalación sea autorizada administrativamente.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Tabla 3.77 recoge la estimación del Operador del Sistema del volumen total de inversión en M€ correspondiente a las actuaciones incluidas en esta

planificación para el periodo 2015-2020 atendiendo a su motivación e identificando, debido a su singularidad, los costes asociados a las conexiones Península-Ceuta, y a las conexiones interinsulares. No se encuentran incluidas en estas tablas las actuaciones recogidas con fecha de puesta en servicio prevista para el año 2014 cuyo coste, sin considerar las puestas en servicio a 30 de septiembre, asciende a 624 M€. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1047/2013, en el cálculo del volumen de inversión previsto, el Operador del Sistema ha deducido la parte correspondiente de su mejor estimación de las ayudas europeas ligadas a la contribución a una economía baja en carbono a las que previsiblemente podrían optar algunas de las actuaciones incluidas en esta planificación.

Por su parte, la Tabla 3.78 y la Tabla 3.79 contienen el mismo desglose de la Tabla 3.77 pero diferenciando entre Red de Partida y Red Complementaria, respectivamente.

	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvGen	Alm	ApD	Total
Península	1.068	543	290	117	99	10	12	668	2.806
Baleares	23	82	20	90	0	0	0	30	245
Canarias	209	355	71	147	0	84	11	8	885
Conex. Interinsulares Baleares				383					383
Conex. Interinsulares Canarias				106					106
Conexión Península-Ceuta				129					129
TOTAL	1.300	980	381	971	99	93	23	706	4.554
Estimación ayudas europeas para contribuir a una economía baja en carbono									-143
<b>TOTAL</b>									<b>4.411</b>

**Tabla 3.77. Volumen de inversión total por motivación. Periodo 2015-2020**

	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvGen	Alm	ApD	Total
Península	552	232	121	36	43	10	5	293	1.292
Baleares	22	63	7	53	0	0	0	24	169
Canarias	109	239	51	140	0	84	0	2	624
Conex. Interinsulares Baleares				299					299
Conex. Interinsulares Canarias				106					106
Conexión Península-Ceuta				129					129
TOTAL	682	534	178	763	43	93	5	320	2.619

**Tabla 3.78. Volumen de inversión correspondiente a la Red de Partida por motivación. Periodo 2015-2020**

	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvGen	Alm	ApD	Total
Península	515	311	169	81	56	0	7	375	1.514
Baleares	1	19	13	37	0	0	0	5	76
Canarias	101	116	20	7	0	0	11	5	261
Conex. Interinsulares Baleares				84					84
TOTAL	618	446	203	209	56	0	18	386	1.935

**Tabla 3.79. Volumen de inversión correspondiente a la Red Complementaria por motivación. Periodo 2015-2020**

Finalmente, en la Tabla 3.80 se presenta el coste total anualizado. En estos valores no se ha reducido el valor estimado de ayudas europeas para contribuir a una economía baja en

carbono (143 M€), valor conservador respecto a los 150 M€ de cofinanciación máxima FEDER para las interconexiones entre islas en Canarias y los 65,9 M€ de cofinanciación máxima FEDER para las interconexiones del Sistema Balear, que figuran en el Programa Operativo de Crecimiento Sostenible aprobado por Decisión C(2015)5220 de la Comisión Europea, de 22 de julio de 2015.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Volumen de inversión	592	764	743	889	622	944

**Tabla 3.80. Volumen de inversión total anualizado.**

La siguiente tabla muestra el coste anualizado una vez descontados 143 M€ de ayuda europea en los años 2017, 2018 y principalmente 2020, asociadas a las infraestructuras recogidas en el citado Programa Operativo de Crecimiento Sostenible.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Volumen de inversión	592	764	722	868	593	873

**Tabla 3.81. Volumen de inversión total anualizado, descontada ayuda FEDER.**



## **Anexo I**

### **INSTALACIONES ELÉCTRICAS 2015-2020**



**A I.1**

**INSTALACIONES PROGRAMADAS EN EL  
PERIODO 2015-2020**

**SISTEMA PENINSULAR**





El contenido de las tablas presentadas a continuación es el siguiente y contempla la actualización de las actuaciones puestas en servicio a 30 de septiembre de 2014:

### Líneas de 400 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020

REF.	Código con el que está referenciada la actuación, si fuese necesario, en el anexo IV
CA 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 nominal de la línea
cto.	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea o cable (nueva, baja, repotenciación, inc capacidad...)
Longitud **	km total (km cable): Longitud soterrada
Capacidad de transporte ***	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de PES. 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
Motivación	RRTT: Resolución de restricciones técnicas SdS: Seguridad de suministro Fiab: Fiabilidad Int: Conexiones internacionales, conexiones península-sistemas extrapeninsulares ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvCo: Evacuación Régimen Ordinario EvRe: Evacuación Generación Renovable, Cogeneración y Residuos Alm: Almacenamiento ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Observaciones	Descripción de la actuación, tramo correspondiente a la CCAA (%) y aspectos adicionales
Plan 2008-2016	Año con que ésta recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

- \* Los nuevos cables soterrados deberán ser de Cu 2.000 mm<sup>2</sup> de 220 kV excepto en aquellos casos en los que se especifica la necesidad de Cu 2.500 mm<sup>2</sup>. La necesidad de tramos soterrados aparecerá expresamente con la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución siempre que sean en los últimos 500 metros previos a una subestación blindada y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 500 m 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.
- \*\*\* La capacidad de transporte considerada para los cables Cu 2.000 mm<sup>2</sup> 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\***

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
CA	Comunidad Autónoma a la que pertenece la subestación
Subestación	Nombre de la subestación
Actuación	Identificación de la actuación que se realiza en la subestación (nueva, baja...)
Tensión (kV)	Tensión nominal del parque
Tipo SE (Conv./Blind.)	C: convencional; B: blindada
Fecha Alta/Baja	Año estimado de PES. 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
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• DED: Instalaciones de distribución</li><li>• DEA: Instalaciones de demanda</li><li>• GOR: Generación de régimen ordinario</li><li>• GEE: Generación de régimen especial eólica</li><li>• GEN: Generación de régimen especial no eólica</li></ul> <p>Las actuaciones Condicionadas a Acceso se consolidarán una vez emitidos los preceptivos informes de viabilidad de acceso y conexión a la red de transporte</p>
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

- \* Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación por cada nivel de tensión de transporte un número de posiciones de reserva no equipadas equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación.

---

**Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV programadas en el horizonte 2020**

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
CA	Comunidad Autónoma a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza el transformador
Actuación/Equipo	Identificación de la actuación que se realiza (nuevo, 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
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

---

**Reactancias/Condensadores programados en el horizonte 2020**

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
CA	Comunidad Autónoma 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 nominal del parque donde se localiza la compensación
Potencia (Mvar)	Potencia nominal del elemento de compensación (Mvar)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de PES
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

---



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16			
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD		
	Extremadura	Andalucía	BROVALES	GUILLENA	400	1	Nueva Línea	40	1930	1780	2014	X										34% en Andalucía (longitud total 123 km)	2011	
	Extremadura	Andalucía	BROVALES	GUILLENA	400	2	Nueva Línea	40	1930	1780	2014	X											34% en Andalucía (longitud total 123 km)	2011
	Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	CARTAMA	220	1	Repotenciación Línea	21	420	370	2014		X									X		2013
	Andalucía	Andalucía	ALHAURIN	CARTAMA	220	2	Repotenciación Línea	12	420	370	2014		X									X		2013
	Andalucía	Andalucía	CASAQUEMADA	ONUBA	220	1	Repotenciación Línea	63	420	350	2014	X						X	X					2011
	Andalucía	Andalucía	JORDANA	CÁRTAMA	220	1	Repotenciación Línea	68	420	370	2015	X						X	X					2009
	Andalucía	Andalucía	CÁRTAMA	LOS RAMOS	220	1	Repotenciación Línea	13	420	370	2015	X						X	X					2009
	Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	SANTIPONCE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	90 (0.1)	300	170	2015							X						2010
	Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	TORREARENILLAS	220	2	Alta E/S Línea-Cable	5 (0.1)	300	170	2015							X						2010
	Andalucía	Andalucía	SANTIPONCE	TORREARENILLAS	220	1	Baja E/S Línea-Cable	94	300	170	2015							X						2010
	Andalucía	Andalucía	BARRIOS	CAÑUELO	220	1	Nueva Línea-Cable	5 (2)	400	400	2015										X	El Cañuelo anteriormente denominado Marismas. Línea DC con un circuito instalado	2009	
	Andalucía	Andalucía	ALGECIRAS	PUERTO REAL	220	1	Repotenciación Línea	89	420	370	2015	X						X						2010
	Andalucía	Andalucía	ROCIO	TORREARENILLAS	220	1	Repotenciación Línea	38	420	360	2015		X									X	Condicionada a la realización de la L/Rocio-Aljarafe 220 kV	2009
	Andalucía	Andalucía	CARTAMA	LOS MONTES	220	1	Repotenciación Línea	26	420	370	2016		X									X		2010
	Andalucía	Andalucía	ONUBA	SANTIPONCE	220	1	Alta E/S Línea-Cable	72 (0.6)	300	170	2016	X										X		2011
	Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	ONUBA	220	2	Alta E/S Línea-Cable	22 (0.6)	300	170	2016	X										X		2011
	Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	SANTIPONCE	220	1	Baja E/S Línea-Cable	90 (0.1)	300	170	2016	X										X		2011
	Andalucía	Andalucía	BERJA	ORGIVA	220	1	Alta E/S Línea	60	420	350	2016											X		2011
	Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	BERJA	220	1	Alta E/S Línea	66	420	350	2016											X		2011
	Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	ORGIVA	220	1	Baja E/S Línea	94	420	350	2016											X		2011
	Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	HUENEJA	400	1	Repotenciación Línea	72	1590	1290	2017	X												2011
	Andalucía	Andalucía	LITORAL DE ALMERIA	TABERNAS	400	1	Repotenciación Línea	38	1590	1290	2017	X												2012
	Andalucía	Andalucía	HUENEJA	TABERNAS	400	1	Repotenciación Línea	59	1590	1290	2017	X												2012
	Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	ARCHIDONA	400	1	Repotenciación Línea	72	1600	1290	2017		X									X		2013
	Andalucía	Andalucía	ARCHIDONA	TAJO DE LA ENCANTADA	400	1	Repotenciación Línea	37	1600	1290	2017		X									X		2013
	Andalucía	Castilla-La Mancha	ANDUJAR	PUERTOLLANO	220	1	Repotenciación Línea	30	430	350	2017	X							X				43% en Andalucía (longitud total 71 km)	2011
	Andalucía	Andalucía	ARROYO VALLE	MONTECILLO BAJO	220	1	Repotenciación Línea	41	420	340	2017		X				X					X		2011
	Andalucía	Andalucía	LANCHA	MONTECILLO BAJO	220	1	Repotenciación Línea	3	420	340	2017		X				X					X		2011
	Andalucía	Andalucía	ONUBA	SANTIPONCE	220	1	Repotenciación Línea	72 (0.6)	420	350	2017	X						X						2013
	Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	ONUBA	220	2	Repotenciación Línea	22 (0.6)	420	350	2017	X						X						2013
	Andalucía	Castilla-La Mancha	ARROYO VALLE	VENTA INES	220	1	Repotenciación Línea	21	420	340	2017		X				X		X		X		32% en Andalucía (longitud total 66 km)	2011
TS-4	Andalucía	Andalucía	GUILLENA	GUILLENA B	220	1	Nueva Línea	0			2017									X			Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS	2012

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TS-4	Andalucía	Andalucía	GUILLENA	GUILLENA B	220	2	Nueva Línea	0			2017			X							Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS	2012	
TS-4	Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	GUILLENA B	220	1	Alta cambio topología Línea	39	310	170	2017			X								Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012
TS-4	Andalucía	Andalucía	CENTENARIO	GUILLENA	220	1	Baja cambio topología Línea	39	310	170	2017			X								Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012
TS-4	Andalucía	Andalucía	CARMONA	GUILLENA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	33	310	170	2017			X								Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012
TS-4	Andalucía	Andalucía	GUILLENA	CARMONA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	33	310	170	2017			X								Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012
TS-4	Andalucía	Andalucía	GUILLENA B	CARMONA	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	33	310	170	2017			X								Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012
TS-4	Andalucía	Andalucía	GUILLENA	CARMONA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	33	310	170	2017			X								Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012
TS-4	Andalucía	Extremadura	GUILLENA B	MERIDA	220	1	Alta cambio topología Línea	154	320	259	2017			X								Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012
TS-4	Andalucía	Extremadura	GUILLENA	MERIDA	220	1	Baja cambio topología Línea	154	320	259	2017			X								Traslado desde Guillena a Guillena 2	2012
	Andalucía	Andalucía	NUEVA PARRALEJO	PUERTO REAL	220	1	Nueva Línea-Cable	41 (1)	600	600	2017		X						X			Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2016
TS-3	Andalucía	Andalucía	CASILLAS	LANCHA	220	1	Repotenciación Línea	18	420	350	2017	X											
TS-3	Andalucía	Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	CASILLAS	220	1	Repotenciación Línea	27	420	350	2017	X						X					
TS-3	Andalucía	Andalucía	VILLANUEVA DEL REY	CARMONA	220	1	Repotenciación Línea	65	420	340	2017	X						X					
TS-3	Andalucía	Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	VILLANUEVA DEL REY	220	1	Repotenciación Línea	38	420	340	2017	X											
TS-3	Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	ALJARAFE	220	1	Repotenciación Línea	34	420	350	2017		X										
	Andalucía	Andalucía	NUEVA PARRALEJO	GAZULES	220	1	Nueva Línea	35	320	305	2017		X					X				Posible aprovechamiento de antena de evacuación de RE existente (pasaría a ser Red de Transporte)	2016
TS-3	Andalucía	Andalucía	PUERTO REAL	DOS HERMANAS	220	1	Repotenciación Línea	93	420	350	2018		X										
TS-3	Andalucía	Andalucía	CARMONA	DOS HERMANAS	220	1	Repotenciación Línea	44	400	310	2018		X										
TS-3	Andalucía	Andalucía	SANTIPONCE	CARMONA	220	1	Repotenciación Línea	36	420	340	2018		X										
TS-3	Andalucía	Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	CARTAMA	220	1	Repotenciación Línea	21	420	370	2018		X										
TS-3	Andalucía	Andalucía	ALCORES	GAZULES	220	1	Repotenciación Línea	112	420	350	2018	X											
TS-3	Andalucía	Andalucía	GUILLENA B	CARMONA	220	1	Repotenciación Línea	33	420	350	2018		X										
TS-3	Andalucía	Andalucía	GUILLENA B	CARMONA	220	2	Repotenciación Línea	33	420	350	2018		X										
TS-3	Andalucía	Andalucía	GUILLENA	SANTIPONCE	220	4	Repotenciación Línea	25	420	350	2018		X										
TS-3	Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	QUINTOS	220	1	Repotenciación Línea	23	420	350	2018		X										
	Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	COSTA DE LA LUZ	220	1	Nueva Línea-Cable	55 (0.7)	420	350	2018												2009
	Andalucía	Andalucía	COSTA DE LA LUZ	ONUBA	220	1	Baja Línea-Cable	33 (0.1)	468	468	2018												2011
	Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	ONUBA	220	2	Baja Línea-Cable	22 (0.6)	420	350	2018												2009
	Andalucía	Andalucía	ALCORES	SANTA ELVIRA	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	9 (7)	388	388	2018												2009
	Andalucía	Andalucía	ALCORES	SANTA ELVIRA	220	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	9 (7)	388	388	2018												2009

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TS-2	Andalucía	Andalucía	CARTUJA	PUERTO REAL	220	1	Nueva Línea	17	840	720	2018		X							X	Doble circuito Cartuja-Puerto Real aislado a 400 kV, inicialmente funcionando a 220 kV	2011
TS-2	Andalucía	Andalucía	PUERTO DE SANTA MARIA	PUERTO REAL	220	1	Nueva Línea	35	420	350	2018		X							X	Tramo Cartuja-Pto .Real aislado a 400 kV, inicialmente funcionando a 220 kV	2011
	Andalucía	Andalucía	COSTASOL	BENAHAVIS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	34 (0.1)	420	370	2018									X		2011
	Andalucía	Andalucía	BENAHAVIS	JORDANA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	23 (0.1)	420	370	2018									X		2011
	Andalucía	Andalucía	COSTASOL	JORDANA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	54	420	370	2018									X		2011
TAV-12	Andalucía	Andalucía	CARTAMA	MOLLINA	400	1	Alta E/S Línea	52	1600	1240	2019					X						
TAV-12	Andalucía	Andalucía	CABRA	MOLLINA	400	1	Alta E/S Línea	34	1600	1240	2019					X						
TAV-12	Andalucía	Andalucía	CARTAMA	CABRA	400	1	Baja E/S Línea	86	1600	1240	2019					X						
TS-3	Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	SANTIPONCE	220	1	Repotenciación Línea	13	420	350	2019		X	X								
TS-3	Andalucía	Andalucía	CARMONA	ALCORES	220	1	Repotenciación Línea	29	400	310	2019		X							X		
	Andalucía	Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	CASILLAS (NUEVO PARQUE BLINDADO)	220	1	Alta cambio topología Línea	27	420	350	2019									X	Inviabilidad de ampliación de Casillas 220 kV	2010
	Andalucía	Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	CASILLAS	220	1	Baja cambio topología Línea	27	420	350	2019									X	Inviabilidad de ampliación de Casillas 220 kV	2010
	Andalucía	Andalucía	CASILLAS	CASILLAS (NUEVO PARQUE BLINDADO)	220	1	Nueva Línea	0	840	720	2019									X	Inviabilidad de ampliación de Casillas 220 kV	2010
TS-5	Andalucía	Andalucía	PINAR DEL REY	CAÑUELO	220	1	Nueva Línea	7	840	720	2018		X							X	Nueva línea al no poder transformar a DC el actual SC Acerinox-Pinar 220 kV	2012
TS-5	Andalucía	Andalucía	PINAR DEL REY	CAÑUELO	220	2	Nueva Línea	7	840	720	2018		X							X	Nueva línea al no poder transformar a DC el actual SC Acerinox-Pinar 220 kV	2012
	Andalucía	Andalucía	CRISTOBAL COLON	TORREARENILLAS	220	1	Repotenciación Línea	5	420	360	2020	X					X					2008
	Andalucía	Andalucía	MIRABAL	DOS HERMANAS	220	1	Alta E/S Línea	70	420	350	2020									X		2016-2020
	Andalucía	Andalucía	PUERTO REAL	MIRABAL	220	1	Alta E/S Línea	26	420	350	2020									X		2016-2020
	Andalucía	Andalucía	PUERTO REAL	DOS HERMANAS	220	1	Baja E/S Línea	93	420	350	2020									X		2016-2020
TS-3	Andalucía	Andalucía	ALCORES	DON RODRIGO	220	1	Repotenciación Línea	44	420	350	2020		X							X		
TS-6	Andalucía	Andalucía	PALOS	TORREARENILLAS	220	2	Nuevo Cable	3 (3)	540	540	2020	X									Tramo soterrado con cobre 2.500 mm2	2012
	Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	ENTRENUCLEOS	220	1	Alta E/S Línea	7	420	350	2020									X	Condicionada a terceros. PGOU Dos Hermanas	2012
	Andalucía	Andalucía	QUINTOS	ENTRENUCLEOS	220	1	Alta E/S Línea	4	420	350	2020									X	Condicionada a terceros. PGOU Dos Hermanas	2012
	Andalucía	Andalucía	DOS HERMANAS	QUINTOS	220	1	Baja E/S Línea	10	420	350	2020									X	Condicionada a terceros. PGOU Dos Hermanas	2012
	Andalucía	Andalucía	ROCIO	CHUCENA	220	1	Alta E/S Línea	28	840	700	2020									X		
	Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	CHUCENA	220	1	Alta E/S Línea	32	840	700	2020									X		
	Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	ROCIO	220	1	Baja E/S Línea	59	840	700	2020									X		
TS-3	Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	ORGIVA	220	1	Repotenciación Línea	94	420	350	2020	X								X		
TS-3	Andalucía	Andalucía	GABIAS	ORGIVA	220	1	Repotenciación Línea	42	420	350	2020	X								X		
TS-3	Andalucía	Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	ILLORA	220	1	Repotenciación Línea	88	430	350	2020		X							X		

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TS-3	Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	ILLORA	220	1	Repotenciación Línea	16	430	350	2020		X							X		
TS-3	Andalucía	Andalucía	ATARFE	ILLORA	220	1	Repotenciación Línea	21	430	350	2020		X							X		
TS-3	Andalucía	Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	ILLORA	220	2	Repotenciación Línea	88	430	350	2020		X							X		
TS-3	Andalucía	Andalucía	ATARFE	OLIVARES	220	1	Repotenciación Línea	89	430	350	2020	X						X		X		
TS-3	Andalucía	Andalucía	SALTERAS	SANTIPONCE	220	1	Repotenciación Línea	13	420	350	2020		X							X		
TS-1	Andalucía	Andalucía	BENAHADUX	SALERES	220	2	Nueva Línea	102	840	720	2020	X								X	Inviabilidad física de Órgiva 220 kV. Nuevo DC aislado a 400 kV, inicialmente funcionando un circuito a 220 kV.	2015
TS-1	Andalucía	Andalucía	EL FARGUE	SALERES	220	1	Nueva Línea-Cable	30 (6)	400	400	2020	X								X	Inviabilidad física de Órgiva. Anteriormente alta cambio de tensión de línea de 132 kV.	2011
TS-1	Andalucía	Andalucía	ORGIVA	SALERES	220	1	Alta E/S Línea	29	420	350	2020	X								X		2011
TS-1	Andalucía	Andalucía	GABIAS	SALERES	220	1	Alta E/S Línea	23	420	350	2020	X								X		2011
TS-1	Andalucía	Andalucía	GABIAS	ORGIVA	220	1	Baja E/S Línea	42	420	350	2020	X								X		2011
TS-1	Andalucía	Andalucía	BERJA	SALERES	220	1	Alta E/S Línea	25	420	350	2020	X								X		2011
TS-1	Andalucía	Andalucía	ORGIVA	SALERES	220	2	Alta E/S Línea	75	420	350	2020	X								X		2011
TS-1	Andalucía	Andalucía	BERJA	ORGIVA	220	1	Baja E/S Línea	60	420	350	2020	X								X		2011
	Andalucía	Ceuta	PUERTO DE LA CRUZ	CEUTA	132	1	Enlace submarino	45	-	-	2020					X					Características técnicas pendientes de los análisis de viabilidad y trazado.	2016
	Andalucía	Ceuta	PUERTO DE LA CRUZ	CEUTA	132	2	Enlace submarino	45	-	-	2020					X					Características técnicas pendientes de los análisis de viabilidad y trazado.	2016



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Aragón	Aragón	ARAGON	PEÑAFLORES	400	1	Repotenciación Línea	76	1640	1340	2016			X			X	X				2011	
	Aragón	Comunidad Valenciana	MEZQUITA	MORELLA	400	1	Nueva Línea	76	1950	1800	2016	X					X	X				84% en Aragón (longitud total 90.1 km)	2016
	Aragón	Comunidad Valenciana	MEZQUITA	MORELLA	400	2	Nueva Línea	76	1950	1800	2016	X					X	X				84% en Aragón (longitud total 90.1 km)	2016
	Aragón	Comunidad Valenciana	MUDEJAR	MORELLA	400	1	Nueva Línea	47	1950	1800	2016	X					X	X				77% en Aragón (longitud total 61 km)	2016
	Aragón	Comunidad Valenciana	MUDEJAR	MORELLA	400	2	Nueva Línea	47	1950	1800	2016	X					X	X				77% en Aragón (longitud total 61 km)	2016
	Aragón	Aragón	MUDEJAR	TERUEL	400	1	Alta E/S Línea	1	1300	840	2016	X					X	X					2016
	Aragón	Aragón	ARAGON	MUDEJAR	400	1	Alta E/S Línea	26	1300	840	2016	X					X	X					2016
	Aragón	Aragón	ARAGON	TERUEL	400	1	Baja E/S Línea	27	1300	840	2016	X					X	X					2016
	Aragón	Aragón	ARAGON	MUDEJAR	400	2	Alta E/S Línea	26	1300	840	2016	X					X	X					2016
	Aragón	Aragón	MUDEJAR	TERUEL	400	2	Alta E/S Línea	1	1300	840	2016	X					X	X					2016
	Aragón	Aragón	ARAGON	TERUEL	400	2	Baja E/S Línea	27	1300	840	2016	X					X	X					2016
	Aragón	Cataluña	MEQUINENZA	RIBARROJA	220	1	Repotenciación Línea	15	450	360	2016	X						X				75% en Aragón (longitud total 20 km)	2011
	Cataluña	Aragón	LA POBLA	T. FORADADA	220	1	Repotenciación Línea	37	380	320	2016	X							X			63% en Aragón (longitud total 58 km).	2010
TNE-5	Aragón	Aragón	ESCALONA	T. FORADADA	220	1	Repotenciación Línea	20	380	320	2016	X							X				
	Aragón	Cataluña	MORALETES	PONT DE SUERT	220	1	Incremento capacidad	1	693	693	2016									X		5% en Aragón (longitud total 21 km). Proyecto singular que implica cambio de conductor de simplex a duplex para evacuación de futuro bombeo.	2015
	Aragón	Cataluña	MORALETES	PONT DE SUERT	220	2	Incremento capacidad	1	693	693	2016									X		5% en Aragón (longitud total 21 km). Proyecto singular que implica cambio de conductor de simplex a duplex para evacuación de futuro bombeo.	2015
TNE-6	Aragón	Aragón	MEZQUITA	VALDECONEJOS	220	1	Nueva Línea	13	360	300	2016	X						X		X		Incluye el paso a transporte de parte de línea existente de regimen especial Valdeconejos-Sierra Costera	2012
TNE-6	Aragón	Aragón	MEZQUITA	VALDECONEJOS	220	2	Nueva Línea	13	360	300	2016	X						X		X			2012
TNE-6	Aragón	Aragón	ESCUCHA	VALDECONEJOS	220	1	Nueva Línea	7	360	300	2016	X						X		X		Incluye el paso a transporte de parte de la línea existente de regimen especial Escucha-Valdeconejos	2012
TNE-8	Aragón	Aragón	MONTE TORRERO	PLAZA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (2)	330	330	2016		X							X		Capacidad entrada en Plaza limitada por cable	2011
TNE-8	Aragón	Aragón	ENTRERRIOS	PLAZA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	39 (2)	330	330	2016		X							X		Capacidad entrada en Plaza limitada por cable	2011
TNE-8	Aragón	Aragón	ENTRERRIOS	MONTE TORRERO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	41	430	430	2016		X							X		Capacidad entrada en Plaza limitada por cable	2011
TNE-5	Aragón	Aragón	ESCALONA	T. ESCALONA	220	1	Repotenciación Línea	1	380	320	2017	X							X				
TNE-7	Aragón	Aragón	ESCATRON B (DESFAZADOR)	MEQUINENZA	220	1	Incremento capacidad	66	290	230	2017	X						X				Proyecto singular al compartir apoyos con línea de 132 kV no RdT.	2011
	Aragón	Aragón	LOS LEONES	VILLANUEVA	220	1	Nuevo Cable	7 (7)	358	358	2018									X			2008
	Aragón	Aragón	LOS LEONES	VILLANUEVA	220	2	Nuevo Cable	7 (7)	358	358	2018									X			2008

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TNE-7	Cataluña	Aragón	TORRES DE SEGRE	MEQUINENZA	220	1	Incremento capacidad	6	710	600	2019	X							X	X		20% en Aragón (longitud total 31 km). Proyecto singular cambio de torres. Puede significar nueva línea.	
	Navarra	Aragón	TUDELA	MAGALLON (BARRA 2)	220	1	Repotenciación Línea	11	410	330	2019			X							X	35% en Aragón (longitud total 31 km)	2014
	Aragón	Aragón	ARAGON	MEQUINENZA	400	1	Repotenciación Línea	54	1630	1310	2020									X			
	Aragón	Aragón	ARAGON	NUEVA MEQUINENZA	400	1	Alta E/S Línea	54	1630	1310	2020									X			
	Aragón	Aragón	NUEVA MEQUINENZA	MEQUINENZA	400	1	Alta E/S Línea	5	1630	1310	2020									X			
	Aragón	Aragón	ARAGON	MEQUINENZA	400	1	Baja E/S Línea	54	1630	1310	2020									X			

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Castilla y León	Asturias	LA ROBLA	LADA	400	1	Repotenciación Línea	45	1600	1370	2014	X									62% en Asturias (longitud total 73 km)	2007
	Galicia	Asturias	BOIMENTE	PESOSZ	400	1	Nueva Línea	16	1970	1830	2016	X									20% en Asturias (longitud total 82 km)	2011
	Galicia	Asturias	BOIMENTE	PESOSZ	400	2	Nueva Línea	16	1970	1830	2016	X									20% en Asturias (longitud total 82 km)	2011
TN-5	Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	SOTO DE RIBERA	400		Compactación de líneas 400 y 220	5			2017	X									Compactación de líneas 400 kV Robla y Narcea y 220 kV Carrió y Tabiella	
TN-6	Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	PEREDA	220	1	Repotenciación Línea	13	300	250	2017	X										
TN-6	Asturias	Asturias	TELLEDO	PEREDA	220	1	Repotenciación Línea	34	300	250	2017	X										
	Asturias	Castilla y León	TELLEDO	VILLABLINO	220	1	Repotenciación Línea	18	300	250	2017	X									44% en Asturias (longitud total 40 km)	2011
TN-1	Asturias	Asturias	GRADO	SOTO DE RIBERA	400	1	Alta cambio tensión Línea	14	1330	1090	2018		X								7 km de línea antigua + 7 km de línea nueva	2010
TN-1	Asturias	Asturias	GRADO	GOZÓN	400	1	Alta cambio tensión Línea	33	1330	1090	2018		X								25 km de línea antigua + 8 km de línea nueva	2010
TN-1	Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	TABIELLA	220	1	Baja cambio tensión Línea	32	710	600	2018		X								Cambia la tensión de Soto-Tabiella 220 kV	2010
TN-1	Asturias	Asturias	TABIELLA	GOZÓN	220	1	Nueva Línea	6	636	636	2018		X								Utiliza 5 km del tramo de la línea actual Soto de Ribera-Tabiella 220 kV que no se pasa a 400 kV + 1 km de línea nueva	2010
TN-1	Asturias	Asturias	TABIELLA	GOZÓN	220	2	Alta E/S Línea	6	636	636	2018		X									2010
TN-1	Asturias	Asturias	CARRIO	GOZÓN	220	1	Alta E/S Línea	13	636	636	2018		X									2010
TN-1	Asturias	Asturias	TABIELLA	CARRIO	220	1	Baja E/S Línea	15	636	636	2018		X									2010
	Asturias	Asturias	POLA DE GORDON	SAMA	400	1	Alta cambio topología Línea	37	1500	1250	2020	X									Traslado de posiciones de transporte de Lada 400 kV a Sama 400 kV	2011
	Asturias	Castilla y León	LADA	POLA DE GORDON	400	1	Baja cambio topología Línea	41	1500	1250	2020	X									Traslado de posiciones de transporte de Lada 400 kV a Sama 400 kV	2011
	Asturias	Asturias	LADA	SAMA	400	1	Nueva Línea	2	1350	1090	2020	X									SC preparado para DC	2011
	Asturias	Asturias	SAMA	REBORIA	400	1	Nueva Línea	35	1970	1880	2020	X									SC preparado para DC	2013
	Asturias	Asturias	REBORIA	GOZÓN	400	1	Nueva Línea	10	1970	1880	2020	X									SC preparado para DC	2013
	Asturias	Asturias	CARRIO	REBORIA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (2)	580	580	2020		X								Sección cable Cu 2500 mm2	
	Asturias	Asturias	GOZÓN	REBORIA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (2)	580	580	2020		X								Sección cable Cu 2500 mm2	
	Asturias	Asturias	CARRIO	GOZÓN	220	1	Baja E/S Línea-Cable	10	636	636	2020		X								Sección cable Cu 2500 mm2	

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Cantabria	Cantabria	PENAGOS	SOLORZANO	400	1	Alta E/S Línea	25	1970	1860	2015		X						X		2014
	Cantabria	Cantabria	SOLORZANO	T UDALLA	400	1	Alta E/S Línea	11	1970	1860	2015		X						X		2014
	Cantabria	Cantabria	PENAGOS	T UDALLA	400	1	Baja E/S Línea	34	1970	1860	2015		X						X		2014
	Cantabria	Cantabria	CICERO	SOLORZANO	220	1	Nueva Línea	8	730	660	2015								X		2014
	Cantabria	Cantabria	CICERO	SOLORZANO	220	2	Nueva Línea	8	730	660	2015								X		2014
	Cantabria	Cantabria	UDALLA	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología Línea	2	1970	1860	2016		X						X	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2015
	Cantabria	Cantabria	SOLORZANO	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología Línea	11	1970	1860	2016	X					X	X	X	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2015
	País Vasco	Cantabria	ABANTO	SOLORZANO	400	1	Alta cambio topología Línea	39	1990	1860	2016	X					X	X	X	80% en Cantabria (longitud total 49 km)	2015
	País Vasco	Cantabria	ABANTO	T UDALLA	400	1	Baja cambio topología Línea	29	1990	1860	2016	X					X	X	X	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2015
	Cantabria	Castilla y León	AGUAYO	GAROÑA	220	1	Repotenciación Línea	20	500	440	2017	X					X	X		22% en Cantabria (longitud total 90 km)	2013
TN-2	Cantabria	Cantabria	ASTILLERO	CACICEDO	220	1	Nuevo Cable	9 (9)	500	500	2018		X								2010
TN-2	Cantabria	Cantabria	CACICEDO	PUENTE SAN MIGUEL	220	1	Nueva Línea-Cable	35 (4)	500	500	2020		X								2009
	Castilla y León	Cantabria	CILLAMAYOR	MATAPORQUERA	220	1	Repotenciación Línea	7	370	300	2020	X						X		75% en Cantabria (longitud total 9 km)	2010

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Castilla y León	Asturias	LA ROBLA	LADA	400	1	Repotenciación Línea	28	1600	1370	2014	X									38% en Castilla y León (longitud total 73 km)	2007
	Castilla y León	Madrid	TORDESILLAS	LA CEREAL	400	1	Nueva Línea	126	1970	1820	2015	X									70% en Castilla y León (longitud total 180 km)	2012
	Madrid	Castilla y León	GALAPAGAR	SEGOVIA	400	1	Nueva Línea	28	1970	1820	2015	X									60% en Castilla y León (longitud total 47 km)	2012
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	VALDECARRETAS	400	1	Alta E/S Línea	34	1040	900	2015					X						2012
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	VILLARINO	VALDECARRETAS	400	1	Alta E/S Línea	96	1040	900	2015					X						2012
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	VILLARINO	400	1	Baja E/S Línea	129	1040	900	2015					X						2012
TAV-3	Castilla y León	Castilla y León	LA ROBLA	LUENGOS	400	1	Alta E/S Línea	40	1230	820	2015					X						2012
TAV-3	Castilla y León	Castilla y León	LUENGOS	MUDARRA	400	1	Alta E/S Línea	88	1230	820	2015					X						2012
TAV-3	Castilla y León	Castilla y León	LA ROBLA	MUDARRA	400	2	Baja E/S Línea	128	1230	820	2015					X						2012
TC-5	Castilla y León	Castilla y León	LA ROBLA	POLA DE GORDÓN	400	1	Alta E/S Línea	9	1500	1250	2015					X						2011
TC-5	Asturias	Castilla y León	LADA	POLA DE GORDÓN	400	1	Alta E/S Línea	64	1500	1250	2015					X						2011
TC-5	Castilla y León	Asturias	LA ROBLA	LADA	400	1	Baja E/S Línea	73	1500	1250	2015					X						2011
TC-5	Castilla y León	Madrid	HERREROS	LA CEREAL	400	1	Alta E/S Línea	57	1970	1820	2016		X							X	Alimentar la demanda de Otero 220 kV al dar de baja Tordesillas-Otero	2012
TC-5	Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	HERREROS	400	1	Alta E/S Línea	123	1970	1820	2016		X							X		2012
TC-5	Castilla y León	Madrid	TORDESILLAS	LA CEREAL	400	1	Baja E/S Línea	180	1970	1820	2016		X							X		2012
	Castilla y León	Castilla y León	LANZAS AGUDAS	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	220	1	Alta E/S Línea	28	544	544	2016		X								Mallado de Moncayo 220 kV. Para conexión simple barra con nueva doble barra	2014
	Castilla y León	Castilla y León	MONCAYO	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	220	1	Alta E/S Línea	0	544	544	2016		X								Mallado de Moncayo 220 kV. Para conexión simple barra con nueva doble barra	2014
	Castilla y León	Castilla y León	LANZAS AGUDAS	MONCAYO	220	1	Baja E/S Línea	28	544	544	2016		X								Mallado de Moncayo 220 kV. Para conexión simple barra con nueva doble barra	2014
	Castilla y León	País Vasco	GAROÑA	PUENTELARRA	220	1	Repotenciación Línea	13	650	570	2016	X									93% en Castilla y León (longitud total 14 km)	2013
	Castilla y León	País Vasco	GAROÑA	PUENTELARRA	220	2	Repotenciación Línea	13	650	570	2016	X									93% en Castilla y León (longitud total 14 km)	2013
	Castilla y León	Castilla y León	C.T. COMPOSTILLA	MONTEARENAS	220	1	Incremento capacidad	5	730	610	2016	X									Actuación singular con cambio de conductor	2011
	Castilla y León	Castilla y León	C.T. COMPOSTILLA	MONTEARENAS	220	2	Incremento capacidad	5	730	610	2016	X									Actuación singular con cambio de conductor	2011
	Castilla y León	Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	TREVAGO	220	1	Alta E/S Línea	30	380	330	2016		X								Mallado de Moncayo 220 kV	2014
	Castilla y León	Aragón	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	MAGALLON	220	1	Alta E/S Línea	54	380	330	2016		X								Mallado de Moncayo 220 kV	2014
	Aragón	Castilla y León	MAGALLON	TREVAGO	220	1	Baja E/S Línea	64	380	330	2016		X								Mallado de Moncayo 220 kV	2014
	Castilla y León	Castilla y León	TREVAGO	MAGAÑA	220	1	Alta E/S Línea	15	380	330	2016		X									2014
	Castilla y León	Castilla y León	ONCALA	MAGAÑA	220	1	Alta E/S Línea	2	380	330	2016		X									2014
	Castilla y León	Castilla y León	ONCALA	TREVAGO	220	1	Baja E/S Línea	15	380	330	2016		X									2014
	Castilla y León	Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	MAGAÑA	220	1	Nueva Línea	37	580	360	2016		X									2016
TC-5	Castilla y León	Castilla y León	OTERO	HERREROS	220	1	Nueva Línea	0,7	340	220	2016		X							X	Alimentar la demanda de Otero 220 kV al dar de baja Tordesillas-Otero	2012

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16			
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD		
TC-5	Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	OTERO	220	1	Baja Línea	126	350	240	2016		X								X	Baja cuando entre en servicio Otero-Herreros 220 kV	2012	
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	TÁBARA	400	1	Alta E/S Línea	91	1730	1510	2017												TAV Sustituye a Valparaíso	
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	ARBILLERA	TÁBARA	400	1	Alta E/S Línea	59	1730	1510	2017												TAV Sustituye a Valparaíso	
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	ARBILLERA	400	1	Baja E/S Línea	150	1730	1510	2017												TAV Sustituye a Valparaíso	
	Castilla y León	Extremadura	ALDEADAVILA	ARAÑUELO	400	1	Repotenciación Línea	98	1650	1280	2017	X											48% en Castilla y León (longitud total 203 km)	2009
	Asturias	Castilla y León	TELLEDO	VILLABLINO	220	1	Repotenciación Línea	22	300	250	2017	X											56% en Castilla y León (longitud total 40 km)	2011
	Castilla y León	Castilla y León	C.T. COMPOSTILLA	VILLABLINO	220	1	Repotenciación Línea	27	310	250	2017	X												2011
	Cantabria	Castilla y León	AGUAYO	GAROÑA	220	1	Repotenciación Línea	70	500	440	2017	X											78% en Castilla y León (longitud total 90 km)	2013
	Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	T. RENEDO	220	1	Baja cambio topología Línea	36	690	520	2017		X											2015
	Castilla y León	Castilla y León	T. MUDARRA 1	T. RENEDO	220	1	Baja cambio topología Línea	14	750	600	2017		X											2015
	Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	T. RENEDO	220	1	Baja cambio topología Línea	28	444	304	2017		X											2015
	Castilla y León	Castilla y León	RENEDO	T. MUDARRA 1	220	1	Alta E/S Línea	42	750	600	2017		X											2015
	Castilla y León	Castilla y León	PALENCIA	RENEDO	220	1	Alta E/S Línea	64	444	304	2017		X											2015
	Castilla y León	Extremadura	HINOJOSA	ALMARAZ C.N.	400	1	Repotenciación Línea	72	1600	1280	2018	X											40% en Castilla y León (longitud total 180 km)	2010
	Castilla y León	Castilla y León	ALDEADAVILA	HINOJOSA	400	1	Repotenciación Línea	22	1600	1380	2018	X												2011
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	TORDESILLAS	ARBILLERA	400	1	Alta E/S Línea	150	1730	1510	2018												TAV Sustituye a ampliación Aparecida	
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	APARECIDA	ARBILLERA	400	1	Alta E/S Línea	28	1730	1510	2018												TAV Sustituye a ampliación Aparecida	
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	APARECIDA	TORDESILLAS	400	1	Baja E/S Línea	177	1730	1510	2018												TAV Sustituye a ampliación Aparecida	
TAV-2	Galicia	Castilla y León	CONSO	ARBILLERA	220	1	Alta E/S Línea	79	540	540	2018												Mallado de 3 nudos no mallados de 400 kV	
TAV-2	Castilla y León	Castilla y León	VALPARAISO	ARBILLERA	220	1	Alta E/S Línea	17	540	540	2018												Mallado de 3 nudos no mallados de 400 kV	
TAV-2	Galicia	Castilla y León	CONSO	VALPARAISO	220	2	Baja E/S Línea	95	540	540	2018												Mallado de 3 nudos no mallados de 400 kV	
TAV-4	Castilla y León	Castilla y León	GAROÑA-BARCINA	BUNIEL	400	1	Alta E/S Línea	72	1280	950	2019													2012
TAV-4	Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	BUNIEL	400	1	Alta E/S Línea	70	1280	950	2019													2012
TAV-4	Castilla y León	Castilla y León	GAROÑA-BARCINA	GRIJOTA	400	1	Baja E/S Línea	140	1280	950	2019													2012
TC-6	Castilla y León	Castilla y León	COMPOSTILLA	HERRERA	400	1	Alta cambio topología Línea	193	1350	900	2019												Reducción Pcc Bierzo	
TC-6	Castilla y León	Castilla y León	LA LOMBA	HERRERA	400	1	Baja cambio topología Línea	197	1350	900	2019												Reducción Pcc Bierzo	
TC-6	Castilla y León	Castilla y León	COMPOSTILLA	LA LOMBA	400	1	Baja cambio topología Línea	6	1690	1380	2019												Reducción Pcc Bierzo	
TAV-5	Castilla y León	Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	HINOJOSA	400	1	Alta E/S Línea	52	1600	1280	2020													2011
TAV-5	Castilla y León	Extremadura	CIUDAD RODRIGO	ALMARAZ C.N.	400	1	Alta E/S Línea	132	1600	1280	2020													2011
TAV-5	Castilla y León	Extremadura	HINOJOSA	ALMARAZ C.N.	400	1	Baja E/S Línea	180	1600	1280	2020													2011
	Castilla y León	Cantabria	CILLAMAYOR	MATAPORQUERA	220	1	Repotenciación Línea	2	370	300	2020	X											25% en Castilla y León (longitud total 9 km)	2010
TC-3	Castilla y León	Castilla y León	LAS ARROYADAS	TORDESILLAS	220	2	Nueva Línea	26	444	304	2020												utiliza un tramo de la antigua Tordesillas-Otero 220 kV	2012

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16			
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD		
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	1	Repotenciación Línea	101	1650	1280	2015	X									59% en Castilla-La Mancha (longitud total 169 km)	2011		
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	2	Repotenciación Línea	101	1650	1280	2015	X									59% en Castilla-La Mancha (longitud total 169 km)	2011		
	Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	AYORA	CAMPANARIO	400	1	Nueva Línea	17	1950	1790	2016					X		X			Doble circuito con uno instalado. 50% en Castilla-La Mancha (longitud total 34 km)	2015		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ACECA	PICON	220	1	Repotenciación Línea	108	410	320	2016	X						X				2012		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	TORRIJOS	EBORA	220	1	Alta E/S Línea	55	450	450	2016										X	2009		
	Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ E.T.	EBORA	220	1	Alta E/S Línea	85	450	400	2016										X	2009		
	Extremadura	Castilla-La Mancha	ALMARAZ E.T.	TORRIJOS	220	1	Baja E/S Línea	136	470	400	2016										X	2009		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	VILLANUEVA DE LOS ESCUDEROS	OLMEDILLA	400	1	Repotenciación Línea	48	2000	1800	2018	X									X	2014		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	VILLANUEVA DE LOS ESCUDEROS	TRILLO	400	1	Repotenciación Línea	85	1990	1800	2018	X									X	2014		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	TRILLO	400	1	Repotenciación Línea	131	1990	1800	2018	X									X	2014		
	Castilla-La Mancha	Madrid	AÑOVER	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Repotenciación Línea	22	760	630	2018	X						X	X		75% en Castilla-La Mancha (longitud total 29 km)	2011		
	Castilla-La Mancha	Madrid	LOS PRADILLOS	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Repotenciación Línea	2 (0.5)	545	545	2018	X								X	20% en Castilla-La Mancha (longitud total 10 km)	2011		
	Andalucía	Castilla-La Mancha	ARROYO VALLE	VENTA INES	220	1	Repotenciación Línea	45	420	340	2018		X							X	68% en Castilla-La Mancha (longitud total 66 km)	2011		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ACECA	LOS PRADILLOS	220	1	Repotenciación Línea	22 (0.5)	545	545	2018	X						X	X			2011		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	BELINCHON	MINGLANILLA	400	1	Repotenciación Línea	146	1630	1310	2019	X						X				2014		
	Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	COFRENTES	MINGLANILLA	400	1	Repotenciación Línea	6	1630	1310	2019	X							X		8% en Castilla-La Mancha (longitud total 75 km)	2014		
	Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	4	1630	1310	2019	X							X		9% en Castilla-La Mancha (longitud total 41 km)	2014		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	BELINCHON	OLMEDILLA	400	1	Repotenciación Línea	101	2000	1580	2019	X							X			2014		
	Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	1	Repotenciación Línea	5	2000	1580	2019	X							X		9% en Castilla-La Mancha (longitud total 55 km)	2014		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ELCOGAS	PUERTOLLANO	220	1	Incremento capacidad	13	642	605	2019	X								X		Proyecto singular de aumento de capacidad de línea que implica cambio de conductor.	2010	
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	ELCOGAS	PUERTOLLANO	220	2	Incremento capacidad	13	642	605	2019	X								X		Proyecto singular de aumento de capacidad de línea que implica cambio de conductor	2010	
	Andalucía	Castilla-La Mancha	ANDUJAR	PUERTOLLANO	220	1	Repotenciación Línea	40	430	350	2019	X								X	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 71 km)	2011		
	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	PUERTOLLANO	VENTA INES	220	1	Repotenciación Línea	31	440	350	2019	X								X		2011		
TM-3	Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	1	Alta cambio topología Línea	26	570	350	2019										X	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2013	
TM-3	Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	2	Alta cambio topología Línea	26	570	350	2019											X	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2013
TM-3	Castilla-La Mancha	Madrid	JOSE CABRERA	LOECHES	220	1	Baja cambio topología Línea	26	570	350	2019											X	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2013
TM-3	Castilla-La Mancha	Madrid	JOSE CABRERA	LOECHES	220	2	Baja cambio topología Línea	26	570	350	2019											X	57% en Castilla-La Mancha (longitud total 46 km)	2013
TM-5	Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	HUELVES	220	1	Repotenciación Línea	26	440	360	2020	X								X	X	50% en Castilla-La Mancha (longitud total 51 km)		
TM-5	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	HUELVES	VILLARES DEL SAZ	220	1	Repotenciación Línea	44	440	360	2020	X								X	X			
TM-5	Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha	VILLARES DEL SAZ	OLMEDILLA	220	1	Repotenciación Línea	51	440	360	2020	X								X	X			
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	1	Repotenciación Línea	117	1650	1280	2020	X								X		54% en Castilla-La Mancha (longitud total 217 km)	2016-2020	
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	117	1650	1280	2020	X								X		54% en Castilla-La Mancha (longitud total 217 km)	2016-2020	

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TNE-4	Cataluña	Cataluña	CAN JARDI	CAN JARDI B	220	1	Nueva Línea	0			2014	X									Acoplamiento longitudinal de barras	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	CAN JARDI	CAN JARDI B	220	2	Nueva Línea	0			2014	X									Acoplamiento longitudinal de barras	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	MARAGALL	TRINITAT	220	2	Nuevo Cable	4 (4)	460	460	2014		X							X		2013
	Cataluña	Cataluña	GRAMANET B	BARO DE VIVER	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	454	454	2014		X			X				X		2009
TNE-4	Cataluña	Cataluña	EIXAMPLE	LA SAGRERA	220	1	Alta cambio topología Cable	4 (4)	413	413	2014				X						Bypass operable para reconectar la E/S en Maragall. Requiere 400m de cable y una posición de subestación.	2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	EIXAMPLE	MARAGALL	220	1	Baja cambio topología Cable	2 (2)	413	413	2014				X						Bypass operable para reconectar la E/S en Maragall. Requiere 400m de cable y una posición de subestación.	2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	MARAGALL	LA SAGRERA	220	1	Baja cambio topología Cable	2 (2)	415	415	2014				X						Bypass operable para reconectar la E/S en Maragall. Requiere 400m de cable y una posición de subestación.	2013
	Cataluña	Francia	SANTA LLOGAIA	FRONTERA FRANCESA			Nuevo Cable c.c.	32	2000	2000	2014					X				Enlace subterráneo en corriente continua. Enlace bipolar con tecnología VSC. Incluye convertora de corriente alterna-continua. Longitud tramo español. 49% en Cataluña (longitud total 65 km)	2014	
	Cataluña	Cataluña	RUBI	VILADECANS	400	1	Alta E/S Línea	22	1360	1010	2015		X				X			X		2014
	Cataluña	Cataluña	BEGUES	VILADECANS	400	1	Alta E/S Línea	11	1360	1010	2015		X				X			X		2014
	Cataluña	Cataluña	BEGUES	RUBI	400	1	Baja E/S Línea	32	1360	1010	2015		X				X			X		2014
	Aragón	Cataluña	ARAGON	VANDELLOS	400	1	Alta cambio topología Línea	109	1300	840	2015	X					X				Bypass operable con incremento de longitud del eje Aragón-Vandellós 1 400 kV de 400 metros. Requiere una posición de subestación.	2015
	Aragón	Cataluña	ARAGON	ASCO	400	1	Baja cambio topología Línea	71	1300	840	2015	X					X				Bypass operable con incremento de longitud del eje Aragón-Vandellós 1 400 kV de 400 metros. Requiere una posición de subestación.	2015
	Cataluña	Cataluña	ASCO	VANDELLOS	400	2	Baja cambio topología Línea	38	1300	940	2015	X					X				Bypass operable con incremento de longitud del eje Aragón-Vandellós 1 400 kV de 400 metros. Requiere una posición de subestación.	2015
	Cataluña	Cataluña	RUBI	CAN JARDI	220	1	Repotenciación Línea	1	450	390	2015		X							X		2012
TNE-4	Cataluña	Cataluña	RUBI	CAN JARDI	220	2	Repotenciación Línea	1	450	390	2015		X							X		
TNE-12	Cataluña	Cataluña	TARRAGONA	TARRAGONA I	220	1	Nuevo cable	1 (1)	360	280	2015				X		X			X	Paso a transporte de la línea existente	
TNE-12	Cataluña	Cataluña	TARRAGONA	TARRAGONA I	220	2	Nuevo cable	1 (1)	360	280	2015				X		X			X	Paso a transporte de la línea existente	
	Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	VILADECANS	220	1	Alta cambio topología Línea	8	360	260	2015									X	Se deshace conexión provisional de Nudo Viario	2011
	Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	NUDO VIARIO	220	1	Baja cambio topología Línea	5 (0.2)	360	260	2015									X	Se deshace conexión provisional de Nudo Viario	2011
	Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	VILADECANS	220	1	Baja cambio topología Línea	3 (0.2)	360	260	2015									X	Se deshace conexión provisional de Nudo Viario	2011
	Cataluña	Cataluña	BEGUES	GAVARROT	220	1	Alta E/S Línea-Cable	13 (0.5)	430	350	2015	X					X			X	Gavarrot antes TrSantBoi	2011



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Cataluña	Cataluña	SANT BOI (FECSA)	GAVARROT	220	1	Alta E/S Línea-Cable	2 (0.5)	430	350	2015	X					X			X	Gavarrot antes TrSantBoi	2011
	Cataluña	Cataluña	BEGUES	SANT BOI (FECSA)	220	1	Baja E/S Línea-Cable	12	470	350	2015	X					X			X	Gavarrot antes TrSantBoi	2011
TNE-4	Cataluña	Cataluña	VILADECANS B	PENEDES	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	27 (0.2)	430	340	2015		X								Desmallado de Viladecans 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	VILADECANS	PENEDES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	27 (0.2)	430	340	2015		X								Desmallado de Viladecans 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	CASTELLET	VILADECANS B	220	2	Alta cambio topología Línea	43	360	260	2015		X								Desmallado de Viladecans 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	CASTELLET	VILADECANS	220	2	Baja cambio topología Línea	43	360	260	2015		X								Desmallado de Viladecans 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	AENA OESTE	VILADECANS B	220	1	Alta cambio topología Cable	3 (3)	460	460	2015		X								Desmallado de Viladecans 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	AENA OESTE	VILADECANS	220	1	Baja cambio topología Cable	3 (3)	460	460	2015		X								Desmallado de Viladecans 220 kV	
	Cataluña	Cataluña	FRANQUESES	LA ROCA	220	1	Repotenciación Línea	12 (0.5)	450	390	2015			X								2008
	Cataluña	Cataluña	NUDO VIARIO	ZAL	220	1	Nuevo Cable	8 (8)	450	450	2015	X				X	X					2011
	Cataluña	Cataluña	SANTA LLOGAIA	LA FARGA	400	1	Alta E/S Línea	18	2380	2030	2016		X									2010
	Cataluña	Cataluña	BESCANO	LA FARGA	400	1	Alta E/S Línea	26	2380	2030	2016		X									2010
	Cataluña	Cataluña	BESCANO	SANTA LLOGAIA	400	2	Baja E/S Línea	42	2380	2030	2016		X									2010
	Cataluña	Cataluña	RIUDARENES	VIC	400	1	Alta E/S Línea	47	2380	2030	2016											2015
	Cataluña	Cataluña	BESCANO	RIUDARENES	400	1	Alta E/S Línea	28	2380	2030	2016											2015
	Cataluña	Cataluña	BESCANO	VIC	400	1	Baja E/S Línea	40	2380	2030	2016											2015
TNE-3	Cataluña	Cataluña	RUBI	T. CELSA	220	1	Incremento capacidad	2	480	430	2016		X							X	Proyecto singular. Cambio de conductor en tramo Viladecans-Sant Just 220 kV	2012
TNE-3	Cataluña	Cataluña	SANT JUST	T. CELSA	220	1	Incremento capacidad	10	480	430	2016		X							X	Proyecto singular. Cambio de conductor en tramo Viladecans-Sant Just 220 kV	2012
TNE-3	Cataluña	Cataluña	VILADECANS	SANT JUST	220	1	Incremento capacidad	13	480	430	2016		X								Proyecto singular. Cambio de conductor en tramo Viladecans-Sant Just 220 kV	2011
TNE-3	Cataluña	Cataluña	RUBI	VILADECANS	220	1	Incremento capacidad	24	480	430	2016		X								Proyecto singular. Cambio de conductor.	2012
	Cataluña	Cataluña	MAS FIGUERES	PALAU	220	1	Nueva Línea-Cable	18 (0.6)	360	260	2016		X									2014
	Cataluña	Cataluña	VIC	LA FARGA	220	1	Alta E/S Línea	58	480	400	2016											2014
	Cataluña	Cataluña	JUIA	LA FARGA	220	2	Alta E/S Línea	5	480	400	2016											2014
	Cataluña	Cataluña	JUIA	VIC	220	2	Baja E/S Línea	61	480	400	2016											2014
	Cataluña	Cataluña	JUIA	LA FARGA	220	1	Alta E/S Línea	5	480	400	2016											2014
	Cataluña	Cataluña	BESCANO	LA FARGA	220	1	Alta E/S Línea	21	480	400	2016											2014
	Cataluña	Cataluña	BESCANO	JUIA	220	1	Baja E/S Línea	24	480	400	2016											2014
	Aragón	Cataluña	MEQUINENZA	RIBARROJA	220	1	Repotenciación Línea	5	450	360	2016	X						X			25% en Cataluña (longitud total 20 km)	2011
	Cataluña	Cataluña	LA ROCA	VIC	220	1	Repotenciación Línea	42 (0.5)	450	380	2016			X								2010
	Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	FACULTATS	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	400	400	2016									X	Aprovecha en Collblanch posición a C.Jardí B circuito 1	2011

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN JARDI B	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (1.5)	460	350	2016									X	La línea Desvern-C. Jardí 220 kV aprovechará línea-cable Collblanch-C. Jardí B 220 kV	2010	
	Cataluña	Cataluña	TRINITAT	FACULTATS	220	1	Nuevo Cable	11 (11)	400	400	2016									X		2011	
	Cataluña	Aragón	LA POBLA	T. FORADADA	220	1	Repotenciación Línea	21	380	320	2016	X								X	37% en Cataluña (longitud total 58 km).	2010	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	PONT DE SUERT	LA POBLA	220	1	Incremento capacidad	28	720	580	2016	X								X	Proyecto singular que implica cambio de conductor a uno de alta temperatura para evacuación de bombeo	2009	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	LA POBLA	ISONA	220	1	Incremento capacidad	21	720	580	2016	X								X	Proyecto singular que implica cambio de conductor a uno de alta temperatura para evacuación de bombeo, Tramo de la actual La Pobla-Pujalt 220 kV	2015	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	PONT DE SUERT	ISONA	220	1	Incremento capacidad	47	720	580	2016	X								X	Proyecto singular que implica cambio de conductor a uno de alta temperatura para evacuación de bombeo. Tramo de la actual Pont-Anoia 220 kV	2015	
	Aragón	Cataluña	MORALETES	PONT DE SUERT	220	1	Incremento capacidad	20	693	693	2016									X	95% en Cataluña (longitud total 21 km). Proyecto singular que implica cambio de conductor de simplex a duplex para evacuación de bombeo.	2015	
	Aragón	Cataluña	MORALETES	PONT DE SUERT	220	2	Incremento capacidad	20	693	693	2016									X	95% en Cataluña (longitud total 21 km). Proyecto singular que implica cambio de conductor de simplex a duplex para evacuación de bombeo.	2015	
	Cataluña	Cataluña	PIEROLA	GRAMANET	400	1	Alta cambio topología Línea	56	1300	940	2017		X									2009	
	Cataluña	Cataluña	PIEROLA	SENTMENAT	400	2	Baja cambio topología Línea	42	1300	960	2017		X									2009	
	Cataluña	Cataluña	CANYET	SANT FOST	220	1	Alta cambio topología Línea	6	710	530	2017		X									Asociado al 400 kV de Gramanet	2009
	Cataluña	Cataluña	CANYET	SENTMENAT	220	1	Baja cambio topología Línea	21	710	530	2017		X									Asociado al 400 kV de Gramanet	2009
	Cataluña	Cataluña	PASO AEREO- SUBTERRANEO VIA FAVENCIA 1	SANT FOST	220	1	Baja cambio topología Línea	8	340	340	2017		X									Asociado al 400 kV de Gramanet	2009
	Cataluña	Cataluña	CANYET	GRAMANET B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	2 (0.3)	320	220	2017		X									Asociado al 400 kV de Gramanet. Si fuera necesario para alcanzar la CdT usar Cu 2500 mm2.	2009
	Cataluña	Cataluña	PASO AEREO- SUBTERRANEO VIA FAVENCIA 1	CODONYER	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	8	340	340	2017		X									Asociado al 400 kV de Gramanet. Si fuera necesario algún tramo de cable usar Cu 2500	2009
	Cataluña	Cataluña	CANYET	CODONYER	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14	320	240	2017		X									Asociado al 400 kV de Gramanet	2009
	Cataluña	Cataluña	BADALONA	GUIXERES	220	1	Alta E/S Cable	9 (9)	415	415	2017										X	2008	
	Cataluña	Cataluña	CANYET	GUIXERES	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	415	415	2017										X	2008	
	Cataluña	Cataluña	BADALONA	CANYET	220	1	Baja E/S Cable	6 (6)	415	415	2017										X	2008	
	Cataluña	Cataluña	BESOS NUEVO	GRAMANET A	220	3	Nuevo Cable	6 (6)	450	450	2017		X								X	2016	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	CALDEERS	ISONA	400	1	Alta E/S Línea	79	850	730	2018	X								X		2012	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	ISONA	SALLENTE	400	1	Alta E/S Línea	54	850	730	2018	X								X		2012	

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	CALDERS	SALLENTE	400	1	Baja E/S Línea	132	850	730	2018	X							X			2012	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	ISONA	SENTMENAT	400	1	Alta E/S Línea	103	840	730	2018	X							X			2012	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	ISONA	SALLENTE	400	2	Alta E/S Línea	54	840	730	2018	X							X			2012	
TNE-5	Cataluña	Cataluña	SALLENTE	SENTMENAT	400	1	Baja E/S Línea	157	840	730	2018	X							X			2012	
	Cataluña	Cataluña	CANYET	GRAMANET B	220	1	Repotenciación Línea	2 (0.2)	400	350	2018			X						X		2012	
	Cataluña	Cataluña	RIERA DE CALDES	SENTMENAT	220	1	Repotenciación Línea	12	910	780	2018			X								2012	
	Cataluña	Cataluña	BESCANO	LA FARGA	220	2	Alta cambio topología Línea	21	480	400	2018		X									2012	
	Cataluña	Cataluña	VIC	LA FARGA	220	1	Baja cambio topología Línea	58	480	400	2018		X									2012	
	Cataluña	Cataluña	BESCANO	VIC	220	1	Baja cambio topología Línea	39	480	400	2018		X									2012	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	GAVARROT	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (0.5)	360	260	2018		X									2013	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	VILADECANS	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	12	360	260	2018		X									2013	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	VILADECANS	VILADECANS B	220	1	Nueva Línea	0			2018		X								Desmallado de Viladecans 220 kV. Acoplamiento longitudinal condicionado al traslado de la L/Begues a Gavarrot 220 kV		
TNE-4	Cataluña	Cataluña	VILADECANS	VILADECANS B	220	2	Nueva Línea	0			2018		X								Desmallado de Viladecans 220 kV. Acoplamiento longitudinal condicionado al traslado de la L/Begues a Gavarrot 220 kV		
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	COLLBLANCH	220	1	Alta cambio topología Línea	22	460	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	COLLBLANCH	220	1	Baja cambio topología Línea	22	460	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	COLLBLANCH	220	2	Alta cambio topología Línea	22	460	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	COLLBLANCH	220	2	Baja cambio topología Línea	22	460	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	CASTELLBISBAL	220	1	Alta cambio topología Línea	16	460	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	CASTELLBISBAL	220	1	Baja cambio topología Línea	16	460	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	SUBIRATS	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	16 (0.4)	470	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	SUBIRATS	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	16 (0.2)	470	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	CAN JARDI	220	1	Alta cambio topología Línea	28	470	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	CAN JARDI	220	1	Baja cambio topología Línea	28	470	350	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	BEGUES B	220	1	Nueva Línea	0			2018		X									Acoplamiento longitudinal de barras. Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES	BEGUES B	220	2	Nueva Línea	0			2018		X									Acoplamiento longitudinal de barras. Desmallado de Begues 220 kV	
	Cataluña	Cataluña	PONT DE SUERT	ISONA	220	1	Alta E/S Línea	47	360	260	2018	X							X			2015	
	Cataluña	Cataluña	ANOIA	ISONA	220	1	Alta E/S Línea	88	360	260	2018	X							X			2015	
	Cataluña	Cataluña	ANOIA	PONT DE SUERT	220	1	Baja E/S Línea	133	360	260	2018	X							X			2015	
	Cataluña	Cataluña	LA POBLA	ISONA	220	1	Alta E/S Línea	21	360	260	2018	X							X			2015	

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Cataluña	Cataluña	PUJALT	ISONA	220	1	Alta E/S Línea	67	360	260	2018	X							X			2015	
	Cataluña	Cataluña	LA POBLA	PUJALT	220	1	Baja E/S Línea	84	360	260	2018	X								X		2015	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	GRAMANET B	SANTA COLOMA	220	1	Baja Línea	0			2018		X									Se deshace el enlace GIS-convencional	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	GRAMANET B	SANTA COLOMA	220	2	Baja Línea	0			2018		X									Se deshace el enlace GIS-convencional	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	SANT JUST	GRAMANET B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	13(0.2)	230	170	2018		X									Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009
TNE-4	Cataluña	Cataluña	SANT JUST	GRAMANET B	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	13(0.2)	230	170	2018		X									Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009
TNE-4	Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	SANT JUST	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	13	230	170	2018		X									Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009
TNE-4	Cataluña	Cataluña	SANTA COLOMA	SANT JUST	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	13	230	170	2018		X									Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009
TNE-4	Cataluña	Cataluña	RUBI	GRAMANET B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	20(0.2)	370	280	2018		X									Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009
TNE-4	Cataluña	Cataluña	RUBI	GRAMANET B	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	20(0.2)	370	280	2018		X									Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009
TNE-4	Cataluña	Cataluña	RUBI	SANTA COLOMA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	20	370	280	2018		X									Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009
TNE-4	Cataluña	Cataluña	RUBI	SANTA COLOMA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	20	370	280	2018		X									Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc	2009
	Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MONTBLANC	220	1	Alta cambio topología Línea	30	460	280	2018	X										Se deshace conexión provisional	2013
	Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	LA ESPLUGA	220	1	Baja cambio topología Línea	2	460	340	2018	X										Se deshace conexión provisional	2013
	Cataluña	Cataluña	JUNEDA	LA ESPLUGA	220	1	Baja cambio topología Línea	30	460	280	2018	X										Se deshace conexión provisional	2013
	Cataluña	Cataluña	MANGRANERS	LA ESPLUGA	220	1	Nueva Línea	44	860	740	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona	2013
	Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MANGRANERS	220	2	Alta cambio topología Línea	16	860	740	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona	2013
	Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MANGRANERS	220	1	Baja cambio topología Línea	16	450	280	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona	2013
	Cataluña	Cataluña	JUNEDA	PERAFORT	220	1	Alta cambio topología Línea	74	430	280	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona	2013
	Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	PERAFORT	220	1	Baja cambio topología Línea	45	450	390	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona	2013
	Cataluña	Cataluña	JUNEDA	MONTBLANC	220	1	Baja cambio topología Línea	30	460	280	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona	2013
	Cataluña	Cataluña	BEGUES	LA ESPLUGA	220	1	Nueva Línea-Cable	69 (0.3)	600	600	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona. Cable Cu 2500 mm2	2013
	Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	BEGUES	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	70 (0.1)	600	600	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona. Cable Cu 2500 mm2	2013
	Cataluña	Cataluña	MONTBLANC	LA ESPLUGA	220	2	Alta cambio topología Línea	2	860	740	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona. Cable Cu 2500 mm2	2013
	Cataluña	Cataluña	BEGUES	LA ESPLUGA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	69 (0.3)	600	600	2018	X										Tramo del DC entre Lérida y Barcelona. Cable Cu 2500 mm2	2013
	Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	PENEDES	220	1	Alta cambio topología Línea	42 (0.5)	450	340	2018	X										Penedes pasa a apoyarse de la RdT desde el nuevo eje Lérida-Barcelona pero limita la E/S.	2013
	Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	PENEDES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	42 (0.5)	450	340	2018	X										Penedes pasa a apoyarse de la RdT desde el nuevo eje Lérida-Barcelona pero limita la E/S.	2013
	Cataluña	Cataluña	VILADECANS B	PENEDES	220	1	Alta cambio topología Línea	27 (0.2)	430	340	2018	X										Penedes pasa a apoyarse de la RdT desde el nuevo eje Lérida-Barcelona pero limita la E/S.	2013
	Cataluña	Cataluña	VILADECANS B	PENEDES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	27 (0.2)	430	340	2018	X										Penedes pasa a apoyarse de la RdT desde el nuevo eje Lérida-Barcelona pero limita la E/S.	2013

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TNE-7	Cataluña	Aragón	TORRES DE SEGRE	MEQUINENZA	220	1	Incremento capacidad	25	710	600	2019	X						X	X	80% en Cataluña (longitud total 31 km). Proyecto singular cambio de torres. Puede significar nueva línea		
TNE-5	Cataluña	Cataluña	ADRALL	LLAVORSI	220	1	Repotenciación Línea	29	500	410	2019		X		X							
TNE-5	Cataluña	Cataluña	LLAVORSI	LA POBLA	220	1	Repotenciación Línea	35	500	410	2019		X		X							
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	CAN JARDI	220	1	Repotenciación Línea	28	580	510	2019		X									
TNE-7	Cataluña	Cataluña	ALBATARREC	TORRES DE SEGRE	220	1	Incremento capacidad	14	710	600	2019	X						X	X	Proyecto singular cambio de torres. Puede significar nueva línea		
TNE-7	Cataluña	Cataluña	ALBATARREC	MANGRANERS	220	1	Incremento capacidad	7	710	600	2019	X						X	X	Proyecto singular cambio de torres. Proyecto singular cambio de torres. Puede significar nueva línea		
	Cataluña	Cataluña	ZONA FRANCA	CERDÁ/BZF	220	1	Nuevo Cable	2 (2)	500	500	2019									X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2. La subestación Cerdà 220 kV podría trasladarse a BZF 220 kV.	2016-2020
	Cataluña	Cataluña	HOSPITALET	CERDÁ/BZF	220	1	Nuevo Cable	5(5)	450	450	2019									X	La subestación Cerdà 220 kV podría trasladarse a BZF 220 kV.	2013
	Cataluña	Cataluña	AEROPUERTO BARCELONA	CERDÁ/BZF	220	1	Alta cambio topología Cable	5 (5)	400	400	2019									X	Para liberar una posición en Zona Franca. La subestación Cerdà 220 kV podría trasladarse a BZF 220 kV.	
	Cataluña	Cataluña	AEROPUERTO BARCELONA	ZONA FRANCA	220	1	Baja cambio topología Cable	3 (3)	400	400	2019									X	Para liberar una posición en Zona Franca	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	RUBI	DESVERN	400	1	Alta E/S Línea	19	1360	1010	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	DESVERN	VILADECANS	400	1	Alta E/S Línea	12	1360	1010	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	RUBI	VILADECANS	400	1	Baja E/S Línea	22	1360	1010	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	DESVERN	CAN JARDI B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	11 (0.5)	460	350	2020		X							X	Línea Desvern-C.Jardí 220 kV aprovecha línea-cable Collblanch-C.Jardí B 220 kV	2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	DESVERN	FACULTATS	220	1	Alta cambio topología Cable	5 (4)	400	400	2020		X								Para alcanzar la CdT requerida se debe repotenciar el tramo aéreo entre el apoyo 22 y Finestrelles	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	FACULTATS	220	1	Baja cambio topología Cable	2 (2)	400	400	2020		X									
TNE-4	Cataluña	Cataluña	COLLBLANCH	CAN JARDI B	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (1.5)	320	240	2020		X									
TNE-4	Cataluña	Cataluña	DESVERN	COLLBLANCH	220	1	Alta E/S Línea-Cable	2 (1)	450	350	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	DESVERN	220	1	Alta E/S Línea-Cable	20 (1)	450	350	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	COLLBLANCH	220	1	Baja E/S Línea-Cable	22	460	350	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	DESVERN	COLLBLANCH	220	2	Alta E/S Línea-Cable	2 (1)	450	350	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	DESVERN	220	2	Alta E/S Línea-Cable	20 (1)	450	350	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BEGUES B	COLLBLANCH	220	2	Baja E/S Línea-Cable	22	460	350	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BADALONA	TRANSBADALONA	220	1	Nuevo Cable	1 (1)	560	560	2020			X								2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	BADALONA	TRANSBADALONA	220	2	Nuevo Cable	1 (1)	560	560	2020			X								2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	LA SAGRERA	TRANSBADALONA	220	1	Alta cambio topología Cable	4 (4)	415	415	2020			X								2013



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	PARQUE CENTRAL	220	1	Alta E/S Cable	14 (14)	450	450	2014									X		2013
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	PARQUE CENTRAL	220	1	Alta E/S Cable	6 (6)	450	450	2014									X		2013
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	BENIFERRI	220	1	Baja E/S Cable	13 (13)	520	520	2014									X		2013
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	VALLE DEL CARCER	220	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	27 (0.6)	490	490	2014									X		2014
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	GANDIA	VALLDIGNA	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	16 (0.2)	443	443	2014									X		2014
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALLE DEL CARCER	GANDIA	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	41 (4.9)	443	443	2014									X		2014
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	VALLE DEL CARCER	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	26 (4.7)	443	443	2014									X		2014
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BERNAT	BENICULL	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	9 (0.3)	462	462	2015									X		2012
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BERNAT	BENICULL	220	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	9 (0.3)	462	462	2015									X		2012
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BERNAT	VALLDIGNA	220	1	Alta cambio tensión Línea	19	529	367	2015									X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	GODELLETA	400	1	Repotenciación Línea	18	1950	1600	2016	X					X		X	X		2012
	Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	AYORA	CAMPANARIO	400	1	Nueva Línea	17	1950	1790	2016	X				X		X			Doble circuito con uno instalado. 50% en Comunidad Valenciana (longitud total 34 km)	2015
	Aragón	Comunidad Valenciana	MEZQUITA	MORELLA	400	1	Nueva Línea	14	1950	1800	2016	X					X	X			16% en Comunidad Valenciana (longitud total 90 km)	2016
	Aragón	Comunidad Valenciana	MEZQUITA	MORELLA	400	2	Nueva Línea	14	1950	1800	2016	X					X	X			16% en Comunidad Valenciana (longitud total 90 km)	2016
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	AYORA	COFRENTES	400	2	Nueva Línea	20	1250	1100	2016	X					X				Doble circuito con uno instalado	2016
	Aragón	Comunidad Valenciana	MUDEJAR	MORELLA	400	1	Nueva Línea	14	1950	1800	2016	X					X	X			23% en Aragón (longitud total 61 km)	2016
	Aragón	Comunidad Valenciana	MUDEJAR	MORELLA	400	2	Nueva Línea	14	1950	1800	2016	X					X	X			23% en Aragón (longitud total 61 km)	2016
TL-1	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	TORREMENDO	400	1	Alta E/S Línea	26	1610	1290	2016				X					X		2016
TL-1	Murcia	Comunidad Valenciana	NUEVA ESCOMBRERAS	TORREMENDO	400	1	Alta E/S Línea	41	1610	1290	2016				X					X		2016
TL-1	Murcia	Comunidad Valenciana	NUEVA ESCOMBRERAS	ROCAMORA	400	1	Baja E/S Línea	66	1610	1290	2016				X					X		2016
TL-1	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS NORTE	TORREMENDO NORTE	220	1	Nueva Línea-Cable	14 (0.1)	700	700	2016				X					X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2 esmaltado	2016
TL-1	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	TORREMENDO SUR	220	2	Nueva Línea-Cable	14 (0.1)	700	700	2016				X					X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2 esmaltado	2016
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	AQUA	PARQUE CENTRAL	220	1	Alta E/S Cable	10 (10)	450	450	2016									X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	AQUA	220	1	Alta E/S Cable	4 (4)	450	450	2016									X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	PARQUE CENTRAL	220	1	Baja E/S Cable	14 (14)	450	450	2016									X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	28	980	910	2017	X					X			X		2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	REQUENA	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	43	980	910	2017	X					X			X		2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	REQUENA	400	1	Baja E/S Línea	51	980	910	2017	X					X			X		2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	COFRENTES	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	65	1250	880	2017	X					X			X		2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	GODELLETA	400	1	Alta E/S Línea	25	1250	880	2017	X					X			X		2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	COFRENTES	LA ELIANA	400	1	Baja E/S Línea	86	1250	880	2017	X					X			X		2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORRENTE	GODELLETA	220	1	Alta E/S Línea	25	580	520	2017	X								X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2012

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	GODELLETA	220	1	Alta E/S Línea	27	580	520	2017	X							X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2012	
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	TORRENTE	220	1	Baja E/S Línea	38	580	520	2017	X							X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2012	
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	TORREVIEJA	220	1	Nueva Línea-Cable	13 (7)	450	450	2016								X		2016	
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	TORREVIEJA	220	2	Nueva Línea-Cable	13 (7)	450	450	2016								X		2016	
TL-6	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	COFRENTES	GODELLETA	400	1	Repotenciación Línea	63	1750	1500	2018	X					X	X				
TL-6	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CATADAU	TORRENTE	400	1	Repotenciación Línea	28	1750	1500	2018	X					X	X				
TL-6	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	GODELLETA	LA ELIANA	400	1	Repotenciación Línea	25	1750	1500	2018	X					X	X				
TL-6	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	TORRENTE	LA ELIANA	400	1	Repotenciación Línea	28	1750	1500	2018	X					X	X				
TL-2	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	MORELLA	400	2	Nueva Línea	78	1950	1800	2018	X					X	X			2011	
TL-2	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	MORELLA	400	3	Nueva Línea	78	1950	1800	2018	X					X	X			2011	
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	CASTALLA	NOVELDA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	28 (3.3)	460	410	2018								X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2016	
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	CASTALLA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	21 (2.3)	460	410	2018								X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2016	
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	NOVELDA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	41 (1)	460	410	2018								X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2016	
TL-3	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	FUENTE SAN LUIS	TORRENTE	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	10 (1)	540	446	2018								X	mantener a 132 kV hasta la PES de Aqua 220/132 kV. Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2007	
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENIFERRI	LA ELIANA B	220	1	Nuevo Cable	16 (16)	500	500	2018								X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2 esmaltado	2013	
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	FERIA MUESTRAS	220	1	Nueva Línea-Cable	13 (2.2)	570	530	2018									X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	FERIA MUESTRAS	220	1	Baja Línea-Cable	12 (1.9)	570	530	2018									X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	LA ELIANA B	220	1	Nuevo Cable	0.1 (0.1)	600	600	2018									X	Conexión longitudinal (fluoducto o Cu 2.500)	2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	LA ELIANA B	220	2	Nuevo Cable	0.1 (0.1)	600	600	2018									X	Conexión longitudinal (fluoducto o Cu 2.500)	2015
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	EL SERRALLO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (2)	409	320	2018									X		2010
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL INGENIO	EL SERRALLO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (2)	409	320	2018									X		2010
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL INGENIO	LA PLANA	220	1	Baja E/S Línea	8	460	320	2018									X		2010
	Comunidad Valenciana	Castilla-La Mancha	COFRENTES	MINGLANILLA	400	1	Repotenciación Línea	69	1630	1310	2019	X						X		92% en Comunidad Valenciana (longitud total 75 km)		2014
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALADAS	TORRELLANO	220	1	Nueva Línea	1	850	730	2019								X			2010
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SALADAS	TORRELLANO	220	2	Nueva Línea	1	850	730	2019								X			2010
TL-4	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	TORRELLANO	220	1	Alta cambio topología Línea	14	506	506	2019									X		2010
TL-4	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	EL PALMERAL	SALADAS	220	1	Baja cambio topología Línea	14	506	506	2019									X		2010
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	ELDA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	22 (3)	460	410	2019									X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	ELDA	PETREL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	22 (3)	460	410	2019									X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	PETREL	220	1	Baja E/S Línea-Cable	34	460	410	2019									X	Tramo soterrado con Cu 2.500 mm2	2011
TL-1	Comunidad Valenciana	Murcia	CAMPOAMOR	FAUSITA	220	1	Alta E/S Línea	60 (0.5)	550	490	2020								X		2013	
TL-1	Murcia	Comunidad Valenciana	BALSICAS	CAMPOAMOR	220	1	Alta E/S Línea	23	662	490	2020								X		2013	



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
TL-1	Murcia	Murcia	FAUSITA	BALSICAS	220	1	Baja E/S Línea	31 (0.5)	550	490	2020			X					X		2013
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SANTA POLA	TORRELLANO	220	1	Nueva Línea-Cable	14 (6)	450	450	2020								X		2010
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SANTA POLA	TORRELLANO	220	2	Nueva Línea-Cable	14 (6)	450	450	2020								X		2010
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	ASSEGADOR	220	2	Repotenciación Línea	9 (0.2)	500	500	2020								X		
TL-5	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	RAMBLETA	ASSEGADOR	220	1	Alta cambio tensión Línea	13	650	510	2020			X					X		2011
TL-5	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAGUNTO	RAMBLETA	220	1	Alta cambio tensión Línea-Cable	19 (2)	500	500	2020			X					X		2011
TL-5	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALL D'UXO	RAMBLETA	220	1	Alta E/S Línea	8	500	500	2020			X					X		2011
TL-5	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAGUNTO	VALL D'UXO	220	2	Alta E/S Línea	16 (2)	500	500	2020			X					X		2011
TL-5	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SAGUNTO	RAMBLETA	220	1	Baja E/S Línea	19 (2)	500	500	2020			X					X		2011
TL-5	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	ASSEGADOR	220	1	Nueva Línea-Cable	9 (0.2)	500	500	2020			X					X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	SANCHO LLOP	GANDIA	220	1	Alta E/S Cable	3 (3)	460	460	2020								X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	SANCHO LLOP	220	1	Alta E/S Cable	19 (3)	460	460	2020								X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	GANDIA	VALLDIGNA	220	1	Baja E/S Cable	16 (0.2)	490	490	2020								X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BECHI	ASSEGADOR	220	1	Alta E/S Línea-Cable	12 (0.2)	500	440	2020								X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	LA PLANA	ASSEGADOR	220	2	Alta E/S Línea-Cable	9 (0.2)	500	440	2020								X		2011
	Comunidad Valenciana	Comunidad Valenciana	BECHI	LA PLANA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	18	540	440	2020								X		2011

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Extremadura	Andalucía	BROVALES	GUILLENA	400	1	Nueva Línea	79	2320	1900	2014	X					X				66% en Extremadura (longitud total 123 km)	2011	
	Extremadura	Andalucía	BROVALES	GUILLENA	400	2	Nueva Línea	79	2080	1810	2014	X					X				66% en Extremadura (longitud total 123 km)	2011	
	Extremadura	Extremadura	PLASENCIA	T. GUIJO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	38 (2)	368	234	2014									X		2009	
	Extremadura	Extremadura	ALMARAZ E.T.	PLASENCIA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	50 (2)	343	234	2014									X		2009	
	Extremadura	Extremadura	ALMARAZ E.T.	T. GUIJO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	58	370	234	2014									X		2009	
	Extremadura	Extremadura	ALMARAZ E.T.	PLASENCIA	220	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	46 (2)	365	365	2014									X		2010	
	Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	MERIDA	220	1	Nueva Línea	23	860	700	2014		X							X		2011	
	Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	MERIDA	220	2	Nueva Línea	23	860	700	2014		X							X		2011	
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	1	Repotenciación Línea	41	1650	1280	2015	X					X				24% en Extremadura (longitud total 169 km)	2011	
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	VILLAVICIOSA DE ODON	400	2	Repotenciación Línea	41	1650	1280	2015	X					X				24% en Extremadura (longitud total 169 km)	2011	
	Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	VALDECABALLEROS	400	1	Repotenciación Línea	102	1650	1280	2016	X										2009	
	Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	VALDECABALLEROS	400	2	Repotenciación Línea	102	1650	1280	2016	X										2009	
TAV-14	Extremadura	Extremadura	SAN SERVAN	CARMONITA	400	1	Alta E/S Línea	77	1700	1470	2020						X					2011	
TAV-14	Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	CARMONITA	400	1	Alta E/S Línea	67	1700	1470	2020						X					2011	
TAV-14	Extremadura	Extremadura	ALMARAZ C.N.	SAN SERVAN	400	1	Baja E/S Línea	143	1700	1470	2020						X					2011	
TAV-14	Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	CAÑAVERAL	400	1	Alta E/S Línea	78	1740	1420	2020						X					2011	
TAV-14	Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA DE ORIOL	CAÑAVERAL	400	1	Alta E/S Línea	43	1740	1420	2020						X					2011	
TAV-14	Extremadura	Extremadura	ARAÑUELO	JOSE MARIA DE ORIOL	400	1	Baja E/S Línea	120	1740	1420	2020						X					2011	
	Castilla y León	Extremadura	ALDEADAVILA	ARAÑUELO	400	1	Repotenciación Línea	106	1650	1280	2017	X									52% en Extremadura (longitud total 203 km)	2009	
TC-1	Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	LOS ARENALES	220	1	Nueva Línea	56	860	730	2017	X				X					X	Doble circuito con uno instalado	2011
TC-1	Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	CACERES	220	1	Alta cambio topología Línea	68	430	350	2017	X									X	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV	
TC-1	Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL	CACERES	220	1	Baja cambio topología Línea	68	430	350	2017	X									X	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV	
TC-1	Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	220	1	Nueva Línea	0,1	860	730	2017	X									X	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV	
TC-1	Extremadura	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	220	2	Nueva Línea	0,1	860	730	2017	X									X	Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV	
	Castilla y León	Extremadura	HINOJOSA	ALMARAZ C.N.	400	1	Repotenciación Línea	108	1600	1280	2018	X										60% en Extremadura (longitud total 180 km)	2010
	Extremadura	Extremadura	CACERES	LOS ARENALES	220	1	Nueva Línea-Cable	16 (3.5)	374	374	2018	X									X		2011
	Extremadura	Extremadura	TRUJILLO	LOS ARENALES	220	1	Nueva Línea-Cable	59 (6.5)	450	450	2018	X				X					X		2012
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	1	Repotenciación Línea	50	1650	1280	2020	X					X					23% en Extremadura (longitud total 217 km)	2016-2020
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	50	1650	1280	2020	X					X					23% en Extremadura (longitud total 217 km)	2016-2020
TC-2	Extremadura	Extremadura	ALMARAZ CN	ALMARAZ ET	220	2	Nueva Línea	4	860	730	2020	X									X		





REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	La Rioja	La Rioja	QUEL	EL SEQUERO	220	1	Repotenciación Línea	29	440	370	2014	X						X		X		2009
	La Rioja	La Rioja	LOGROÑO	EL SEQUERO	220	1	Repotenciación Línea	28	440	370	2014	X						X		X		2009
	Navarra	La Rioja	LA SERNA	QUEL	220	1	Repotenciación Línea	26	430	360	2016	X						X		X	70% en La Rioja (longitud total 37 km)	2009



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Madrid	Castilla-La Mancha	TORREJON DE VELASCO B	TORRIJOS	220	1	Alta E/S Línea	58	350	320	2016		X						X		2013
	Castilla-La Mancha	Madrid	AÑOVER	PINTO AYUDEN	220	1	Baja E/S Línea	37	470	320	2016		X						X		2013
	Castilla-La Mancha	Madrid	TALAVERA	VILLAVERDE BAJO	220	1	Baja E/S Línea	134 (0.5)	590	480	2016		X						X		2013
	Castilla-La Mancha	Madrid	TORRIJOS	PARLA	220	1	Baja E/S Línea	65 (1)	350	320	2016		X						X		2013
	Castilla-La Mancha	Madrid	LOS PRADILLOS	PINTO	220	1	Baja E/S Línea	17 (0.5)	500	480	2016		X						X		2013
	Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO A	TORREJON DE VELASCO B	220	1	Nueva Línea	0			2016		X						X	Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología AIS	2013
	Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO A	TORREJON DE VELASCO B	220	2	Nueva Línea	0			2016		X						X	Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología AIS	2013
	Madrid	Madrid	TORREJON DE VELASCO A	PINTO AYUDEN	220	1	Repotenciación Línea	9.5 (0.5)	730	560	2017	X							X		2015
	Madrid	Madrid	EL HORNILLO	PINTO AYUDEN	220	1	Repotenciación Línea	2	730	560	2017	X							X		2015
TM-5	Madrid	Madrid	LEGANES	C.FREGACEDOS	220	1	Repotenciación Línea	4 (3)	360	360	2017	X							X		
TM-5	Madrid	Madrid	COSLADA	VILLAVERDE BAJO	220	1	Repotenciación Línea	15 (6)	315	315	2017	X							X		
TM-1	Madrid	Madrid	AENA	CAMPO DE LAS NACIONES	220	1	Nuevo Cable	8 (8)	450	450	2017		X								2010
TM-1	Madrid	Madrid	CUEVAS DE ALMANZORA	HORTALEZA	220	1	Nuevo Cable	1 (1)	450	450	2017		X							De C. Almazora parte un nuevo doble circuito siendo C. Almazora- Hortaleza uno de los dos circuitos	2011
TM-1	Madrid	Madrid	CUEVAS DE ALMANZORA	AZCA	220	1	Alta cambio topología Cable	6 (6)	450	450	2017		X							De C. Almazora parte un nuevo doble circuito siendo el primer tramo de C. Almazora-Azca uno de los dos circuitos	2011
TM-1	Madrid	Madrid	HORTALEZA	AZCA	220	1	Baja cambio topología Cable	5.2 (5.2)	534	534	2017		X								
TM-1	Madrid	Madrid	AENA	CUEVAS DE ALMANZORA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (5.5)	380	380	2017		X								2011
TM-1	Madrid	Madrid	AENA	PASO CABLE EN HORTALEZA-AENA 220	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	7 (5.1)	380	380	2017		X								2011
TM-1	Madrid	Madrid	HORTALEZA	PASO CABLE EN HORTALEZA-AENA 220	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1.3 (1.3)	240	240	2017		X								2011
TM-1	Madrid	Madrid	CUEVAS DE ALMANZORA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	14 (5.2)	357	357	2017		X								2011
TM-1	Madrid	Madrid	HORTALEZA	PASO CABLE EN HORTALEZA-SS.REYES 220	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1.3 (1.3)	240	240	2017		X								2011
TM-1	Madrid	Madrid	PASO CABLE EN HORTALEZA-SS.REYES 220	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (5.2)	357	357	2017		X								2011
TM-3	Madrid	Madrid	SAN FERNANDO	MORATA	400	1	Baja cambio topología de línea	13	1720	1380	2018			X							
TM-3	Madrid	Madrid	MORALEJA	MORATA	400	1	Baja cambio topología de línea	37	1270	780	2018			X							
TM-3	Madrid	Madrid	SAN FERNANDO	MORALEJA	400	1	Alta cambio topología de línea	50	1270	780	2018			X							
TM-4	Madrid	Madrid	ESTACION TERMINAL MORATA 1	SAN FERNANDO	400	1	Alta E/S Línea	11	1720	1380	2018			X				X	X		2016-2020
TM-4	Madrid	Madrid	MORATA	SAN FERNANDO	400	1	Alta E/S Línea	13	1720	1380	2018			X				X	X		2016-2020
TM-4	Madrid	Madrid	ESTACION TERMINAL MORATA 1	MORATA	400	1	Baja E/S Línea	23	1720	1380	2018			X				X	X		2016-2020
TM-5	Madrid	Madrid	FORTUNA	MORALEJA	220	1	Repotenciación Línea	12 (3)	360	360	2018	X							X		
TM-5	Madrid	Madrid	FORTUNA	LEGANES	220	1	Repotenciación Línea	4	490	400	2018	X							X		

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Castilla-La Mancha	Madrid	AÑOVER	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Repotenciación Línea	7	760	630	2018	X					X	X			25% en Madrid (longitud total 29 km)	2011
TM-5	Madrid	Madrid	AENA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Repotenciación Línea	7 (0.5)	540	540	2018	X								X		
TM-5	Madrid	Madrid	AENA	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	2	Repotenciación Línea	8 (1)	575	575	2018	X								X		
	Castilla-La Mancha	Madrid	LOS PRADILLOS	TORREJON DE VELASCO A	220	1	Repotenciación Línea	8 (0.5)	545	545	2018	X						X		X	80% en Madrid (longitud total 10 km)	2011
	Madrid	Madrid	EL HORNILLO	VILLAVERDE BAJO	220	1	Repotenciación Línea	9 (0.5)	415	415	2018	X								X		2015
TM-2	Madrid	Madrid	LEGANES	VILLAVERDE BAJO B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 (4)	410	320	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	LEGANES	LUCERO	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	11 (1)	380	280	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	LEGANES	T. LEGANES	220	1	Baja cambio topología Línea	0,10	410	320	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	T. LEGANES	VILLAVERDE BAJO B	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	12 (4)	410	320	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	T. LEGANES	LUCERO	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	11 (1)	380	280	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	GETAFE	RETAMAR	220	1	Alta cambio topología Línea	4	380	280	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	RETAMAR	PRADO SANTO DOMINGO	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	13 (2)	380	280	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	T. RETAMAR	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (1.7)	380	280	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	GETAFE	T. RETAMAR	220	1	Baja cambio topología Línea	4	380	280	2018		X							X		
TM-2	Madrid	Madrid	RETAMAR	T. RETAMAR	220	1	Baja cambio topología Línea	0,40	380	280	2018		X							X		
TM-1	Madrid	Madrid	COSLADA	LOECHES	220	1	Incremento capacidad	15 ( 2.5)	440	360	2018		X							X	Proyecto singular: repotenciación tramo aéreo y cable adicional a la llegada de Coslada 2x1,5 km	2013
TM-1	Madrid	Madrid	COSLADA	LOECHES	220	2	Incremento capacidad	15 ( 2.5)	440	360	2018		X							X	Proyecto singular: repotenciación tramo aéreo y cable adicional a la llegada de Coslada 2x1,5 km	2013
TM-4	Madrid	Madrid	ALGETE	SAN FERNANDO	220	1	Alta E/S Cable	22.8 (11)	450	446	2018			X							Cu 2500 mm2	2013
TM-4	Madrid	Madrid	ARDOZ	SAN FERNANDO	220	1	Alta E/S Cable	3.5 (3.5)	450	446	2018			X							Cu 2500 mm2	2013
TM-4	Madrid	Madrid	ALGETE	ARDOZ	220	1	Baja E/S Cable	24 (12.2)	450	446	2018			X								2013
TM-3	Madrid	Madrid	MAJADAHONDA	VILLAVICIOSA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	14 (2)	380	280	2018			X								
TM-3	Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	VILLAVICIOSA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 (3)	380	280	2018			X								
TM-3	Madrid	Madrid	MAJADAHONDA	VILLAVICIOSA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (2)	380	280	2018			X								
TM-3	Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	VILLAVICIOSA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	7 (3)	380	280	2018			X								
TM-3	Madrid	Madrid	BOADILLA	VILLAVICIOSA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	9 (1)	380	280	2018			X								
TM-3	Madrid	Madrid	BOADILLA	VILLAVICIOSA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	9 (1)	380	280	2018			X								
TM-3	Madrid	Madrid	VILLAVICIOSA	VILLAVICIOSA B	220	1	Nueva Línea	0			2018			X							Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS.	
TM-3	Madrid	Madrid	VILLAVICIOSA	VILLAVICIOSA B	220	2	Nueva Línea	0			2018			X							Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS.	
TM-3	Madrid	Madrid	GETAFE	COSLADA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	19 (6)	315	190	2018			X								
TM-3	Madrid	Madrid	LOECHES	COSLADA B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	15 ( 4)	440	360	2018			X								
TM-3	Madrid	Madrid	GETAFE	COSLADA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	19 (6)	315	190	2018			X								



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TM-3	Madrid	Madrid	LOECHES	COSLADA	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	15 ( 4)	440	360	2018			X									
TM-3	Madrid	Madrid	COSLADA	COSLADA B	220	1	Nueva Línea	0			2018			X								Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología AIS.	
TM-3	Madrid	Madrid	COSLADA	COSLADA B	220	2	Nueva Línea	0			2018			X								Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología AIS.	
TM-5	Madrid	Madrid	COSLADA B	GETAFE	220	1	Repotenciación Línea	19 (6.5)	315	315	2018	X									X		
	Madrid	Madrid	CISNEROS	ANCHUELO	220	1	Nueva Línea-Cable	12 ( 6)	412	412	2018										X	El cable es de Cu 2500 mm2	2013
	Madrid	Madrid	CISNEROS	ANCHUELO	220	2	Nueva Línea-Cable	12 ( 6)	412	412	2018										X	El cable es de Cu 2500 mm2	2013
	Madrid	Madrid	ALCALA II	CISNEROS	220	1	Alta E/S Cable	5 ( 5)	412	412	2018										X	El cable es de Cu 2500 mm2	2016-2020
	Madrid	Madrid	ALCALA II	ANCHUELO	220	1	Alta E/S Cable	7 ( 1)	572	572	2018										X	El cable es de Cu 2500 mm2	2016-2020
	Madrid	Madrid	CISNEROS	ANCHUELO	220	1	Baja E/S Cable	12 ( 6)	412	412	2018										X	El cable es de Cu 2500 mm2	2016-2020
	Madrid	Madrid	ARROYO DE LA VEGA	CISNEROS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	31.1 (3.4)	441	410	2018										X		
	Madrid	Madrid	CISNEROS	MECO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (2.4)	441	410	2018										X		
	Madrid	Madrid	ARROYO DE LA VEGA	MECO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	28 ( 1)	480	410	2018										X		
TM-1	Madrid	Madrid	CANILLEJAS	COSLADA	220	1	Incremento capacidad	5 ( 3.3)	410	410	2019		X								X	Proyecto singular: repotenciación tramo aéreo y dos tramos de cable adicional 2x0,6 km y 2x2,7 km.	2012
TM-1	Madrid	Madrid	CANILLEJAS	COSLADA	220	2	Incremento capacidad	5 ( 3.3)	410	410	2019		X								X	Proyecto singular: repotenciación tramo aéreo y dos tramos de cable adicional 2x0,6 km y 2x2,7 km.	2012
	Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	1	Repotenciación Línea	50	2000	1580	2019	X					X					91% en Madrid (longitud total 55 km)	2014
	Castilla-La Mancha	Madrid	BELINCHON	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	37	1630	1310	2019	X					X					91% en Madrid (longitud total 41 km)	2014
TM-5	Madrid	Madrid	PRADO SANTO DOMINGO	VILLAVICIOSA B	220	1	Repotenciación Línea	6.8 (3.7)	440	360	2019	X											
TM-5	Madrid	Madrid	ARGANDA	LOECHES B	220	1	Repotenciación Línea	10.8 (3)	440	440	2019	X											
TM-3	Madrid	Madrid	ARGANDA	LOECHES B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	11 ( 3)	440	350	2019			X									2013
TM-3	Madrid	Madrid	COSLADA B	LOECHES B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	15 ( 4)	440	360	2019			X									2013
TM-3	Madrid	Madrid	ARGANDA	LOECHES	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	11 ( 3)	440	350	2019			X									2013
TM-3	Madrid	Madrid	LOECHES	COSLADA B	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	15 ( 4)	440	360	2019			X									2013
TM-3	Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	1	Alta cambio topología Línea	20	570	350	2019			X								43% en Madrid (longitud total 46 km)	2013
TM-3	Madrid	Castilla-La Mancha	LOECHES B	JOSE CABRERA	220	2	Alta cambio topología Línea	20	570	350	2019			X								43% en Madrid (longitud total 46 km)	2013
TM-3	Castilla-La Mancha	Madrid	JOSE CABRERA	LOECHES	220	1	Baja cambio topología Línea	20	570	350	2019			X								43% en Madrid (longitud total 46 km)	2013
TM-3	Castilla-La Mancha	Madrid	JOSE CABRERA	LOECHES	220	2	Baja cambio topología Línea	20	570	350	2019			X								43% en Madrid (longitud total 46 km)	2013
TM-3	Madrid	Madrid	LOECHES	LOECHES B	220	1	Nueva Línea	0			2019			X								Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS.	2013
TM-3	Madrid	Madrid	LOECHES	LOECHES B	220	2	Nueva Línea	0			2019			X								Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS	2013
TM-3	Madrid	Madrid	LOECHES	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	400	2	Alta cambio tensión Línea-Cable	22 ( 5)	1490	1490	2020			X									2013
TM-3	Madrid	Madrid	LOECHES	PUENTE SAN FERNANDO	220	1	Baja cambio tensión Línea-Cable	11	540	540	2020			X									2013

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16				
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD			
TM-3	Madrid	Madrid	PUENTE SAN FERNANDO	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	220	1	Baja cambio tensión Línea-Cable	18 (5)	590	500	2020			X										2013	
TM-3	Madrid	Madrid	SAN FERNANDO	PUENTE SAN FERNANDO	220	1	Nuevo Cable	1 (1)	440	440	2020			X							X			2013	
TM-3	Madrid	Madrid	SAN FERNANDO	PUENTE SAN FERNANDO	220	2	Nuevo Cable	1 (1)	440	440	2020			X							X				
TM-5	Madrid	Castilla-La Mancha	MORATA	HUELVES	220	1	Repotenciación Línea	26	440	360	2020	X							X		X			50% en Madrid (longitud total 51 km)	
TM-5	Madrid	Madrid	LUCERO	VILLAVICIOSA	220	1	Repotenciación Línea	2.1 (0.3)	440	360	2020	X													
	Madrid	Madrid	VALLE DEL ARCIPRESTE	MIRASIERRA	220	1	Alta cambio topología Cable	24 (0.5)	440	360	2020			X										2008	
	Madrid	Madrid	GALAPAGAR	V. BATÁN	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	37 (0.5)	480	280	2020			X										2008	
	Madrid	Madrid	MIRASIERRA	V. BATÁN	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	34 (0.5)	480	280	2020			X										2008	
	Madrid	Madrid	VALLE DEL ARCIPRESTE	GALAPAGAR	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	27 (0.5)	440	300	2020			X										2008	
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	1	Repotenciación Línea	50	1650	1280	2020	X						X						23% en Madrid (longitud total 217 km)	2016-2020
	Extremadura	Madrid	ALMARAZ C.N.	MORATA	400	2	Repotenciación Línea	50	1650	1280	2020	X						X						23% en Madrid (longitud total 217 km)	2016-2020

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Murcia	Murcia	MURCIA	EL PALMAR	220	1	Nuevo Cable	8 (8)	421	421	2016									X		2011
	Murcia	Murcia	MURCIA	EL PALMAR	220	2	Nuevo Cable	8 (8)	421	421	2016									X		2011

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Navarra	Navarra	CORDOVILLA	ORCOYEN	220	2	Repotenciación Línea	11	440	380	2015	X							X		2011
	Navarra	Navarra	CORDOVILLA	MURUARTE	220	1	Repotenciación Línea	20	440	380	2015	X							X		2012
	Navarra	Navarra	LA SERNA	OLITE	220	1	Repotenciación Línea	37	630	560	2015	X					X				2007
	Navarra	Navarra	OLITE	TAFALLA	220	1	Repotenciación Línea	9	630	560	2015	X					X				2007
	Navarra	Navarra	ORCOYEN	TAFALLA	220	1	Repotenciación Línea	37	650	560	2015	X					X				2007
	Navarra	La Rioja	LA SERNA	QUEL	220	1	Repotenciación Línea	11	430	360	2016	X					X		X	30% en Navarra (longitud total 37 km)	2009
	País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	1	Repotenciación Línea	37	480	410	2017	X					X			64% en Navarra (longitud total 58 km)	2010
	País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	2	Repotenciación Línea	48	500	430	2017	X					X			76% en Navarra (longitud total 63 km)	2010
	Navarra	Navarra	ORCOYEN	MURUARTE	220	1	Repotenciación Línea	21	440	380	2018	X							X		2012
	Navarra	Aragón	TUDELA	MAGALLON (BARRA 2)	220	1	Repotenciación Línea	20	410	330	2019	X							X	65% en Navarra (longitud total 31 km)	2014
TNE-2	Navarra	País Vasco	ORCOYEN	HERNANI	220	1	Alta cambio topología Línea	37	470	410	2020	X					X		X	39% en Navarra (longitud total 95 km). Bypass operable	
TNE-2	País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	1	Baja cambio topología Línea	37	480	410	2020	X					X		X	64% en Navarra (longitud total 58 km). Bypass operable	



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	Capacidad de transporte		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16					
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD				
TNE-2	Navarra	Navarra	CASTEJON	MURUARTE	400	1	Baja E/S Línea	60	1970	1840	2020	X						X							2012	
TN-7	País Vasco	País Vasco	GÜEÑES	ICHASO	400	1	Nueva Línea	74	1970	1860	2020	X				X									2012	
TN-7	País Vasco	País Vasco	ABANTO	ICHASO	400	1	Nueva Línea	95	1970	1860	2020	X				X									2012	
TN-7	País Vasco	País Vasco	ABANTO	GÜEÑES	400	1	Baja Línea	25	1970	1860	2020	X				X									2012	
TNE-2	Navarra	País Vasco	ORCOYEN	HERNANI	220	1	Alta cambio topología Línea	58	470	410	2020	X						X							61% en País Vasco (longitud total 95km). Bypass operable Requiere 400m de cable y una posición de subestación.	
TNE-2	País Vasco	País Vasco	HERNANI	ICHASO	220	2	Baja cambio topología Línea	38	470	440	2020	X						X							Bypass operable	
TNE-2	País Vasco	Navarra	ICHASO	ORCOYEN	220	1	Baja cambio topología Línea	21	470	410	2020	X						X							36% en País Vasco (longitud total 58 km). Bypass operable	

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Andalucía	ARCHIDONA	Ampliación subestación	400	C	2014					X				DEA_049_04	2011
	Andalucía	ILLORA	Ampliación subestación	220	C	2014					X				DEA_099_07	2010
	Andalucía	PUEBLA DE GUZMAN	Ampliación subestación	220	C	2014						X			Evacuación definitiva para GEE_584_06	2011
	Andalucía	CAÑUELO	Nueva subestación	220	C	2015								X	Anteriormente denominado Marismas y Guadacorte. DED_483_08. Condicionado a CTA	2009
	Andalucía	CRISTOBAL COLON	Adecuación a P.O.	220	B	2015			X			X		X	Paso a configuración de doble barra en tecnología GIS	2008
	Andalucía	CAÑUELO	Ampliación subestación	220	C	2015								X	Condicionado a Acceso y CTA	2010
	Andalucía	BERJA	Nueva subestación	220	C	2016								X	DED_317_09. Condicionado a CTA	2011
TS-4	Andalucía	GUILLENA B	Nueva subestación	220	B	2017			X						Binudo: Incluye dos tramos de cable de 220 kV que totalizan 0,6 km y diversas adecuaciones para la reconexión de posiciones de salida (Carmona y AT1)	2012
TS-4	Andalucía	GUILLENA B	Ampliación subestación	220	B	2017			X						Acoplamiento transversal	
	Andalucía	NUEVA PARRALEJO	Nueva subestación	220	C	2017		X							Posible aprovechamiento de SE existente	2016
	Andalucía	NUEVA PARRALEJO	Ampliación subestación	220	C	2017						X			Evacuación definitiva para GEE_463_04	2016
	Andalucía	NUEVA PARRALEJO	Ampliación subestación	220	C	2017								X	DED_276_08 condicionado. Condicionado a CTA	2016
	Andalucía	SANTA ELVIRA	Nueva subestación	220	B	2018								X	DED_300_08 condicionado. Condicionado a CTA	2009
	Andalucía	BENAHAVIS	Nueva subestación	220	B	2018								X	Anteriormente Guadaiza. DED_272_05. Condicionado a CTA	2011
	Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Adecuación a P.O.	220	B	2018								X		2013
	Andalucía	CRISTOBAL COLON	Ampliación subestación	220	B	2018						X		X	DEA_168_12, GRE_154_12 condicionado. Condicionado a CTA. Comparten la misma posición	2016
	Andalucía	ALMODOVAR DEL RIO	Ampliación subestación	220	C	2018							X		GRE_184_12. Generación hidráulica de bombeo. Condicionado a CTA	
TAV-12	Andalucía	MOLLINA	Nueva subestación	400	C	2019					X				DEA_157_10. Condicionado a CTA	
	Andalucía	DON RODRIGO	Ampliación subestación	400	C	2019						X			GEN_218_09, GRE_190_12	2011
	Andalucía	CASILLAS (NUEVO PARQUE BLINDADO)	Nueva subestación	220	B	2019								X	Alternativa. DED_407_09. Condicionado a CTA. Por inviabilidad física de ampliación de Casillas 220 kV	2010

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Andalucía	GAZULES	Ampliación subestación	220	B	2019								X	DED_536_11. Condicionado a CTA	
	Andalucía	MIRABAL	Nueva subestación	220	C	2020								X	Anteriormente Montealegre. DED_323_09. Condicionado a CTA	2016-2020
	Andalucía	CHUCENA	Nueva subestación	220	C	2020								X	DED_515_11. Condicionado a CTA	
TS-1	Andalucía	SALERES	Nueva subestación	220	C	2020	X								Alternativa por inviabilidad física de Orgiva 220 kV	2011
	Andalucía	ENTRENUCLEOS	Nueva subestación	220	C	2020								X	DED_339_08. Condicionado a CTA. Condicionada a terceros. PGOU Dos Hermanas	2012
	Andalucía	FACINAS	Ampliación subestación	220	C	2020		X							Interruptor de acoplamiento por paso a Doble Barra	
	Andalucía	CARTUJA	Ampliación subestación	220	C	2020							X		GOR_394_13. Condicionado a CTA	
	Andalucía	TABERNAS	Ampliación subestación	220	C	2020							X		GEE_890_11. Condicionado a CTA	
	Andalucía	DON RODRIGO	Ampliación subestación	220	C	2020							X		GOR_303_12. Condicionado a CTA	
	Andalucía	SALTERAS	Ampliación subestación	220	C	2020							X		GOR_237_12. Condicionado a CTA	
	Andalucía	CARTUJA	Ampliación subestación	220	C	2020							X		GOR_324_12. Condicionado a CTA	
	Andalucía	ANDUJAR	Ampliación subestación	220	C	2020							X		GOR_171_11. Condicionado a CTA	
	Andalucía	ÍLLORA	Ampliación subestación	220	C	2020								X	DED_484_12. Condicionado a CTA	
	Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Nueva subestación	132	B	2020				X						2016
	Ceuta	CEUTA	Nueva subestación	132	B	2020				X						2016
	Ceuta	CEUTA	Ampliación subestación	132	B	2020								X	Ampliación asociada a la conexión de la red de distribución al enlace Península-Ceuta. Condicionada a acceso y CTA	2016
	Aragón	MUDEJAR	Nueva subestación	400	C	2015	X									2016
TNE-6	Aragón	VALDECONEJOS	Adecuación a P.O.	220	C	2016	X						X		Incluye el paso a transporte de subestación existente en barra simple de evacuación de régimen especial (no transporte) y su adecuación a PO's.	2012
	Aragón	MORALETES	Ampliación subestación	220	C	2016							X		GOR_094_05. Condicionado a CTA	2015
	Aragón	VALDECONEJOS	Ampliación subestación	220	C	2016							X		GRE_127_11, GRE_167_12. Condicionado a CTA	2012
	Aragón	MEZQUITA	Ampliación subestación	220	C	2016							X		GRE_196_12. GRE_228_13. Condicionado a CTA	2011



REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Aragón	MUNIESA	Ampliación subestación	400	C	2016							X		GEE_622_07, GRE_018_14. Condicionado a CTA	2012
TNE-9	Aragón	AVE ZARAGOZA	Ampliación subestación	220	C	2017			X						Acoplamiento de barras	
TNE-10	Aragón	MONZON	Ampliación subestación	220	C	2017			X						Acoplamiento de barras	
	Aragón	LOS LEONES	Ampliación subestación	220	B	2018								X	DED_274_06	2011
	Aragón	NUEVA MEQUINENZA	Nueva subestación	400	C	2020							X		GOR_363_13, GOR_163_11. Condicionado a CTA	
	Aragón	MAGALLÓN	Ampliación subestación	220	C	2020			X						Para aprovechamiento del FACTS CRSS	
	Asturias	GRADO	Ampliación subestación	400	C	2015								X	Condicionado a acceso y CTA	2013
TN-1	Asturias	GOZÓN	Nueva subestación	400	C	2018		X								2010
TN-1	Asturias	GOZÓN	Nueva subestación	220	C	2018		X								2010
	Asturias	SAMA	Nueva subestación	400	C	2020	X									2011
	Asturias	REBORIA	Nueva subestación	400	C	2020	X								Reboria 400 kV sustituye a Carrió 400 kV por inviabilidad	2013
	Asturias	REBORIA	Nueva subestación	220	C	2020		X								
	Cantabria	SOLORZANO	Nueva subestación	400	C	2015		X						X	Asociado a DED_414_08	2014
	Cantabria	SOLORZANO	Nueva subestación	220	B	2015		X						X	Asociado a DED_414_08	2010
	Cantabria	CICERO	Ampliación subestación	220	B	2015		X						X	Anteriormente Treto. DED_414_08 Condicionado a CTA	2010
	Cantabria	T UDALLA	Eliminación T	400	C	2016		X						X	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2015
	Cantabria	UDALLA	Baja subestación	400	C	2016		X						X	1 año después de la PES del DC Solórzano-Cicero 220 kV	2015
	Cantabria	CACICEDO	Ampliación subestación	220	B	2018								X	Condicionado a Acceso y CTA	2009
	Cantabria	AGUAYO	Ampliación subestación	400	C	2018							X		Condicionado a CTA. GOR_167_11	
	Cantabria	AGUAYO	Ampliación subestación	220	C	2020						X			Condicionado a Acceso y CTA	2009
	Castilla y León	CERRATO	Ampliación subestación	400	C	2014				X					DEA_108_08	2012
	Castilla y León	BUNIEL	Ampliación subestación	400	c	2020						X			Condicionado a Acceso y CTA	
	Castilla y León	GRIJOTA	Ampliación subestación	400	C	2014				X					DEA_110_08	2012
TAV-2	Castilla y León	VALDECARRETAS	Nueva subestación	400	C	2015				X					Anteriormente Toro. DEA_139_10	2012
TAV-3	Castilla y León	LUENGOS	Nueva subestación	400	C	2015				X					DEA_111_08	2012

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TAV-3	Castilla y León	POLA DE GORDÓN	Nueva subestación	400	B	2015					X					DEA_118_08	2012
	Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	Nueva subestación	220	C	2015		X								Conexión simple barra con nueva doble barra	2014
	Castilla y León	MONCAYO (NUEVO PARQUE)	Ampliación subestación	220	C	2015								X		DED_501_09. Condicionado a CTA.	2015
	Castilla y León	MUDARRA	Ampliación subestación	220	C	2015								X		DED_554_11 Condicionado a CTA.	2016
TAV-5	Castilla y León	VILLAMAYOR	Ampliación subestación	220	C	2015				X						Condicionado a CTA. DEA_035_04, DEA_036_04	2011
TC-5	Castilla y León	HERREROS	Nueva subestación	400	C	2016		X						X		Alimentar la demanda de Otero 220 kV al dar de baja Tordesillas-Otero	2012
	Castilla y León	MAGAÑA	Nueva subestación	220	C	2016		X									2014
TAV-2	Castilla y León	TÁBARA	Nueva subestación	400	C	2017				X						DEA_154_11 Sustituye a Valparaíso	
	Castilla y León	T. RENEDO	Eliminación T	220		2017		X									2015
TAV-2	Castilla y León	ARBILLERA	Nueva subestación	400	C	2018				X						DEA_153_11 Sustituye a ampliación Aparecida	
TAV-2	Castilla y León	ARBILLERA	Nueva subestación	220	C	2018				X						Condicionado a Acceso AVE en Arbillera 400 kV	
TC-5	Castilla y León	HERREROS	Nueva subestación	220	B	2016		X						X		Alimentar la demanda de Otero 220 kV al dar de baja Tordesillas-Otero	2012
	Castilla y León	MIRANDA	Ampliación subestación	220	C	2018								X		DED_564_12 Condicionado a CTA.	
	Castilla y León	TORDESILLAS	Ampliación subestación	220	C	2019							X			GEE_904_10, GRE_131_12. Condicionado a CTA.	
	Castilla y León	LAS ARROYADAS	Ampliación subestación	220	C	2018								X		Condicionado a CTA. DED_194_06	2013
TAV-4	Castilla y León	BUNIEL	Nueva subestación	400	C	2019				X						DEA_109_08	2012
	Castilla y León	MONTEARENAS	Ampliación subestación	400	C	2019								X		GOR_169_12, GOR_168_12 Condicionados a actualización de acceso y a CTA.	
TAV-5	Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	Nueva subestación	400	C	2020				X						Condicionado a CTA. DEA_037_04, DEA_038_04	2011
	Castilla y León	ANLLARES	Ampliación subestación	400	C	2020								X		Subestación No transporte. Condicionado a CTA. GOR_137_08 y paso de subestación a transporte	2015
	Castilla y León	LAS ARROYADAS	Ampliación subestación	220	C	2020							X			Condicionado a acceso y CTA	
	Castilla y León	MUDARRA	Ampliación subestación	400	C	2020							X			Condicionado a Acceso y CTA	
	Castilla y León	CIUDAD RODRIGO	Ampliación subestación	400	C	2020							X			Condicionado a Acceso y CTA	

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Castilla-La Mancha	TALAVERA	Adecuación a P.O.	220	C	2016			X					X	Adecuación a P.O. 13.3. Incluye 4 posiciones convencionales de 220 kV y otras adecuaciones para su evolución a interruptor y medio	2016
	Castilla-La Mancha	CAMPANARIO	Ampliación subestación	400	C	2018							X		GOR_320_13 GRE_130_12 con observ. (CATR). Condicionado a CTA	
	Castilla-La Mancha	HUELVES	Adecuación a P.O.	220	C	2016			X						Dos interruptores para dos líneas existentes	2016
	Castilla-La Mancha	VILLARES DEL SAZ	Ampliación subestación	220	C	2018								X	DED_595_13. Condicionado a CTA	2016-2020
	Castilla-La Mancha	VILLANUEVA DE LOS ESCUDEROS	Ampliación subestación	400	C	2020							X		GOR_321_13 Condicionado a Acceso y CTA	
	Castilla-La Mancha	MINGLANILLA	Ampliación subestación	400	C	2020							X		GOR_330_13. Condicionado a Acceso y CTA	
TC-7	Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	Nueva subestación	220	C	2020	X									
	Castilla-La Mancha	VILLARES DEL SAZ	Ampliación subestación	220	C	2020							X		Condicionado a Acceso y CTA	
	Cataluña	SANTA LLOGAIA	Nueva subestación	400	C	2014		X		X						2009
	Cataluña	SANTA LLOGAIA	Ampliación subestación	400	C	2014				X					DED_017_07.	2009
TNE-4	Cataluña	CAN JARDI	Ampliación subestación	220	C	2014	X								Acoplamiento transversal	
TNE-4	Cataluña	VILADECANS	Ampliación subestación	220	C	2014	X								Acoplamiento transversal	
	Cataluña	SANT CELONI	Ampliación subestación	220	C	2014			X						Acoplamiento longitudinal, que sustituye a la renovación	
	Cataluña	VILADECANS	Nueva subestación	400	C	2015		X								2014
TNE-4	Cataluña	VILADECANS B	Nueva subestación	220	C	2015		X							Desmallado de Viladecans 220 kV. Incluye dos posiciones de acoplamiento longitudinal contabilizadas en Líneas	
TNE-12	Cataluña	TARRAGONA I	Nueva subestación	220	B	2015			X			X		X	Paso a transporte de la SE existente. Condicionado a regularización de acceso y CTA.	
	Cataluña	MAS FIGUERES	Adecuación a P.O.	220	C	2015			X					X	Paso a configuración de interruptor y medio. Incluye 4 posiciones y otras adecuaciones.	2011
TNE-12	Cataluña	TARRAGONA I	Ampliación subestación	220	B	2015						X			Paso a transporte de la SE existente. Condicionado a regularización de acceso y CTA.	
	Cataluña	RIUDARENES	Nueva subestación	400	C	2016								X	DED_218_08. Condicionado a CTA	2015
	Cataluña	LA FARGA	Nueva subestación	400	C	2016		X							Anteriormente denominado Ramis	2014

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Cataluña	SANTA LLOGAIA	Ampliación subestación	400	C	2016								X	DED_217_08. Condicionado a CTA	2009
	Cataluña	RIUDARENES	Ampliación subestación	400	C	2016					X				DEA_016_07.	2015
TAV-7	Cataluña	VANDELLOS	Ampliación subestación	400	C	2016					X				DEA_174_13. Condicionado a CTA	2011
	Cataluña	LA FARGA	Nueva subestación	220	B	2016								X	Anteriormente denominado Ramis. DED_383_09. Condicionado a CTA	2010
	Cataluña	FACULTATS	Nueva subestación	220	B	2016								X	DED_192_09. Condicionado a CTA	2011
	Cataluña	GRAMANET	Nueva subestación	400	B	2017		X								2009
	Cataluña	CALDEERS	Ampliación subestación	400	C	2017								X	DED_387_09. Condicionado a CTA	2009
	Cataluña	GUIXERES	Nueva subestación	220	B	2017								X	DED_182_06	2008
	Cataluña	JUNEDA	Ampliación subestación	220	C	2017								X	Acoplamiento longitudinal	
	Cataluña	JUNEDA	Ampliación subestación	220	C	2017								X	DED_398_09 Condicionado a CTA, condicionado a la instalación de un acoplamiento longitudinal. Esta instalado provisionalmente.	2016-2020
	Cataluña	TARRAGONA	Ampliación subestación	220	C	2017								X	DEA_175_13 Condicionado a CTA. Suministro a Bayer por estar cerrada SE Bellicens	2016
	Cataluña	PERAFORT	Ampliación subestación	220	C	2017								X	DED_547_11. Condicionado a CTA	2016
TNE-5	Cataluña	ISONA	Nueva subestación	400	C	2018	X							X		2012
	Cataluña	ISONA	Nueva subestación	220	C	2018	X							X		2015
TNE-4	Cataluña	BEGUES B	Nueva subestación	220	B	2018		X							Desmallado de Begues 220 Kv. Incluye en tecnología GIS dos posiciones de acoplamiento longitudinal contabilizadas en Líneas	
	Cataluña	CONSTANTI	Ampliación subestación	220	C	2018								X	DED_592_13. Condicionado a CTA. Apoyo al 110 kV de Reus	
TNE-4	Cataluña	BEGUES	Ampliación subestación	220	C	2018		X							Dos posiciones por movimiento de líneas	
TNE-4	Cataluña	BEGUES B	Ampliación subestación	220	B	2018		X							Acoplamiento transversal en tecnología GIS	
TNE-4	Cataluña	GRAMANET A	Ampliación subestación	220	B	2018		X						X	Por traslado de Santa Coloma 220 kV	
TNE-4	Cataluña	GRAMANET B	Ampliación subestación	220	B	2018		X						X	Por traslado de Santa Coloma 220 kV	
TNE-4	Cataluña	SANTA COLOMA	Baja subestación	220	C	2018		X							Desmallado de Sta.Coloma 220 kV por elevada lcc. GIS 63 kA	2009

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Cataluña	CERDÁ/BZF	Nueva subestación	220	B	2019									X	DED_378_09. Condicionado a CTA. La subestación Cerdá 220 kV podría trasladarse a BZF 220 kV.	2016-2020
	Cataluña	VIC	Ampliación subestación	220	C	2019									X	DED_438_10	2016-2020
	Cataluña	VIC	Ampliación subestación	220	C	2019									X	Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020
TNE-4	Cataluña	DESVERN	Nueva subestación	400	C	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	DESVERN	Nueva subestación	220	C	2020		X									2013
TNE-4	Cataluña	TRANSBADALONA	Nueva subestación	220	B	2020			X							Alternativa por falta de espacio en Badalona 220 kV	2013
	Cataluña	PUJALT	Ampliación subestación	220	C	2020							X			Condicionado a acceso y CTA	
	Comunidad Valenciana	LA MUELA (CORTES)	Ampliación subestación	400	C	2014								X		GOR_076_06, GOR_135_07	2012
	Comunidad Valenciana	VALLE DEL CARCER	Ampliación subestación	220	B	2014									X	Anteriormente Vilanova (Valencia) DED_463_09 Condicionado a CTA	2014
	Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	Nueva subestación	220	B	2014									X	DED_462_09 Condicionado a CTA	2011
	Comunidad Valenciana	GANDIA	Ampliación subestación	220	B	2014									X	DED_461_09	2011
	Comunidad Valenciana	ALBAL	Ampliación subestación	220	B	2014									X	DED_569_12 Condicionado a CTA	2015
	Comunidad Valenciana	BECHI	Ampliación subestación	220	B	2014									X	DED_582_12 Condicionado a CTA	2009
	Comunidad Valenciana	MONTEBELLO	Ampliación subestación	220	B	2014									X	DED_605_13. Condicionado a CTA	2011
	Comunidad Valenciana	BENICULL	Nueva subestación	220	B	2015									X	DED_459_09 Condicionado a CTA	2012
	Comunidad Valenciana	PARQUE CENTRAL	Ampliación subestación	220	B	2015									X	DED_542_11 Condicionado a CTA	2010
	Comunidad Valenciana	ALDAYA	Ampliación subestación	220	B	2015									X	DED_251_06, DED_284_06	2007
	Comunidad Valenciana	VALLDIGNA	Ampliación subestación	220	B	2015									X	DED_462_09 Condicionado a CTA	2011
TL-1	Comunidad Valenciana	TORREMENDO	Nueva subestación	400	C	2016			X						X		2016
TL-1	Comunidad Valenciana	TORREMENDO NORTE	Nueva subestación	220	B	2016			X						X		2016
TL-1	Comunidad Valenciana	TORREMENDO SUR	Nueva subestación	220	B	2016			X						X		2016
	Comunidad Valenciana	AQUA	Nueva subestación	220	B	2016									X	Anteriormente Isabel la Católica y Alameda. DED_183_05 Condicionado a CTA	2011
	Comunidad Valenciana	BENADRESA	Ampliación subestación	220	B	2016									X	DED_598_13. Condicionado a CTA	2010

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Comunidad Valenciana	FERIA DE MUESTRAS	Ampliación subestación	220	B	2016									X	DED_568_13. Condicionado a CTA	
	Comunidad Valenciana	GODELLETA	Nueva subestación	400	C	2017	X					X	X		X	Anteriormente Turís	2015
	Comunidad Valenciana	GODELLETA	Nueva subestación	220	C	2017	X								X	Anteriormente Turís	2012
	Comunidad Valenciana	ELDA	Nueva subestación	220	B	2017									X	Anteriormente Petrel Este. DED_519_10 Condicionado CTA	2011
	Comunidad Valenciana	TORREVIEJA	Nueva subestación	220	B	2016									X	DED_370_08 Condicionado CTA. DEA_136_09. Desaladora Condicionado a CTA	2016
	Comunidad Valenciana	CASTELLÓN	Nueva subestación	400	C	2018									X	Paso a transporte de la SE existente	2010
	Comunidad Valenciana	EL SERRALLO	Nueva subestación	220	B	2018									X	Anteriormente Castellón Grao. DED_417_09 Condicionado a CTA Lleva asociado un interruptor longitudinal en El Ingenio 220 kV	2010
	Comunidad Valenciana	CASTALLA	Nueva subestación	220	B	2018									X	DED_518_10. Condicionado a CTA	2016
	Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Nueva subestación	220	B	2018			X							Binudo La Eliana 220 kV Incluye 2 nuevas pos.GIS (a F.Muestr. y ATP2), 3 x 0,3km de Cu 2500 mm2 (conex. de ambos nudos y reconex. del ATP2), 1 x 0,3km Cu 2000 mm2 (reconex. pos. F.Muestr.) y adecuación pos. de F.Muestr. y ATP2 como acopl. longitudinales	2015
	Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Ampliación subestación	220	B	2018			X							Acoplamiento transversal	2015
	Comunidad Valenciana	VALL D'UXO	Ampliación subestación	220	C	2018									X	DED_607_13. Condicionado a CTA	2010
	Comunidad Valenciana	AQUA	Ampliación subestación	220	B	2018									X	DED_561_12 Condicionado a CTA	2013
TAV-6	Comunidad Valenciana	TORRELLANO	Ampliación subestación	220	B	2019					X					DEA_137_09 Condicionado a CTA	2012
	Comunidad Valenciana	ASSEGADOR	Nueva subestación	220	B	2020									X	Anteriormente Villarreal Sur. DED_426_10 Condicionado a CTA	2011
TL-5	Comunidad Valenciana	RAMBLETA	Nueva subestación	220	B	2020			X						X		2011
	Comunidad Valenciana	SANCHO LLOP	Nueva subestación	220	B	2020									X	Anteriormente Gandia Sur. DED_464_09. Condicionado a CTA	2011
	Comunidad Valenciana	SANTA POLA	Ampliación subestación	220	B	2020									X	DED_208_06	2010

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Comunidad Valenciana	RAMBLETA	Ampliación subestación	220	B	2020									X	DED_427_10 Condicionado a CTA	2011	
	Extremadura	PLASENCIA	Ampliación subestación	220	B	2014									X	DED_310_07 Condicionado a CTA	2009	
	Extremadura	CACERES	Ampliación subestación	220	C	2016									X	DED_353_07 Condicionado a CTA	2007	
TC-1	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	Nueva subestación	220	C	2017	X									Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV		
	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	Ampliación subestación	220	C	2017									X	DED_565_12. Condicionado a CTA		
TC-1	Extremadura	LOS ARENALES	Nueva subestación	220	C	2018	X			X						Anteriormente Cáceres II.	2011	
	Extremadura	BIENVENIDA	Ampliación subestación	400	C	2019								X		GOR_216_12, GOR_210_12. Condicionado a CTA		
	Extremadura	TRUJILLO	Ampliación subestación	220	B	2020								X		Condicionado a Acceso y CTA	2016-2020	
TAV-14	Extremadura	CAÑAVERAL	Nueva subestación	400	C	2020				X			X			DEA_103_07	2011	
TAV-14	Extremadura	CARMONITA	Nueva subestación	400	C	2020				X			X			Anteriormente Alcuéscar. DEA_104_07	2011	
TAV-14	Extremadura	ARAÑUELO	Ampliación subestación	400	C	2020				X			X			DEA_102_07	2011	
	Galicia	EIRÍS	Ampliación subestación	220	B	2014									X	DED_229_09	2011	
	Galicia	LUDRIO	Ampliación subestación	400	C	2020								X		Condicionado a Acceso y CTA		
	Galicia	REGOELLE	Nueva subestación	220	B	2016	X										2011	
	Galicia	LOUSAME	Nueva subestación	220	C	2016	X										2010	
	Galicia	REGOELLE	Ampliación subestación	220	B	2016									X	DEA_141_09. Condicionado a CTA	2011	
TI-1	Galicia	BEARIZ	Nueva subestación	400	C	2017				X							2014	
TI-1	Galicia	FONTEFRÍA	Nueva subestación	400	C	2017				X							2014	
TI-1	Galicia	FONTEFRÍA	Nueva subestación	220	C	2017	X			X							2014	
	Galicia	LOURIZÁN	Ampliación subestación	220	C	2017										X	Posición de seccionamiento de barras	2011
	Galicia	CHANTADA	Ampliación subestación	220	C	2018								X		GEE_118_04, GEE_530_05, GRE_179_12. Condicionado a CTA	2009	
TAV-2	Galicia	CONSO	Ampliación subestación	220	C	2018				X						DEA_163_11 Condicionado a CTA		
TNO-1	Galicia	ABEGONDO	Nueva subestación	400	C	2019				X								
TAV-1	Galicia	TOMEZA	Nueva subestación	220	B	2019					X					DEA_019_04.	2008	

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TNO-1	Galicia	ABEGONDO	Nueva subestación	220	C	2019		X									
	Galicia	AMOIRO	Ampliación subestación	220	C	2020							X				Condicionado a CTA. GRE_187_12, GRE_217_13
	Galicia	MESON DO VENTO	Ampliación subestación	220	C	2019							X				GRE_194_12 Condicionado a CTA y GRE_220_13 Condicionado a Acceso y CTA
	Galicia	SANTIAGO DE COMPOSTELA	Ampliación subestación	220	C	2019							X				Condicionado a CTA. GRE_010_11, GRE_180_12
	Galicia	NUEVO VIGO	Nueva subestación	220	B	2020								X			Condicionado a Acceso y CTA
	Galicia	BELESAR	Ampliación subestación	220	C	2020								X			Condicionado a CTA. GOR_144_09
	Galicia	TIBO	Ampliación subestación	220	C	2020							X				GRE_143_11 Condicionado a Acceso y CTA
	Galicia	FONTEFRÍA	Ampliación subestación	220	C	2020							X				Condicionado a CTA. GRE_192_12
	Galicia	REGOELLE	Ampliación subestación	220	B	2020							X				Condicionado a CTA. GRE_009_12
	Galicia	LOUSAME	Ampliación subestación	220	C	2020								X			Condicionado a CTA. GOR_152_09
	La Rioja	HARO	Ampliación subestación	220	B	2018									X		DED_567_12 Condicionado a CTA
	Madrid	ALGETE	Ampliación subestación	220	B	2014									X		DED_207_09
	Madrid	POLIGONO C	Ampliación subestación	220	B	2014									X		DED_133_05
	Madrid	VILLAVEVERDE BAJO	Ampliación subestación	220	B	2014									X		DED_250_05 Condicionado a CTA
	Madrid	TORREJON DE VELASCO	Nueva subestación	400	C	2015		X							X		
	Madrid	TORREJON DE VELASCO	Ampliación subestación	400	C	2015					X						DEA_087_07
	Madrid	TORREJON DE VELASCO A	Nueva subestación	220	C	2016		X									
	Madrid	TORREJON DE VELASCO B	Nueva subestación	220	C	2016		X							X		
	Madrid	GALAPAGAR	Ampliación subestación	220	C	2016									X		DED_479_09 y DED_293_06. Condicionado a CTA
TM-1	Madrid	CUEVAS DE ALMANZORA	Nueva subestación	220	B	2017		X									
	Madrid	VALDEMORO	Ampliación subestación	220	C	2017									X		DED_481_09 Condicionado a CTA. Incluye la adecuación de la configuración a P.O.13.3
TM-4	Madrid	SAN FERNANDO	Nueva subestación	400	B	2018			X								
TM-4	Madrid	SAN FERNANDO	Nueva subestación	220	B	2018			X								



REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Madrid	ANCHUELO	Nueva subestación	220	C	2018									X		2013
	Madrid	ALCALA II	Nueva subestación	220	B	2018									X	DED_496_09. Condicionado a CTA	2016-2020
	Madrid	CISNEROS	Nueva subestación	220	B	2018									X	Condicionado a Acceso y CTA	
TM-3	Madrid	COSLADA B	Nueva subestación	220	C	2018			X							La transformación actual 220/MT kV se traslada a este nudo. Binudo: Incluye 4 tramos de cable de 220 kV (total 1,2 km) y varias adecuaciones para la reconexión de posiciones longitudinales y de salida (Getafe y Loeches 2 se reutilizan y 2 nuevas se emplean en estas)	
TM-3	Madrid	VILLAVICIOSA B	Nueva subestación	220	C	2018			X							La transformación actual 220/132 kV de Villaviciosa se traslada a este nudo. Binudo: Incluye un tramo de Cu 2500 mm2 de 220 kV (total 0,3 km) y diversas adecuaciones para la reconexión de AT3	
TM-3	Madrid	VILLAVICIOSA B	Ampliación subestación	220	C	2018			X							Acoplamiento transversal	
TM-3	Madrid	COSLADA B	Ampliación subestación	220	C	2018			X							Acoplamiento transversal	
TM-2	Madrid	T. LEGANES	Eliminación T	220		2018		X							X		
TM-2	Madrid	T. RETAMAR	Eliminación T	220		2018		X							X		
	Madrid	LOECHES	Ampliación subestación	220	C	2018									X	DED_447_09 Condicionado a CTA	2013
	Madrid	PINTO	Ampliación subestación	220	C	2018									X	DED_559_12. Condicionando a CTA	
TM-3	Madrid	LOECHES B	Nueva subestación	220	C	2019			X							Binudo: Incluye tres tramos de cable de 220 kV que totalizan 0,9 km y diversas adecuaciones para la reconexión de posiciones	2013
TM-3	Madrid	LOECHES B	Ampliación subestación	220	C	2019			X							Acoplamiento transversal. Se reutiliza la actual posición José Cabrera 1	
TM-6	Madrid	NORTE	Adecuación a P.O.	220	B	2020			X							Posición de acoplamiento	
	Madrid	SAN FERNANDO	Ampliación subestación	400	C	2020							X			Condicionado a acceso y CTA	
	Murcia	CARRIL	Ampliación subestación	400	C	2015									X	DED_347_07 Condicionado a CTA	2011
	Murcia	MURCIA	Nueva subestación	220	B	2015									X	DED_548_11 Condicionado a CTA	2011
	Murcia	BALSICAS	Ampliación subestación	220	B	2015									X	DED_348_07	2011

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Murcia	TOTANA	Ampliación subestación	400	C	2016							X			GOR_172_12. Condicionado CTA	
TAV-10	Murcia	BALSICAS	Ampliación subestación	220	B	2019					X					Condicionado a acceso y CTA	
TAV-9	Murcia	TOTANA	Ampliación subestación	400	C	2020					X					DEA_123_09	2012
	Murcia	EL PALMAR	Ampliación subestación	400	C	2020							X			GOR_181_12. Condicionado CTA	
	Murcia	CARRIL	Ampliación subestación	400	C	2020							X			GOR_173_12. Condicionado a CTA	
	Navarra	ORCOYEN	Ampliación subestación	220	C	2016								X		DEA_144_09 condicionado	2016
	Navarra	LA SERNA	Ampliación subestación	220	C	2018								X		DED_560_12. Condicionado a CTA	
	Navarra	LA SERNA	Ampliación subestación	400	C	2019							X			GEE_082_03, GEE_596_06, GEE_912_10, GEN_286_10, GRE_004_11 Condicionado a CTA	2007
	Navarra	OLITE	Ampliación subestación	220	C	2020							X			Condicionado a acceso y CTA	2016-2020
	País Vasco	SANTURCE	Ampliación subestación	400	B	2016			X							Nueva Posición a Gúeñes	2016
	País Vasco	VITORIA	Ampliación subestación	220	C	2016								X		Alternativa a Ali por inviabilidad DED_040_05 Condicionada a CTA	2016-2020
TAV-13	País Vasco	LUMINABASO	Nueva subestación	220	C	2017					X					DEA_147_09	2013
	País Vasco	JUNDIZ	Ampliación subestación	220	B	2017								X		DED_604_13 Condicionado a CTA	
	País Vasco	VITORIA	Ampliación subestación	220	C	2017								X		Condicionado a acceso y CTA	
TAV-13	País Vasco	VITORIA	Ampliación subestación	400	C	2018					X					DEA_095_08	2009
TAV-13	País Vasco	HERNANI	Ampliación subestación	400	C	2018					X					Alternativa a Tolarieta por inviabilidad (DEA_169_12). Condicionado a CTA	
TN-4	País Vasco	T. LA JARA 1	Eliminación T	220	C	2018											2011
TN-4	País Vasco	T. LA JARA 2	Eliminación T	220	C	2018											2011
	País Vasco	ABANTO	Ampliación subestación	400	C	2019								X		Condicionado a acceso y CTA	
	País Vasco	ELGEA (NUEVO PARQUE)	Nueva subestación	220	C	2019								X		DED_457_10 condicionado. Condicionado a CTA	2011

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TS-6	Andalucía	PALOS	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2016	X					X					2012	
TS-4	Andalucía	GUILLENA B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2017			X								Desmallado de Guillena 220 kV	2012
TS-4	Andalucía	GUILLENA B	Nuevo transformador	AT3	400/220	600	2017			X								Desmallado de Guillena 220 kV	2012
TS-4	Andalucía	GUILLENA	Baja transformador	AT2	400/220	600	2017			X								Desmallado de Guillena 220 kV	2012
TS-4	Andalucía	GUILLENA	Baja transformador	AT3	400/220	600	2017			X								Desmallado de Guillena 220 kV	2012
	Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Nuevo transformador	AT1	400/132		2020				X							A definir en el proyecto de ejecución	2016
	Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Nuevo transformador	AT2	400/132		2020				X							A definir en el proyecto de ejecución	2016
Aumento Cap Trafos	Aragón	MEQUINENZA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2018			X								Ampliación de capacidad Trafo Mequienza 400/220 kV AT-2	
Aumento Cap Trafos	Aragón	MEQUINENZA	Baja transformador	AT2	400/220	300	2018			X								Ampliación de capacidad Trafo Mequienza 400/220 kV AT-2	
Aumento Cap Trafos	Aragón	ESCATRON	Baja transformador	ATP9	400/220	318	2018			X								Ampliación de capacidad Trafo Escatrón 400/220 kV	
Aumento Cap Trafos	Aragón	ESCATRON	Nuevo transformador	ATP9	400/220	600	2018			X								Ampliación de capacidad Trafo Escatrón 400/220 kV	
TN-1	Asturias	GOZÓN	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2018		X										2010
	Asturias	REBORIA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2020		X										2013
	Cantabria	SOLORZANO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014		X							X		Asociado a DED_414_08	2014
TC-5	Castilla y León	HERREROS	Nuevo transformador	AT1	400/220	200	2016		X							X		Alimentar la demanda de Otero 220 kV al dar de baja Tordesillas-Otero	2012
TAV-2	Castilla y León	ARBILLERA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2018				X							Condicionado a Acceso AVE en Arbillera 400 kV. Con una unidad monofásica de 200 MVA de reserva	
TC-7	Castilla-La Mancha	OLMEDILLA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2020	X										Se conecta a la red de 220 kV mediante cable (0.8 km)	
	Cataluña	LA FARGA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014		X										2014
	Cataluña	LA FARGA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2014		X										2014
	Cataluña	VILADECANS B	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2015		X										2012
Aumento Cap Trafos	Cataluña	SENTMENAT	Nuevo transformador	ATP4	400/220	600	2015			X								Ampliación de capacidad en el ATP-4 Sentmenat 400/220 kV	
Aumento Cap Trafos	Cataluña	SENTMENAT	Baja transformador	ATP4	400/220	500	2015			X								Ampliación de capacidad en el ATP-4 Sentmenat 400/220 kV	
	Cataluña	GRAMANET A	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2018		X									Conectado mediante enlace de unos 200 m en 220 kV	2009
	Cataluña	GRAMANET A	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2018		X									Conectado mediante enlace de unos 200 m en 220 kV	2013
TNE-4	Cataluña	BEGUES B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2018		X									Desmallado de Begues 220 kV	

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TNE-4	Cataluña	BEGUES	Baja transformador	AT2	400/220	600	2018		X								Desmallado de Begues 220 kV	
TNE-5	Cataluña	ISONA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2018	X										2015
TNE-4	Cataluña	DESVERN	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2020		X								Transformador alta impedancia	2013
	Comunidad Valenciana	GODELLETA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2016	X							X			2015
TL-1	Comunidad Valenciana	TORREMENDO NORTE	Nuevo transformador	AT1	400/220	500	2016			X					X			2016
TL-1	Comunidad Valenciana	TORREMENDO SUR	Nuevo transformador	AT2	400/220	500	2016			X					X			2016
TL-7	Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Nuevo transformador	AT2	400/220	500	2018			X					X		Modificación de conexión del transf. por Binudo. Cambio de transformador. Incluye 0,3 km de cable Cu 2500 mm <sup>2</sup> para conexión AT	
TL-7	Comunidad Valenciana	LA ELIANA	Baja transformador	AT2	400/220	375	2018			X					X		Modificación de conexión del transf. por Binudo. Cambio de transformador	
	Comunidad Valenciana	EL SERRALLO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2018								X		Conectado mediante enlace de unos 500 m a la SE El Serrallo 220 kV	
	Extremadura	ALMARAZ C.N.	Nuevo transformador	AT0	400/220/132	500/350	2014			X							Reserva estratégica. Anteriormente planificado en Guadalquivir Medio	2007
TC-1	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE)	Nuevo transformador	AT2	400/220	450	2017	X									Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV	
TC-1	Extremadura	JOSE MARIA ORIOL	Baja transformador	AT2	400/220	450	2017	X									Inviabilidad de ampliación de J.M.Oriol 220 kV	
TC-2	Extremadura	ALMARAZ	Baja transformador	AT1	400/220	375	2020	X							X		Esta unidad se mantiene como reserva	
TC-2	Extremadura	ALMARAZ	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2020	X							X		Ampliación de capacidad Trafo Almaraz 400/220 kV AT-1. Esta unidad será de alta impedancia	
TI-1	Galicia	FONTEFRÍA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2017	X			X						Procede de Cartelle. Condicionado a viabilidad de ejecución	2014
TI-1	Galicia	CARTELLE	Baja transformador	AT1	400/220	600	2017	X			X						Traslado a Fontefría. Condicionado a viabilidad de ejecución	2014
TNO-1	Galicia	ABEGONDO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2019		X								Procede de Mesón. Condicionado a viabilidad de ejecución	
TNO-1	Galicia	MESÓN DO VENTO	Baja transformador	AT3	400/220	600	2019		X								Traslado a Abegongo. Condicionado a viabilidad de ejecución	
	Madrid	TORREJON DE VELASCO B	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2014		X						X			2013
	Madrid	TORREJON DE VELASCO B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2014		X						X			2013
	Madrid	GALAPAGAR	Nuevo transformador desfasador	AT0	400/400	920 (*)	2016	X									Proyecto singular. Línea actual Galapagar-Moraleja 400 kV	2013
TM-4	Madrid	SAN FERNANDO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2017			X								2016-2020

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TM-3	Madrid	VILLAVICIOSA B	Nuevo transformador	AT3	400/220	600	2018			X							Desmallado de Villaviciosa 2 220 kV	
TM-3	Madrid	VILLAVICIOSA	Baja transformador	AT3	400/220	600	2018			X							Desmallado de Villaviciosa 2 220 kV	
	Madrid	ANCHUELO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2018								X			2013
TM-3	Madrid	LOECHES B	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2019			X							Desmallado de Loeches 220 kV	2013
TM-3	Madrid	LOECHES B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2019			X							Desmallado de Loeches 220 kV	2013
TM-3	Madrid	LOECHES	Baja transformador	AT1	400/220	600	2019			X							Desmallado de Loeches 220 kV	2013
TM-3	Madrid	LOECHES	Baja transformador	AT2	400/220	600	2019			X							Desmallado de Loeches 220 kV	2013
	País Vasco	VITORIA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2014		X									2013
	País Vasco	ARKALE	Nuevo transformador desfasador	AT0	220/220	550	2017				X						Línea Arkale-Argia 220 Kv. Incluye una posición convencional, una posición GIS y dos tramos de 0,3km de línea subterránea.	2016
Aumento Cap Trafos	País Vasco	HERNANI	Nuevo transformador	AT5	400/220	600	2018			X							Ampliación de capacidad Trafo Hernani 400/220 kV AT-5	
Aumento Cap Trafos	País Vasco	HERNANI	Baja transformador	AT5	400/220	400	2018			X							Ampliación de capacidad Trafo Hernani 400/220 kV AT-5	
Aumento Cap Trafos	País Vasco	ICHASO	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2018			X							Ampliación de capacidad Trafo Ichaso 400/220 kV AT-2	
Aumento Cap Trafos	País Vasco	ICHASO	Baja transformador	AT2	400/220	400	2018			X							Ampliación de capacidad Trafo Ichaso 400/220 kV AT-2	
	Cataluña	SANTA LLOGAIA	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	2016								X		No transporte	2009
	Murcia	CARRIL	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2015								X		No transporte	2009
	País Vasco	ABANTO	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2019								X		Condicionado a Acceso. No transporte	
	Cataluña	RIUDARENES	Nuevo transformador	AT1	400/110	300	2016								X		No transporte	2015
	Cataluña	CALDEERS	Nuevo transformador	AT2	400/110	300	2017								X		Condicionado a Acceso. No transporte	2009
	---	-----	Nuevo transformador	AT	400/220/132	600	2014			X							3 unidades monofásicas de 200 MVA para situaciones de emergencia	

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								RRTT	SdS	Fiab.	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Andalucía	PALOS	Nueva reactancia	REA1	220	100	2014	X									Conectado mediante enlace de unos 100 m en cable	2008
TREA-1	Andalucía	GUILLENA	Nueva reactancia	REA2	400	150	2016	X										
	Andalucía	CAPARACENA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	X										2016
TREA-1	Andalucía	CABRA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	X										
	Andalucía	GUADAME	Nueva reactancia	REA1	220	100	2016	X										2016
	Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Nueva reactancia	REA1	132		2020				X						Número y tamaño a definir en el proyecto del enlace Península-Ceuta.	2016
	Andalucía	PUERTO DE LA CRUZ	Nueva reactancia	REA2	132		2020				X						Número y tamaño a definir en el proyecto del enlace Península-Ceuta.	2016
	Ceuta	CEUTA	Nueva reactancia	REA1	132		2020				X						Número y tamaño a definir en el proyecto del enlace Península-Ceuta.	2016
	Ceuta	CEUTA	Nueva reactancia	REA2	132		2020				X						Número y tamaño a definir en el proyecto del enlace Península-Ceuta.	2016
	Aragón	MEZQUITA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2014	X										2015
	Aragón	PEÑAFLORES	Nueva reactancia	REA1	400	150	2015	X										2016
TREA-1	Aragón	MEZQUITA	Nueva reactancia	REA2	400	150	2016	X										
TREA-1	Aragón	MAGALLON	Nueva reactancia	REA2	400	150	2017	X										
TREA-1	Aragón	ESCATRÓN	Nueva reactancia	REA1	220	100	2019	X										
TREA-1	Asturias	SOTO DE RIBERA	Nueva reactancia	REA3	400	150	2016	X										
TREA-1	Castilla y León	ALDEADÁVILA	Nueva reactancia	REA2	400	150	2019	X										
TREA-1	Castilla y León	LOMBA	Nueva reactancia	REA3	400	150	2019	X										
	Castilla-La Mancha	BRAZATORTAS	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	X										2016
TREA-1	Castilla-La Mancha	MINGLANILLA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2017	X										
	Cataluña	BEGUES	Nueva reactancia	REA1	400	150	2015	X										2016
	Cataluña	ASCO	Nueva reactancia serie	REA	400		2016	X									Solo posiciones 400 kV. Reactancia de 34 omhios conectada en serie con la línea Ascó-Vandellós 1 400 kV	2013
TREA-1	Cataluña	PIEROLA	Nueva reactancia	REA2	400	150	2017	X										
TREA-1	Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Nueva reactancia	REA1	220	100	2017	X										

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
								RRTT	SdS	Fiab.	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TREA-1	Comunidad Valenciana	TORRENTE	Nueva reactancia	REA1	400	150	2017	X										
	Comunidad Valenciana	CATADAU	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	X										2016
	Comunidad Valenciana	BENEJAMA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	X										2016
	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	X										2016
TREA-1	Extremadura	BROVALES	Nueva reactancia	REA1	400	150	2016	X										
TREA-1	Extremadura	ALMARAZ ET	Nueva reactancia	REA1	220	100	2017	X										
TREA-1	Extremadura	JOSE MARIA DE ORIOL	Nueva reactancia	REA1	220	100	2019	X										
TREA-1	Madrid	LA CEREAL	Nueva reactancia	REA1	400	150	2017	X										
TM-3	Madrid	VILLAVICIOSA B	Nueva reactancia	REA2	220	100	2018	X										2011
TM-3	Madrid	VILLAVICIOSA	Baja reactancia	REA2	220	100	2018	X									Baja motivada por creación del Binudo	2011
TREA-1	Madrid	MORATA	Nueva reactancia	REA4	400	150	2020	X										
TREA-1	Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	Nueva reactancia	REA5	400	150	2020	X										
TREA-1	Madrid	ARROYO DE LA VEGA	Nueva reactancia	REA1	220	100	2020	X										
	País Vasco	ICHASO	Nueva reactancia	REA1	220	100	2015	X										2016
	País Vasco	VITORIA	Nueva reactancia	REA4	400	150	2015	X										2016
TNE-11	Aragón	MAGALLON	Nuevo FACTS CRSS	CRSS	220	---	2014	X										Salida de línea Magallón-Enterriós 220 kV
TNE-7	Cataluña	TORRE DEL SEGRE	Nuevo FACTS SSSC	SSSC	220	---	2014	X										Salida de línea Torres de Segre-Albatrec 220 kV
TREA-1	Cataluña	BEGUES	Nuevo STATCOM	STATCOM	220	150	2017	X										

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
								RRTT	SdS	Fiab.	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Galicia	TOMEZA	Nuevo condensador	BC1	220	100	2020	X									2010



**A I.2**

**INSTALACIONES PROGRAMADAS EN EL  
PERIODO 2015-2020**

**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 30 de septiembre de 2014:

<b>Líneas de 66 kV, 132 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020</b>	
REF.	Código con el que está referenciada la actuación, si fuese necesario, en el anexo IV
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 nominal de la línea
Cto.	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea o cable (nueva, baja, repotenciación, inc capacidad...)
Longitud	km total (km cable): Longitud soterrada
Capacidad de transporte	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de PES. 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
Motivación	RRTT: Resolución de restricciones técnicas SdS: Seguridad de suministro Fiab: Fiabilidad Int: Conexiones península-sistemas extrapeninsulares e interconexiones entre sistemas insulares ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvCo: Evacuación Régimen Ordinario EvRe: Evacuación Generación Renovable, Cogeneración y Residuos Alm: Almacenamiento ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Observaciones	Descripción de la actuación y aspectos adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación 2008-2016

\* La necesidad de tramos soterrados aparecerá expresamente en la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución siempre que sean en los últimos 500 metros previos a una subestación blindada y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 500 m de soterramiento de cada uno de los circuitos.

\*\* La longitud de las líneas incluidas en el documento es la mejor previsión en la fecha de realización del presente documento, siendo en los respectivos proyectos de ejecución de cada actuación donde debe quedar definida.

---

**Subestaciones de 66 kV, 132 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020\***

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
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, baja...)
Tensión (kV)	Tensión nominal del parque
Tipo SE (Conv./Blind.)	C: convencional; B: blindada
Fecha Alta/Baja	Año estimado de PES. 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
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones*	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• DED / DEDB: Instalaciones de distribución</li><li>• DEA / DEAB: Instalaciones de demanda</li><li>• GOR / GORB: Generación de régimen ordinario</li><li>• GEE / GEEB: Generación de régimen especial eólica</li><li>• GEN / GENB: Generación de régimen especial no eólica</li></ul> <p>Las actuaciones Condicionadas a Acceso se consolidarán una vez emitidos los preceptivos informes de viabilidad de acceso y conexión a la red de transporte</p>
Plan 2008-2016	Año con que ésta recogida la actuación en la Planificación 2008-2016

- \* Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación por cada nivel de tensión de transporte hasta un máximo de dos un número de posiciones de reserva no equipadas equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación

---

**Unidades de transformación 66/132 kV, 132/220 kV programadas en el horizonte 2020**

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
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 PES
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación 2008-2016

---

**Reactancias/Condensadores programados en el horizonte 2020**

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
Isla	Isla 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 nominal del parque donde se localiza la compensación
Potencia (Mvar)	Potencia nominal del elemento de compensación (Mvar)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de PES
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación 2008-2016

---



REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016			
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD		
	Ibiza	Mallorca	TORRENT	SANTA PONSА	132	1	Nuevo enlace submarino	128	118	118	2015											Enlace submarino de 119 km y cable subterráneo de 8,7 km	2010	
	Ibiza	Mallorca	TORRENT	SANTA PONSА	132	2	Nuevo enlace submarino	128	118	118	2015											Enlace submarino de 119 km y cable subterráneo de 8,7 km	2015	
	Ibiza	Ibiza	EULALIA	TORRENT	66	1	Repotenciación Línea	12	78	72	2015		X										2010	
TIB-1	Ibiza	Ibiza	EULALIA	SAN ANTONIO	66	1	Repotenciación Línea	15	78	72	2016		X											
	Ibiza	Ibiza	IBIZA 5	TORRENT	132	1	Alta cambio tensión Cable	2,5	165	165	2016					X							2016	
	Ibiza	Ibiza	IBIZA 4	TORRENT	66	1	Baja cambio tensión Cable	2,2	97	97	2016					X							2016	
	Ibiza	Ibiza	IBIZA 5	TORRENT	132	2	Alta cambio tensión Cable	2,5	165	165	2016					X							2016	
	Ibiza	Ibiza	IBIZA 4	TORRENT	66	2	Baja cambio tensión Cable	2,2	97	97	2016					X							2016	
	Ibiza	Ibiza	IBIZA 5	TORRENT	132	3	Nuevo Cable	3,1	194	194	2016	X											2009	
	Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	TORRENT	132	1	Nueva Línea-Cable	11 (.5)	160	138	2017		X										Máxima prioridad	2009
	Ibiza	Ibiza	SAN ANTONIO	TORRENT	132	2	Nueva Línea-Cable	11 (.5)	160	138	2017		X										Máxima prioridad	2009
	Formentera	Ibiza	FORMENTERA	TORRENT	132	1	Nuevo enlace submarino	33	53	53	2018					X							Enlace submarino de 23 km y cable subterráneo de 9,3 km.	2016
	Formentera	Ibiza	FORMENTERA	TORRENT	132	2	Nuevo enlace submarino	33	53	53	2018					X							Enlace submarino de 23 km y cable subterráneo de 9,3 km.	2016
	Mallorca	Mallorca	MURTERAR	SAN MARTIN	220	1	Nuevo Cable	1	560	560	2014	X											2009	
	Mallorca	Mallorca	ALCUDIAB	SAN MARTIN	66	1	Alta E/S Línea-Cable	8 (.5)	80	69	2014											X	2009	
	Mallorca	Mallorca	SAPOBLA	SAN MARTIN	66	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (.2)	80	69	2014											X	2009	
	Mallorca	Mallorca	ALCUDIAB	SAPOBLA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	16 (.4.8)	82	69	2014											X	2009	
	Mallorca	Mallorca	ORLANDIS	SANTA MARIA	66	1	Repotenciación Línea-Cable	9 (.4)	57	48	2014		X										2009	
	Mallorca	Mallorca	ALCUDIAB	POLLENSA	66	1	Repotenciación Línea-Cable	11 (.2.9)	57	48	2015		X										2009	
	Mallorca	Mallorca	COLISEO	FALCA	66	1	Alta E/S Cable	2	80	80	2015											X	2009	
	Mallorca	Mallorca	FALCA	RAFAL	66	1	Alta E/S Cable	2	80	80	2015											X	2009	
	Mallorca	Mallorca	COLISEO	RAFAL	66	2	Baja E/S Cable	3	80	80	2015											X	2009	
	Mallorca	Mallorca	ALCUDIAB	SAN MARTIN	66	2	Nuevo Cable	8	80	80	2016	X											2013	
	Mallorca	Mallorca	CATALINA	FALCA	66	1	Nuevo Cable	1,2	80	80	2016		X										2009	
	Mallorca	Mallorca	ARENAL	CALA BLAVA	132	1	Nueva Línea-Cable	17 (.3)	80	69	2016											X	Inicialmente funcionando a 66 kV	2009
	Mallorca	Mallorca	CALA BLAVA	LLUCMAJOR	132	1	Nueva Línea-Cable	14 (.6)	80	69	2016											X	Inicialmente funcionando a 66 kV	2009
	Mallorca	Mallorca	CALA BLAVA	LLUCMAJOR	132	2	Nueva Línea-Cable	14 (.6)	80	69	2016											X	Inicialmente funcionando a 66 kV	2009
TIB-3	Mallorca	Mallorca	MURTERAR B	SAN MARTIN	220	1	Alta cambio topología Cable	1	560	560	2016	X											Interruptores de acoplamiento y longitudinales para partición de la actual SE Murterar 220 kV en Murterar y Murterar B	
TIB-3	Mallorca	Mallorca	MURTERAR	SAN MARTIN	220	1	Baja cambio topología Cable	1	560	560	2016	X											Interruptores de acoplamiento y longitudinales para partición de la actual SE Murterar 220 kV en Murterar y Murterar B	
TIB-3	Mallorca	Mallorca	MURTERAR B	LLUBI	220	1	Alta cambio topología línea	17	678	678	2016	X											Interruptores de acoplamiento y longitudinales para partición de la actual SE Murterar 220 kV en Murterar y Murterar B	

REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TIB-3	Mallorca	Mallorca	MURTERAR	LLUBI	220	2	Baja cambio topología línea	17	678	678	2016	X									Interrupciones de acoplamiento y longitudinales para partición de la actual SE Murterar 220 kV en Murterar y Murterar B	
	Mallorca	Mallorca	MURTERAR	SAN MARTIN	220	1	Nuevo Cable	1	560	560	2016	X										2010
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	RAFAL	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.2)	41	35	2017			X								2008
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	RAFAL	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.2)	41	35	2017				X							2008
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI	RAFAL	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.2)	41	35	2017				X							2008
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI	RAFAL	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.2)	41	35	2017				X							2008
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SONREUS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 ( .4)	41	35	2017				X							2008
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SONREUS	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	7 ( .4)	41	35	2017				X							2008
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI	SONREUS	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	7 ( .4)	41	35	2017				X							2008
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI	SONREUS	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	7 ( .4)	41	35	2017				X							2008
	Mallorca	Mallorca	RAFAL	SON MOIX	66	1	Nuevo Cable	0,2	80	80	2017		X									
	Mallorca	Mallorca	RAFAL	SON MOIX	66	2	Nuevo Cable	0,2	80	80	2017		X									
	Mallorca	Mallorca	SON MOIX	VALLDURGENT	220	1	Alta E/S Línea-Cable	16 ( 3.4)	340	290	2017		X									2009
	Mallorca	Mallorca	SON MOIX	SONREUS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	16 ( 3.4)	340	290	2017		X									2009
	Mallorca	Mallorca	SON REUS	VALLDURGENT	220	2	Baja E/S Línea	15	339	290	2017		X									2009
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SON MOIX	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.3)	41	35	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SON MOIX	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.3)	41	35	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	RAFAL	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.2)	41	35	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	RAFAL	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.2)	41	35	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	COLISEO	SON MOIX	66	1	Alta cambio topología Cable	3,1	80	80	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	FALCA	SON MOIX	66	1	Alta cambio topología Cable	2,1	80	80	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	COLISEO	RAFAL	66	1	Baja cambio topología Cable	3	80	80	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	FALCA	RAFAL	66	1	Baja cambio topología Cable	2	80	80	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	POLIGONO	SON MOIX	66	1	Alta cambio topología Cable	3,2	80	80	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SON PARDO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	6 ( .3)	41	35	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SON MOIX	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.3)	41	35	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SON PARDO	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	6 ( .3)	41	35	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	COLISEO	SON MOIX	66	2	Alta cambio topología Cable	6	80	80	2017		X									
TIB-2	Mallorca	Mallorca	MARRATXI B	SON MOIX	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	9 ( 2.3)	41	35	2017		X									



REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		Fecha Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016					
									INV.	VER.		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD				
TIB-2	Mallorca	Mallorca	COLISEO	POLIGONO	66	1	Baja cambio topología Cable	3	80	80	2017		X													
	Mallorca	Mallorca	SON PARDO	SON REUS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	7.8 ( 3.2)	80	69	2017									X						
	Mallorca	Mallorca	COLISEO	SON PARDO	66	1	Alta E/S Cable	2,3	80	80	2017									X						
	Mallorca	Mallorca	COLISEO	SON REUS	66	1	Baja E/S Línea-Cable	9.1 ( 4.5)	80	69	2017									X						
TIB-2	Mallorca	Mallorca	NUREDDUNA	SON PARDO	66	1	Alta cambio topología Cable	4,3	80	80	2017			X									Bypass operable			
TIB-2	Mallorca	Mallorca	COLISEO	SON PARDO	66	1	Baja cambio topología Cable	2,3	80	80	2017			X										Bypass operable		
TIB-2	Mallorca	Mallorca	COLISEO	NUREDDUNA	66	1	Baja cambio topología Cable	2,4	80	80	2017			X										Bypass operable		
TIB-5	Mallorca	Mallorca	ARTA	CAPDEPERA	132	1	Alta cambio de tensión Línea-Cable	7 ( .2)	160	138	2017				X										2009	
TIB-5	Mallorca	Mallorca	ARTA	CAPDEPERA	132	2	Alta cambio de tensión Línea-Cable	7 ( .2)	160	138	2017				X											2009
TIB-5	Mallorca	Mallorca	ARTA	CAPDEPERA	66	1	Baja cambio de tensión Línea-Cable	7 ( .2)	80	69	2017				X											2009
TIB-5	Mallorca	Mallorca	ARTA	CAPDEPERA	66	2	Baja cambio de tensión Línea-Cable	7 ( .2)	80	69	2017				X											2009
	Mallorca	Mallorca	BUNYOLA	INCA	66	1	Repotenciación Línea	21	57	48	2017		X													2009
TIB-7	Mallorca	Mallorca	ARTA	BESSONS	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	25 (0.5)	420	359	2019				X									Inicialmente funcionando a 132 kV	2015	
TIB-7	Mallorca	Mallorca	ARTA	BESSONS	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	25 (0.5)	420	359	2019				X										Inicialmente funcionando a 132 kV	2015
TIB-7	Mallorca	Mallorca	BESSONS	MESQUIDA	132	1	Baja cambio topología Línea	30	100	100	2019				X											
TIB-7	Mallorca	Mallorca	ARTA	MESQUIDA	132	1	Alta cambio topología Línea-Cable	5 (0.5)	100	100	2019				X											
TIB-7	Mallorca	Menorca	ARTA	CIUDADELA	132	1	Nuevo enlace submarino	69	118	118	2019				X									Enlace submarino de 40 km y cable subterráneo 29 km.	2011	
	---	---	-----	-----	66	--	Nuevo Cable	1,6	75	75	2014			X										Cables móviles para situaciones de emergencia		

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Ibiza	IBIZA 5	Nueva subestación	132	B	2014				X							2014
	Ibiza	IBIZA 5	Ampliación subestación	132	B	2014								X		3 trafos 132/15 kV conectados mediante cables de 300 m al parque de 132 kV	2014
	Ibiza	TORRENT	Nueva subestación	132	B	2015				X						Dada la criticidad de la SE se podrá requerir la instalación de interruptores longitudinales para operar la SE como binudo en situaciones de emergencia	2010
	Ibiza	SAN ANTONIO	Nueva subestación	132	C	2016		X									
	Ibiza	SAN ANTONIO	Ampliación subestación	132	C	2016								X		Condicionado a acceso	
	Formentera	FORMENTERA	Nueva subestación	132	B	2018				X							2016
	Mallorca	SAN MARTIN	Nueva subestación	66	B	2014								X		DEDB_008_07. Condicionado a CTA	2009
	Mallorca	SAN MARTIN	Ampliación subestación	66	B	2014								X		DEDB_008_07. Condicionado a CTA. Los 2 trafos 66/15 kV se conectan mediante cables de 135 m y 115 m respectivamente al parque de 66 kV	
	Mallorca	FALCA	Nueva subestación	66	B	2014								X			2009
	Mallorca	FALCA	Ampliación subestación	66	B	2014								X		DEDB_007_07. Condicionado a CTA.	
	Mallorca	SAN MARTIN	Nueva subestación	220	B	2014	X										2009
	Mallorca	LLATZER	Ampliación subestación	132	B	2015								X		Inicialmente funcionando a 66 kV. DEDB_033_10. Condicionado a CTA	2014
	Mallorca	SANT JOAN	Ampliación subestación	66	C	2015								X		DED_600_13. Condicionado a CTA	2014
	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva subestación	132	B	2015				X							2010
	Mallorca	LLUCMAJOR	Ampliación subestación	66	C	2016			X							Interruptor de acoplamiento para adaptación a Procedimiento de Operación	2012
	Mallorca	CALA BLAVA	Nueva subestación	132	B	2016								X		DEDB_020_09. Condicionado a CTA. Inicialmente funcionando a 66 kV	2009
	Mallorca	CALA BLAVA	Ampliación subestación	132	B	2016								X		DEDB_020_09. Condicionado a CTA. Inicialmente funcionando a 66 kV	
TIB-3	Mallorca	MURTERAR B	Nueva subestación	220	B	2016	X									Interruptor de acoplamiento y seccionadores longitudinales para partición de la actual SE Murterar 220 kV en Murterar y Murterar B	
TIB-6	Mallorca	CALA MILLOR	Ampliación subestación	66	C	2016			X							Interruptor de acoplamiento para adaptación a Procedimiento de Operación	
TIB-2	Mallorca	MARRATXI B	Nueva subestación	66	C	2017			X							Reducción lcc.Informe Endesa.	2008

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./Blind.)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN									OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm	ApD			
	Mallorca	SON MOIX	Nueva subestación	220	B	2017		X									GIS de Interruptor y medio	2009
	Mallorca	SON MOIX	Nueva subestación	66	B	2017		X									GIS de Interruptor y medio	
TIB-5	Mallorca	CAPDEPERA	Nueva subestación	132	B	2017				X								2015
TIB-5	Mallorca	CAPDEPERA	Baja subestación	66	B	2017				X								2015
TIB-2	Mallorca	SON PARDO	Nueva subestación	66	B	2017		X										2017
	Mallorca	SON PARDO	Ampliación subestación	66	B	2017									X		Condicionado a acceso y CTA	2017
TIB-7	Mallorca	BESSONS	Ampliación subestación	132	C	2017			X								Interruptor de acoplamiento para adaptación a Procedimiento de Operación	
TIB-7	Mallorca	ARTA	Nueva subestación	132	C	2017				X								2015
	Menorca	DRAGONERA	Ampliación subestación	132	C	2016									X		DED_615_14. Condicionado a CTA	2016
TIB-7	Menorca	CIUDADELA	Ampliación subestación	132	C	2019				X							Interruptor de acoplamiento para adaptación a Procedimiento de Operación, con cables de 132 kV para prolongación de la barra 1 (170 m) y la barra 2 (185 m)	
	---	-----	Ampliación subestación	132		---			X								10 posiciones móviles para situaciones de emergencia, válidas también para 66kV.	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Formentera	Formentera	Nuevo transformador	AT1	132/30	30	2018				X						Conectado al parque de 30 kV mediante cables de 500 m	2016
	Formentera	Formentera	Nuevo transformador	AT2	132/30	30	2018				X						Conectado al parque de 30 kV mediante cables de 500 m	2016
	Ibiza	Ibiza 5	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2014				X							2014
	Ibiza	Ibiza 5	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2014				X							2014
	Ibiza	TORRENT	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2015				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada. Conectado mediante cables de 143 m al parque de 132 kV y de 174 m al parque de 66 kV	2010
	Ibiza	TORRENT	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2015				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada. Conectado mediante cables de 147 m al parque de 132 kV y de 165 m al parque de 66 kV	2010
	Ibiza	SAN ANTONIO	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2017		X									
	Ibiza	SAN ANTONIO	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2017		X									
	Mallorca	SAN MARTIN	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2014	X										2009
	Mallorca	SAN MARTIN	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2014	X										2009
	Mallorca	SANTA PONSA	Nuevo transformador	AT1	220/132	160	2014				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada. Conectado mediante cables de 150 m al parque de 220kV	2010
	Mallorca	SANTA PONSA	Nuevo transformador	AT2	220/132	160	2014				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada. Conectado mediante cables de 150 m al parque de 220kV	2010
	Mallorca	SON MOIX	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2016		X									2009
	Mallorca	SON MOIX	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2016		X									2009
	Mallorca	SON MOIX	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2016		X									2011
TIB-7	Mallorca	BESSONS	Nuevo transformador	AT1	220/132	160	2017		X								Sustituyen a los actuales trafos de 63 MVA que quedan como reserva fría para situaciones de emergencia	2011
TIB-7	Mallorca	BESSONS	Nuevo transformador	AT2	220/132	160	2017		X								Sustituyen a los actuales trafos de 63 MVA que quedan como reserva fría para situaciones de emergencia	2011

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TIB-4	Mallorca	ARTA	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2017		X									Conectado mediante cable de 250 m al parque de 132 kV	
TIB-4	Mallorca	ARTA	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2017		X									Conectado mediante cable de 250 m al parque de 132 kV	
	---	-----	Nuevo transformador	AT	220/132/66	90	---			X								3 unidades monofásicas de 30 MVA para situaciones de emergencia	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Formentera	FORMENTERA	Nueva reactancia	REA1	132	9	2017				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 1er cable Formentera-Torrente 132kV	2016
	Formentera	FORMENTERA	Nueva reactancia	REA2	132	9	2017				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 1er cable Formentera-Torrente 132kV	2016
	Formentera	FORMENTERA	Nueva reactancia	REA3	132	9	2017				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 2º cable Formentera-Torrente 132kV	2016
	Formentera	FORMENTERA	Nueva reactancia	REA4	132	9	2017				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 2º cable Formentera-Torrente 132kV	2016
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA1	132	17	2015				X						Proyecto asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2010
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA2	132	17	2015				X						Proyecto asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2010
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA3	132	17	2015				X						Proyecto asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2010
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA4	132	17	2015				X						Proyecto asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2015
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA5	132	17	2015				X						Proyecto asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2015
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA6	132	17	2015				X						Proyecto asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2015
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA7	132	9	2018				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 1er cable Formentera-Torrente 132kV	2016
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA8	132	9	2018				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 1er cable Formentera-Torrente 132kV	2016

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA9	132	9	2018				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 2º cable Formentera-Torrente 132kV	2016
	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA10	132	9	2018				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 2º cable Formentera-Torrente 132kV	2016
	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA1	132	17	2014				X						Proyecto asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2010
	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA2	132	17	2014				X						Proyecto asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2010
	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA3	132	17	2014				X						Proyecto asociado al 1er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2010
	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA4	132	17	2014				X						Proyecto asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2015
	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA5	132	17	2014				X						Proyecto asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2015
	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA6	132	17	2014				X						Proyecto asociado al 2º cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	2015
TIB-7	Mallorca	ARTA	Nueva reactancia	REA1	132	17	2017				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 2º enlace Mallorca-Menorca	
TIB-7	Mallorca	ARTA	Nueva reactancia	REA2	132	17	2017				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 2º enlace Mallorca-Menorca	
TIB-7	Menorca	CIUADELA	Nueva reactancia	REA3	132	17	2017				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 2º enlace Mallorca-Menorca	2011
TIB-7	Menorca	CIUADELA	Nueva reactancia	REA4	132	17	2017				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 2º enlace Mallorca-Menorca	2011





**A I.3**

**INSTALACIONES PROGRAMADAS EN EL  
PERIODO 2015-2020**

**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 30 de septiembre de 2014:

<b>Líneas de 66 kV, 132 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020</b>	
REF.	Código con el que está referenciada la actuación, si fuese necesario, en el anexo IV
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 nominal de la línea
cto.	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea o cable (nueva, baja, repotenciación, inc capacidad...)
Longitud **	km total (km cable): Longitud soterrada
Capacidad de transporte	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de PES
Motivación	RRTT: Resolución de restricciones técnicas SdS: Seguridad de suministro Fiab: Fiabilidad Int: Conexiones península-sistemas extrapeninsulares e interconexiones entre sistemas insulares ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvCo: Evacuación Régimen Ordinario EvRe: Evacuación Generación Renovable, Cogeneración y Residuos Alm: Almacenamiento ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Observaciones	Descripción de la actuación y aspectos adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

\* La necesidad de tramos soterrados aparecerá expresamente en la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución siempre que sean en los últimos 500 metros previos a una subestación blindada y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 500 m 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.

### Subestaciones de 66 kV, 132 kV y 220 kV programadas en el horizonte 2020\*

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
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, baja...)
Tensión (kV)	Tensión nominal del parque
Tipo SE (Conv./Blind.)	C: convencional; B: Blindada
Fecha Alta/Baja	Año estimado de PES. 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
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones*	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• DED / DEDC: Instalaciones de distribución</li> <li>• DEA / DEAC: Instalaciones de demanda</li> <li>• GOR / GORC: Generación de régimen ordinario</li> <li>• GEE / GEEC: Generación de régimen especial eólica</li> <li>• GEN / GENC: Generación de régimen especial no eólica</li> </ul> <p>Las actuaciones Condicionadas a Acceso se consolidarán una vez emitidos los preceptivos informes de viabilidad de acceso y conexión a la red de transporte</p>
Plan 2008-2016	Año con que ésta recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

\* Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación por cada nivel de tensión de transporte hasta un máximo de dos un número de posiciones de reserva no equipadas equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación

### Unidades de transformación 66/132 kV, 132/220 kV programadas en el horizonte 2020

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
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 PES
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

---

**Reactancias programados en el horizonte 2020**

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
Isla	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 nominal del parque donde se localiza la compensación
Potencia (Mvar)	Potencia nominal del elemento de compensación (Mvar)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de de PES
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

---



REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
									Inv	Ver		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Fuerteventura	Fuerteventura	LAS SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Nuevo Cable	4	80	80	2017		X				X						2011
	Fuerteventura	Fuerteventura	LAS SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	2	Nuevo Cable	4	80	80	2017		X				X						2011
	Fuerteventura	Fuerteventura	LAS SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	3	Nuevo Cable	4	80	80	2017		X				X						2011
	Fuerteventura	Fuerteventura	LAS SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	4	Nuevo Cable	4	80	80	2017		X				X						2011
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	40 (.2)	66	66	2017		X										2016
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	LAS SALINAS	66	1	Baja cambio topología Línea	41	66	66	2017		X										2016
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	CORRALEJO	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	25 (.2)	66	66	2017				X								2016
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	CORRALEJO	LAS SALINAS	66	1	Baja cambio topología Línea	25	66	66	2017				X								2016
	Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	GRAN TARAJAL	132	1	Nueva Línea-Cable	45 (0.5)	160	160	2018		X										2011
	Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	GRAN TARAJAL	132	2	Nueva Línea-Cable	45 (0.5)	160	160	2018		X										2011
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	LA OLIVA	132	1	Nueva Línea-Cable	26 (1)	160	160	2019				X								2016
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	LA OLIVA	132	2	Nueva Línea-Cable	26 (1)	160	160	2019				X								2016
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	LA OLIVA	CORRALEJO	66	1	Nuevo Cable	5	80	80	2019				X								2016
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	LA OLIVA	CORRALEJO	66	2	Nuevo Cable	5	80	80	2019				X								2016
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	LA OLIVA	PLAYA BLANCA	66	1	Alta cambio topología enlace submarino	15	66	66	2019				X								
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	LA OLIVA	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	30 (.3)	66	66	2019				X							Aprovecha la parte aérea del enlace actual	2016
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	CORRALEJO	PLAYA BLANCA	66	1	Baja cambio topología enlace submarino	20	66	66	2019				X								
TIC-10	Fuerteventura	Fuerteventura	CORRALEJO	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	25 (.2)	66	66	2019				X								2016
TIC-10	Fuerteventura	Lanzarote	LA OLIVA	PLAYA BLANCA	132	1	Nuevo enlace submarino	20	120	120	2019				X							Incluye tramo en tierra soterrado de unos 5km	2016
	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	1	Nueva Línea-Cable	34 (0.5)	160	160	2019		X										2011
	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	2	Nueva Línea-Cable	34 (0.5)	160	160	2019		X										2011
	Fuerteventura	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	CAÑADA DE LA BARCA	132	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (1)	160	160	2019						X						2016
	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	CAÑADA DE LA BARCA	132	1	Alta E/S Línea-Cable	29 (0.5)	160	160	2019						X						2016
	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	1	Baja E/S Línea-Cable	34 (0.5)	160	160	2019						X						2016
	Fuerteventura	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	JARES	132	1	Alta E/S Línea-Cable	23 (0.5)	160	160	2019						X						2016
	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	JARES	132	1	Alta E/S Línea-Cable	13 (0.5)	160	160	2019						X						2016
	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	2	Baja E/S Línea-Cable	34 (0.5)	160	160	2019						X						2016
TIC-4	Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	25 (10)	60	60	2015			X									2008
TIC-4	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA	T DE ALDEA BLANCA	66	1	Baja cambio topología Cable	10	60	60	2015			X									2008
TIC-4	Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO MASPALOMAS	T DE ALDEA BLANCA	66	1	Baja cambio topología Línea	15	66	66	2015			X									2008
TIC-4	Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	T DE ALDEA BLANCA	66	1	Baja cambio topología Cable	1	60	60	2015			X									2008





REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016				
									Inv	Ver		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD			
	Gran Canaria	Gran Canaria	ARUCAS	BARRANCO SECO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	11 ( 2)	76	76	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	JINAMAR	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	6	66	66	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	T DE BARRANCO SECO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	1	42	42	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	T DE BARRANCO SECO	66	1	Baja cambio topología Línea	6	65	65	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	ARUCAS	T DE BARRANCO SECO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	11 ( 2)	76	76	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	LOMO APOLINARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	3 ( 0.5)	81	81	2017		X											Intercambio de ctos con Jinamar- Lomo Apolinario	2016
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	LOMO APOLINARIO	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	3	81	81	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	JINAMAR	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	6 ( 0.5)	80	80	2017		X											Intercambio de ctos con Jinamar- Lomo Apolinario	2016
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	JINAMAR	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	6	66	66	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	ARUCAS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 ( 2.5)	76	76	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	ARUCAS	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	11 ( 2)	76	76	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	ARUCAS	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	12 ( 2.5)	80	80	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	ARUCAS	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	11 ( 2)	80	80	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	NUEVA BARRANCO SECO	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2017		X											2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	NUEVA BARRANCO SECO	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2017		X											2016	
TIC-5	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	SABINAL	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	6 ( 0.5)	66	66	2017			X											
TIC-5	Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	SABINAL	66	2	Alta cambio topología Línea-Cable	6 ( 1)	80	80	2017			X											
TIC-5	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	JINAMAR	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	6	66	66	2017			X											
TIC-5	Gran Canaria	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	JINAMAR	66	2	Baja cambio topología Línea-Cable	6 ( 0.5)	80	80	2017			X											
TIC-5	Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	LOMO APOLINARIO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	7 ( 1)	66	66	2017			X											
TIC-5	Gran Canaria	Gran Canaria	JINAMAR	LOMO APOLINARIO	66	1	Baja cambio topología Línea	7	66	66	2017			X											
	Gran Canaria	Gran Canaria	AGÜIMES	CINSA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	15 ( .5)	60	60	2017											X		2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	AGÜIMES	66	1	Alta E/S Línea-Cable	6 ( 1)	60	60	2017											X		2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	CINSA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	19 ( 1)	60	60	2017											X		2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	BARRANCO SECO	SABINAL	66	1	Repotenciación Línea- Cable	6 ( 0.5)	80	80	2018			X										Cambio de temperatura de explotación a 85°C	
	Gran Canaria	Gran Canaria	LOMO APOLINARIO	SABINAL	66	1	Repotenciación Línea- Cable	6 ( 1)	80	80	2018			X										Cambio de temperatura de explotación a 85°C en el tramo correspondiente al antiguo cto Bco Seco-Jinamar 2	
	Gran Canaria	Gran Canaria	EL ESCOBAR	CINSA	66	1	Alta E/S Línea-Cable	8 ( .5)	60	60	2018											X		2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	EL ESCOBAR	AGÜIMES	66	1	Alta E/S Línea-Cable	8 ( .5)	60	60	2018											X		2016	
	Gran Canaria	Gran Canaria	AGÜIMES	CINSA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	15 ( .5)	60	60	2018											X		2016	



REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
									Inv	Ver		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	La Gomera	Tenerife	EL PALMAR	CHIO	66	1	Nuevo enlace submarino	42	50	50	2020				X							Características a definir en los estudios técnicos de detalle	2016
	La Gomera	Tenerife	EL PALMAR	CHIO	66	2	Nuevo enlace submarino	42	50	50	2020				X							Características a definir en los estudios técnicos de detalle	2016
TIC-11	La Palma	La Palma	GUINCHOS	LAS BREÑAS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	1 ( .5)	80	80	2019		X				X				X		
TIC-11	La Palma	La Palma	LAS BREÑAS	VALLE DE ARIDANE	66	1	Alta E/S Línea-Cable	20 ( 1)	42	42	2019		X				X				X		
TIC-11	La Palma	La Palma	GUINCHOS	VALLE DE ARIDANE	66	1	Baja E/S Línea-Cable	20 ( .7)	42	42	2019		X				X				X		
TIC-11	La Palma	La Palma	GUINCHOS	LAS BREÑAS	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2019		X										
TIC-11	La Palma	La Palma	VALLE DE ARIDANE	LAS BREÑAS	66	2	Nueva Línea-Cable	20 ( 5)	80	80	2019		X										
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	TÍAS	PLAYA BLANCA	132	1	Nueva Línea-Cable	18 ( 3.4)	160	160	2017				X								2016
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	TÍAS	PLAYA BLANCA	132	2	Nueva Línea-Cable	18 ( 3.4)	160	160	2017				X								2016
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	TÍAS	PUNTA GRANDE	66	1	Alta E/S Cable	25	80	80	2017				X								2016
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	MACHER	TÍAS	66	1	Alta E/S Cable	1	80	80	2017				X								2016
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	MACHER	PUNTA GRANDE	66	1	Baja E/S Cable	25	80	80	2017				X								2016
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	TÍAS	PUNTA GRANDE	66	2	Alta E/S Cable	25	80	80	2017				X								2016
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	MACHER	TÍAS	66	2	Alta E/S Cable	1	80	80	2017				X								2016
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	MACHER	PUNTA GRANDE	66	2	Baja E/S Cable	25	80	80	2017				X								2016
	Lanzarote	Lanzarote	PUNTA GRANDE	CALLEJONES	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	10 ( .5)	66	66	2018				X				X				2016
	Lanzarote	Lanzarote	PUNTA GRANDE	SAN BARTOLOME	66	1	Baja cambio topología Línea	10	66	66	2018				X				X				2016
	Lanzarote	Lanzarote	MACHER	CALLEJONES	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	15 ( .5)	66	66	2018				X				X				2016
	Lanzarote	Lanzarote	MACHER	SAN BARTOLOME	66	1	Baja cambio topología Línea	15	66	66	2018				X				X				2016
	Lanzarote	Lanzarote	SAN BARTOLOME	CALLEJONES	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2018				X				X				2016
	Lanzarote	Lanzarote	SAN BARTOLOME	CALLEJONES	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2018				X				X				2016
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	TAGORO	66	1	Alta E/S Línea-Cable	14 ( 2)	66	66	2014								X				2014
	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	TAGORO	66	1	Alta E/S Línea-Cable	30 ( 1)	66	66	2014								X				2014
	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	GRANADILLA	66	1	Baja E/S Línea-Cable	43	66	66	2014								X				2014
	Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	REALEJOS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	15 ( 8.5)	66	66	2014										X		2009
	Tenerife	Tenerife	REALEJOS	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Alta E/S Línea-Cable	14 ( 2.5)	66	66	2014										X		2009
	Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	ICOD DE LOS VINOS	66	2	Baja E/S Línea-Cable	27 ( 9.4)	66	66	2014										X		2009
	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	ARICO II	66	1	Alta E/S Línea-Cable	27 ( 1.5)	66	66	2014				X				X				2014
	Tenerife	Tenerife	TAGORO	ARICO II	66	1	Alta E/S Línea-Cable	4 ( 1)	66	66	2014				X				X				2014
	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	TAGORO	66	1	Baja E/S Línea-Cable	30 ( 1)	66	66	2014				X				X				2014

REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
									Inv	Ver		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TIC-8	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	GRANADILLA II	220	2	Alta cambio topología Línea	45	260	260	2016		X										
TIC-8	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	GRANADILLA	220	2	Baja Cambio topología Línea	45	260	260	2016		X										
	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CALETILLAS	220	1	Nuevo Cable	0,4	500	500	2016			X									2012
	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CALETILLAS	220	2	Nuevo Cable	0,4	500	500	2016			X									2012
TIC-8	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	46 (1)	260	260	2016		X										
TIC-8	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	GRANADILLA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	45	260	260	2016		X										
TIC-8	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA II	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	46 (1)	260	260	2016		X										
TIC-8	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	GRANADILLA II	220	2	Baja cambio topología Línea	45	260	260	2016		X										
	Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CALETILLAS	220	1	Nueva Línea-Cable	14 (1)	342	342	2016		X										2008
	Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CALETILLAS	220	2	Nueva Línea-Cable	14 (1)	342	342	2016		X										2008
	Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CANDELARIA	66	1	Baja cambio tensión Línea-Cable	13	92	92	2016		X										2008
	Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CANDELARIA	66	2	Baja cambio tensión Línea-Cable	13	92	92	2016		X										2008
TIC-8	Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	GRANADILLA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	60 (2)	260	260	2016		X										2008
TIC-8	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA	220	1	Baja cambio topología Línea	46 (1)	260	260	2016		X										2008
TIC-8	Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	CALETILLAS	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	14 (1)	342	342	2016		X										2008
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	LOS VALLITOS	220	1	Alta cambio tensión Línea - cable	27 (0.2)	200	200	2017	X											Máxima prioridad
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA II	LOS VALLITOS	220	2	Alta cambio tensión Línea - cable	27 (0.2)	200	200	2017	X											Máxima prioridad
	Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	GRANADILLA	66	1	Baja cambio tensión Línea	32 (.7)	82	82	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	OLIVOS	66	1	Baja cambio tensión Línea	32 (.7)	66	66	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	OLIVOS	66	1	Alta cambio topología Cable	11	66	66	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	1	Alta E/S Cable	12	66	66	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	LOS VALLITOS	OLIVOS	66	1	Alta E/S Cable	4	66	66	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	OLIVOS	66	1	Baja E/S Cable	11	66	66	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	2	Alta E/S Cable	12	66	66	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	LOS VALLITOS	OLIVOS	66	2	Alta E/S Cable	4	66	66	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	CHAYOFA	OLIVOS	66	2	Baja E/S Cable	11	66	66	2017	X											2015
	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	EL ROSARIO	220	1	Nueva Línea-Cable	10 (2)	303	303	2017		X										2012
	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	EL ROSARIO	220	2	Nueva Línea-Cable	10 (2)	303	303	2017		X										2012
	Tenerife	Tenerife	GENETO	EL ROSARIO	66	1	Nuevo Cable	5	80	80	2017		X										2012
	Tenerife	Tenerife	GENETO	EL ROSARIO	66	2	Nuevo Cable	5	80	80	2017		X										2012
	Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	1	Nuevo Cable	8	80	80	2017		X										
	Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GUAJARA	66	2	Nuevo Cable	8	80	80	2017		X										

REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA Alta/Baja	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016			
									Inv	Ver		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD		
	Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	DIQUE DEL ESTE	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	21 ( 7)	66	66	2017		X										2014	
	Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	MANUEL CRUZ	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 ( 7.5)	66	66	2017		X										2014	
	Tenerife	Tenerife	GUAJARA	MANUEL CRUZ	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	5 ( .5)	66	66	2017		X										2014	
	Tenerife	Tenerife	GUAJARA	DIQUE DEL ESTE	66	1	Baja cambio topología Línea	13	66	66	2017		X										2014	
	Tenerife	Tenerife	GENETO	GUAJARA	66	1	Baja cambio topología Cable	2	66	66	2017		X										2014	
	Tenerife	Tenerife	GENETO	GUAJARA	66	2	Baja cambio topología Cable	2	66	66	2017		X										2014	
	Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	TACORONTE	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	12 ( 1)	66	66	2017		X											
	Tenerife	Tenerife	GENETO	TACORONTE	66	1	Baja cambio topología Línea	13	66	66	2017		X											
	Tenerife	Tenerife	ABONA	GRANADILLA II	220	1	Alta E/S Línea-Cable	2 (1)	342	342	2018	X											2015	
	Tenerife	Tenerife	ABONA	LOS VALLITOS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	27 (1)	200	200	2018	X											2015	
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA II	LOS VALLITOS	220	2	Baja E/S Línea-Cable	27 (0.2)	200	200	2018	X											2015	
	Tenerife	Tenerife	ABONA	TAGORO	66	1	Alta E/S Línea-Cable	15 ( 3)	66	66	2018										X		2015	
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	ABONA	66	1	Alta E/S Cable	1	66	66	2018										X		2015	
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	TAGORO	66	1	Baja E/S Línea-Cable	14 ( 2)	66	66	2018										X		2015	
	Tenerife	Tenerife	ABONA	ARICO II	66	1	Alta E/S Línea-Cable	17 ( 3)	66	66	2018										X		2015	
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	ABONA	66	2	Alta E/S Cable	1	66	66	2018										X		2015	
	Tenerife	Tenerife	GRANADILLA	ARICO II	66	1	Baja E/S Línea-Cable	16 ( 2)	66	66	2018										X		2015	
	Tenerife	Tenerife	CHIO	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	23 ( 1)	32	32	2018	X			X								2016	
	Tenerife	Tenerife	GUIA DE ISORA	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Baja cambio topología Línea	22	32	32	2018	X			X								2016	
	Tenerife	Tenerife	CHIO	OLIVOS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	13 ( 1)	38	38	2018	X			X								2016	
	Tenerife	Tenerife	GUIA DE ISORA	OLIVOS	66	1	Baja cambio topología Línea	12	38	38	2018	X			X								2016	
	Tenerife	Tenerife	CHIO	GUIA DE ISORA	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2018	X			X								Posibilidad de operar Guía de Isora con acoplamiento longitudinal	2016
	Tenerife	Tenerife	CHIO	GUIA DE ISORA	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2018	X			X								Posibilidad de operar Guía de Isora con acoplamiento longitudinal abierto.	2016
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CHIO	OLIVOS	66	2	Nueva Línea-Cable	16 ( 2)	80	80	2019	X											2008	
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CHIO	OLIVOS	66	3	Nueva Línea-Cable	16 ( 2)	80	80	2019	X											2008	
	Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	EL PORIS	220	1	Alta E/S Línea-Cable	46 ( 3)	260	260	2019	X									X		2016	
	Tenerife	Tenerife	EL PORIS	GRANADILLA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	17 ( 1)	260	260	2019	X									X		2016	
	Tenerife	Tenerife	BUENOS AIRES	GRANADILLA	220	1	Baja E/S Línea-Cable	60 (2)	260	260	2019	X									X		2016	

REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA Alta/Baja	MOTIVACIÓN										OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
									Inv	Ver		RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm	ApD					
	Tenerife	Tenerife	TAGORO	ARICO II	66	2	Alta E/S Línea-Cable	4 ( 1)	66	66	2019								X						2016
	Tenerife	Tenerife	ABONA	TAGORO	66	2	Alta E/S Línea-Cable	15 ( 3)	66	66	2019								X						2016
	Tenerife	Tenerife	ABONA	ARICO II	66	1	Baja E/S Línea-Cable	17 ( 3)	66	66	2019								X						2016
	Tenerife	Tenerife	TAGORO	EL PORIS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	4 ( 1.5)	66	66	2019								X						2016
	Tenerife	Tenerife	TAGORO	ARICO II	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	4 ( 1)	66	66	2019								X						2016
	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	EL PORIS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	27 ( 1)	66	66	2019								X						2016
	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	ARICO II	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	27 ( 1.5)	66	66	2019								X						2016
	Tenerife	Tenerife	EL PORIS	ARICO II	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	2019								X						2016
	Tenerife	Tenerife	EL PORIS	ARICO II	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	2019								X						2016
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CHIO	NUEVA ICOD DE LOS VINOS	66	1	Nueva Línea-Cable	22 ( 1)	80	80	2019	X													2012
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CHIO	NUEVA ICOD DE LOS VINOS	66	2	Nueva Línea-Cable	22 ( 1)	80	80	2019	X													2012
TIC-7	Tenerife	Tenerife	NUEVA ICOD DE LOS VINOS	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Nuevo Cable	5	80	80	2019	X													Posibilidad de operar Icod con acoplamiento longitudinal abierto
TIC-7	Tenerife	Tenerife	NUEVA ICOD DE LOS VINOS	ICOD DE LOS VINOS	66	2	Nuevo Cable	5	80	80	2019	X													Posibilidad de operar Icod con acoplamiento longitudinal abierto
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	NUEVA ICOD DE LOS VINOS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	32 ( 5)	66	66	2019	X													
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CUESTA DE LA VILLA	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	27 ( 9.4)	66	66	2019	X													
TIC-7	Tenerife	Tenerife	REALEJOS	NUEVA ICOD DE LOS VINOS	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	19 ( 5)	66	66	2019	X													
TIC-7	Tenerife	Tenerife	REALEJOS	ICOD DE LOS VINOS	66	1	Baja cambio topología Línea-Cable	14 ( 2.5)	66	66	2019	X													
	---	---	-----	-----	66	--	Nuevo Cable	3,2	75	75	2014				X										Cables móviles para situaciones de emergencia

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	TIPO SE (Conv./ Blind.)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Fuerteventura	SALINAS	Ampliación subestación	66	B	2016						X				GORC-005-06. Condicionado a CTA	
TIC-10	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nueva subestación	66	B	2017				X							2016
	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Ampliación subestación	66	B	2017							X			GEEC-013-10. Condicionado a CTA	2016
TIC-10	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nueva subestación	132	B	2018				X							2016
	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	Nueva subestación	132	B	2018		X									2011
TIC-10	Fuerteventura	LA OLIVA	Nueva subestación	132	B	2018				X							2016
TIC-10	Fuerteventura	LA OLIVA	Nueva subestación	66	B	2018				X							2016
	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	Nueva subestación	132	B	2019		X									2011
	Fuerteventura	CAÑADA DE LA BARCA	Nueva subestación	132	B	2019							X			GEEC_007_08. Condicionado a CTA	2016
	Fuerteventura	JARES	Nueva subestación	132	B	2019							X			GEEC_012_10. Condicionado a CTA	2016
	Fuerteventura	SALINAS	Ampliación subestación	66	B	2020						X				GORC-005-06. Condicionado a CTA	
	Gran Canaria	ALDEA BLANCA	Ampliación subestación	66	C	2015							X			GEEC-019-10. Condicionado a CTA	2014
	Gran Canaria	SABINAL	Nueva subestación	220	B	2015			X								2009
	Gran Canaria	SABINAL	Nueva subestación	66	B	2015			X								2009
	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nueva subestación	220	B	2015	X									Actuación prioritaria.	2008
	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nueva subestación	66	B	2015	X									Actuación prioritaria.	2008
TIC-1	Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA II	Nueva subestación	220	B	2016			X							División de la actual Bco de Tirajana en dos (inclusión de interruptores longitudinales y acoplamiento)	2007
	Gran Canaria	CINSA	Ampliación subestación	66	C	2016							X			GEEC-022-11. Condicionado a CTA	2015
	Gran Canaria	NUEVA BARRANCO SECO	Nueva subestación	66	B	2017	X										2016
	Gran Canaria	AGÜIMES	Nueva subestación	66	B	2017							X			GEEC_021_10. Condicionado a CTA	2016
	Gran Canaria	GUIA	Ampliación subestación	66	C	2017							X			GEEC-023-11. Condicionado a CTA	2016
	Gran Canaria	MUELLE GRANDE	Ampliación subestación	66	C	2017							X			Condicionado a acceso y CTA	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	TIPO SE (Conv./ Blind.)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016		
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Gran Canaria	MUELLE GRANDE	Ampliación subestación	66	C	2017									X	DEDC_035_11. Concicionado a CTA y viabilidad de implantación. Ampliación con nueva doble barra con acoplamiento (a la que se traslada la posición de la línea a Buenavista) y que conecta con la actual mediante posición de acoplamiento longitudinal. Alternativa: Nueva SE EI CEBADAL	2015	
	Gran Canaria	EL ESCOBAR	Nueva subestación	66	B	2018									X	GEEC_020_11, GEEC_025_11, GRE_243_14; GRE_246_14. Condicionado a CTA	2016	
	Gran Canaria	ARINAGA	Nueva subestación	66	B	2018									X		2016	
	Gran Canaria	ARINAGA	Ampliación subestación	66	B	2018									X	GRE_181_12, GRE_182_12 (Informe AESA denegando autorización de estos dos accesos), GRE_238_14, GRE_240_14, GRE_245_14, GRE_247_14, GRE_257_15, GRE_258_15. Condicionado a CTA.	2016	
	Gran Canaria	ARINAGA	Ampliación subestación	66	B	2018									X	Condicionado a acceso y CTA	2009	
	Gran Canaria	ARINAGA	Ampliación subestación	66	B	2018										X	Condicionado a acceso y CTA	2009
	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Ampliación subestación	220	B	2019									X	GORC-014-11. Condicionado a CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombeo		
TIC-3	Gran Canaria	BARRANCO DE TIRAJANA III	Nueva subestación	220	B	2020		X		X							2010	
	La Gomera	EL PALMAR	Nueva subestación	66	B	2020				X						Asociada al enlace Tenerife-La Gomera.	2016	
	La Gomera	EL PALMAR	Ampliación subestación	66	B	2020									X	Ampliación asociada a la conexión de la red de distribución al enlace Tenerife-La Gomera. Condicionada a acceso y CTA.		
TIC-11	La Palma	LAS BREÑAS	Nueva subestación	66	B	2019		X										
	La Palma	LAS BREÑAS	Ampliación subestación	66	B	2019										X	DEDC-021-07. Condicionado a CTA	
	La Palma	LAS BREÑAS	Ampliación subestación	66	B	2019						X				GORC-022-11. Condicionado a CTA		
TIC-11	La Palma	GUINCHOS	Adecuación P.O.	66	C	2019		X								Inclusión de la posición de acoplamiento de barras y partición de la simple barra	2012	



REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	TIPO SE (Conv./ Blind.)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN									OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm	ApD		
	Lanzarote	TÍAS	Nueva subestación	132	B	2017				X							2012
TIC-10	Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nueva subestación	132	B	2017				X							2016
TIC-10	Lanzarote	TÍAS	Nueva subestación	66	B	2017				X							2016
	Lanzarote	CALLEJONES	Nueva subestación	66	B	2018					X						2016
	Lanzarote	CALLEJONES	Ampliación subestación	66	B	2018							X			GEEC_010_10. Condicionada a CTA	2016
	Tenerife	TAGORO	Nueva subestación	66	B	2014							X		X		2015
	Tenerife	EL PORIS	Ampliación subestación	220	B	2019							X			Condicionado a acceso y CTA	
	Tenerife	TAGORO	Ampliación subestación	66	B	2014									X	DED_583_13. Condicionado a CTA	2015
	Tenerife	REALEJOS	Nueva subestación	66	B	2014									X	DEDC_012_05.	2009
	Tenerife	ARICO II	Ampliación subestación	66	B	2014									X	DED_563_12	
	Tenerife	BUENOS AIRES	Nueva subestación	220	B	2015			X								2008
	Tenerife	CALETILLAS	Nueva subestación	220	B	2016				X							2012
	Tenerife	TAGORO	Ampliación subestación	66	B	2016							X			GEEC_018_10. Condicionado a CTA	2015
	Tenerife	LOS VALLITOS	Nueva subestación	220	B	2017	X										2008
	Tenerife	LOS VALLITOS	Nueva subestación	66	B	2017	X										2008
	Tenerife	EL ROSARIO	Nueva subestación	220	B	2017			X								2012
	Tenerife	EL ROSARIO	Nueva subestación	66	B	2017			X								2012
	Tenerife	CALETILLAS	Ampliación subestación	220	B	2018						X				GORC_170_11. Condicionado a CTA	
	Tenerife	ABONA	Nueva subestación	220	B	2018	X						X				2015
	Tenerife	ABONA	Nueva subestación	66	B	2018							X		X		2015
	Tenerife	ABONA	Ampliación subestación	220-66	B	2018							X			GEEC_020_11, GRE_219_12, GRE_073_11. Condicionado a CTA. Previsible Capacidad de evacuación insuficiente en 66 kV en escenario H2020. Alternativa en Abona 220 kV condicionada a acceso y CTA	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	TIPO SE (Conv./ Blind.)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm		
	Tenerife	ABONA	Ampliación subestación	220	B	2018							X		Condicionado a acceso y CTA	
	Tenerife	ABONA	Ampliación subestación	66	B	2018								X	Condicionado a acceso y CTA	
	Tenerife	CHIO	Nueva subestación	66	B	2018	X									2016
	Tenerife	EL PORIS	Nueva subestación	220	B	2019	X						X			2016
	Tenerife	EL PORIS	Nueva subestación	66	B	2019							X		GEEC_015_10. Condicionado a CTA	2016
TIC-7	Tenerife	NUEVA ICOD DE LOS VINOS	Nueva subestación	66	B	2019	X									
	Tenerife	CALETILLAS	Ampliación subestación	220	B	2020						X			GORC_170_11. Condicionado a CTA	
	---	-----	Ampliación subestación	66		---			X						8 posiciones móviles para situaciones de emergencia	
	---	-----	Ampliación subestación	132		---			X						2 posición móviles para situaciones de emergencia, válidas también para 66 kV	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TIC-10	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2017				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada	2016
TIC-10	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2017				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada	2016
TIC-10	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo transformador	AT3	132/66	80	2017				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada	2016
TIC-10	Fuerteventura	LA OLIVA	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2017				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada	2016
TIC-10	Fuerteventura	LA OLIVA	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2017				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada	2016
TIC-10	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2017		X								Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada conectado mediante cable de unos 240m.	2016
TIC-10	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2017		X								Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada conectado mediante cable de unos 240m.	2016
TIC-10	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2017		X								Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada conectado mediante cable de unos 120m.	2016
TIC-10	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2017		X								Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada conectado mediante cable de unos 120m.	2016
	Gran Canaria	SABINAL	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2014			X							Actuación prioritaria	2009
	Gran Canaria	SABINAL	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2014			X							Actuación prioritaria	2009
	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2015	X										2008
	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2015	X										2008
TIC-1	Gran Canaria	BARRANCO TIRAJANA	Baja cambio ubicación transformador	AT2	220/66	125	2016			X							Asociado a la división de Bco de Tirajana I y II	
TIC-1	Gran Canaria	BARRANCO TIRAJANAII	Alta cambio ubicación transformador	AT1	220/66	125	2016			X							Asociado a la división de Bco de Tirajana I y II	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TIC-1	Gran Canaria	BARRANCO TIRAJANA	Baja cambio ubicación transformador	AT3	220/66	125	2016			X							Asociado a la división de Bco de Tirajana I y II	
TIC-1	Gran Canaria	BARRANCO TIRAJANAI	Alta cambio ubicación transformador	AT2	220/66	125	2016			X							Asociado a la división de Bco de Tirajana I y II	
TIC-6	Gran Canaria	SABINAL	Nuevo transformador	AT3	220/66	125	2018		X									
TIC-6	Gran Canaria	JINAMAR	Baja cambio ubicación transformador	AT3	220/66	125	2019		X									
TIC-6	Gran Canaria	SABINAL	Alta cambio ubicación transformador	AT4	220/66	125	2019		X									
TIC-10	Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2016				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada conectado al parque de 66kV mediante cable de unos 120 metros.	2016
TIC-10	Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2016				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada conectado al parque de 66kV mediante cable de unos 120 metros.	2016
	Lanzarote	TÍAS	Nuevo transformador	AT1	132/66	80	2016				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada conectado mediante cable de unos 100m.	2012
	Lanzarote	TÍAS	Nuevo transformador	AT2	132/66	80	2016				X						Pendiente de definir: transformador de bajo inrush o con relé de maniobra sincronizada conectado mediante cable de unos 100m.	2012
	Tenerife	BUENOS AIRES	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2014		X									2008
	Tenerife	BUENOS AIRES	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2016		X									2008
	Tenerife	EL ROSARIO	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2016		X									2012
	Tenerife	EL ROSARIO	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2016		X									2012
	Tenerife	LOS VALLITOS	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2017	X										2008
	Tenerife	LOS VALLITOS	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2017	X										2008
	Tenerife	ABONA	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2019	X					X					2015
	Tenerife	ABONA	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2019	X					X					2015
	Tenerife	EL PORIS	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	2019	X					X					2016
	Tenerife	EL PORIS	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	2019	X					X					2016

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
---	---	-----	Nuevo transformador	AT	220/132/66	90	---			X							3 unidades monofásicas de 30 MVA para situaciones de emergencia	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
								RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TIC-10	Fuerteventura	LA OLIVA	Nueva reactancia	REA1	132	9	2017				X						Nº, tamaño y ubicación definitiva a definir en el proyecto del enlace Lanzarote-Fuerteventura	2016
TIC-10	Fuerteventura	LA OLIVA	Nueva reactancia	REA2	132	9	2017				X						Nº, tamaño y ubicación definitiva a definir en el proyecto del enlace Lanzarote-Fuerteventura	2016
	La Gomera	EI PALMAR	Nueva reactancia	REA1	66	-	2020				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto del enlace Tenerife-La Gomera	2016
	La Gomera	EI PALMAR	Nueva reactancia	REA2	66	-	2020				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto del enlace Tenerife-La Gomera	2016
TIC-10	Lanzarote	TÍAS	Nueva reactancia	REA1	66	6	2016	X										2016
TIC-10	Lanzarote	TÍAS	Nueva reactancia	REA2	66	6	2016	X										2016
TIC-10	Lanzarote	TÍAS	Nueva reactancia	REA3	66	6	2016	X										2016
TIC-10	Lanzarote	PLAYA BLANCA	Nueva reactancia	REA1	132	9	2016				X						Nº, tamaño y ubicación definitiva a definir en el proyecto del enlace Lanzarote-Fuerteventura	2016
	Tenerife	CHÍO	Nueva reactancia	REA1	66	-	2020				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto del enlace Tenerife-La Gomera	2016
	Tenerife	CHÍO	Nueva reactancia	REA2	66	-	2020				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto del enlace Tenerife-La Gomera	2016

## **Anexo II**

### **INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

**Actuaciones posteriores a 2020**





**A II.1**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

**Actuaciones posteriores a 2020**

**SISTEMA PENINSULAR**



### Líneas de 400 kV y 220 kV

REF.	Código con el que está referenciada la actuación, si fuese necesario en el Anexo IV
CA 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 nominal de la línea
cto.	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea o cable (nueva, baja, repotenciación, inc capacidad...)
Longitud **	km total (km cable): Longitud soterrada
Capacidad de transporte ***	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Motivación	RRTT: Resolución de restricciones técnicas SdS: Seguridad de suministro Fiab: Fiabilidad Int: Conexiones internacionales, conexiones península-sistemas extrapeninsulares ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvCo: Evacuación Régimen Ordinario EvRe: Evacuación Generación Renovable, Cogeneración y Residuos Alm: Almacenamiento ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Observaciones	Descripción de la actuación, tramo correspondiente a la CCAA (%) y aspectos adicionales
Plan 2008-2016	Año con que ésta recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

\* Los nuevos cables soterrados deberán ser de Cu 2.000 mm<sup>2</sup> de 220 kV excepto en aquellos casos en los que se especifica la necesidad de Cu 2.500 mm<sup>2</sup>.

La necesidad de tramos soterrados aparecerá expresamente con la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución ejecución siempre que sean en los últimos 500 metros previos a una subestación blindada y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 500 m 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.

\*\*\* La capacidad de transporte considerada para los cables Cu 2.000 mm<sup>2</sup> 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 \*

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
CA	Comunidad Autónoma a la que pertenece la subestación
Subestación	Nombre de la subestación
Actuación	Identificación de la actuación que se realiza en la subestación (nueva, baja...)
Tensión (kV)	Tensión nominal del parque
Tipo SE (Conv./Blind.)	C: convencional; B: blindada
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• DED: Instalaciones de distribución</li> <li>• DEA: Instalaciones de demanda</li> <li>• GOR: Generación de régimen ordinario</li> <li>• GEE: Generación de régimen especial eólica</li> <li>• GEN: Generación de régimen especial no eólica</li> </ul> <p>Las actuaciones Condicionadas a Acceso se consolidarán una vez emitidos los preceptivos informes de viabilidad de acceso y conexión a la red de transporte</p>
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

\* Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación por cada nivel de tensión de transporte un número de posiciones de reserva no equipadas equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación.

### Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
CA	Comunidad Autónoma a la que pertenece la actuación
Subestación	Subestación donde se localiza el transformador
Actuación/Equipo	Identificación de la actuación que se realiza (nuevo, baja)
Unidad	Identificador del transformador
Relación Transformación	Relación de transformación ( $V_{max}/V_{min}$ )
MVA	Potencia asignada del transformador (MVA)
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

---

### **Reactancias/Condensadores**

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
CA	Comunidad Autónoma 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 nominal del parque donde se localiza la compensación
Potencia (Mvar)	Potencia nominal del elemento de compensación (Mvar)
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

---



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TS-2	Andalucía	Andalucía	ARCOS DE LA FRONTERA	CARTUJA	400	1	Nueva Línea	30	1930	1780		X										2012
TS-2	Andalucía	Andalucía	ARCOS DE LA FRONTERA	CARTUJA	400	2	Nueva Línea	30	1930	1780		X										2012
	Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	GUADAIRA	400	1	Nueva Línea	21	1930	1780		X										2015
	Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	GUADAIRA	400	2	Nueva Línea	21	1930	1780		X										
	Andalucía	Andalucía	LITORAL DE ALMERIA	LA RIBINA	400	1	Alta E/S Línea	26	1540	1280						X	X	X				2011
	Andalucía	Murcia	LA RIBINA	CARRIL	400	1	Alta E/S Línea	35	1540	1280						X	X	X				2011
	Andalucía	Murcia	LITORAL DE ALMERIA	CARRIL	400	3	Baja E/S Línea	57	1540	1280						X	X	X				2011
	Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	BAZA	400	1	Nueva Línea	95	1930	1780						X	X	X				2012
	Andalucía	Andalucía	CAPARACENA	BAZA	400	2	Nueva Línea	95	1930	1780						X	X	X				2012
	Andalucía	Andalucía	BAZA	LA RIBINA	400	1	Nueva Línea	82	1930	1780						X	X	X				2012
	Andalucía	Andalucía	BAZA	LA RIBINA	400	2	Nueva Línea	82	1930	1780						X	X	X				2012
TAV-11	Andalucía	Andalucía	TAJO DE LA ENCANTADA	RONDA	400	1	Alta E/S Línea	45	1580	1480					X							
TAV-11	Andalucía	Andalucía	JORDANA	RONDA	400	1	Alta E/S Línea	37	1580	1480					X							
TAV-11	Andalucía	Andalucía	JORDANA	TAJO DE LA ENCANTADA	400	1	Baja E/S Línea	81	1580	1480					X							
TAV-11	Andalucía	Andalucía	JORDANA	MARCHENILLA	400	1	Alta E/S Línea	10	1690	1480					X							
TAV-11	Andalucía	Andalucía	PINAR DEL REY	MARCHENILLA	400	1	Alta E/S Línea	20	1690	1480					X							
TAV-11	Andalucía	Andalucía	JORDANA	PINAR DEL REY	400	1	Baja E/S Línea	30	1690	1480					X							
	Andalucía	Andalucía	QUINTOS	DON RODRIGO B	220	1	Alta cambio topología Línea	23	310	170			X								Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo B	2012
	Andalucía	Andalucía	QUINTOS	DON RODRIGO	220	1	Baja cambio topología Línea	23	310	170			X								Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo B	2012
	Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	DON RODRIGO B	220	1	Alta cambio topología Línea	34	310	170			X								Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo B	2012
	Andalucía	Andalucía	ALJARAFE	DON RODRIGO	220	1	Baja cambio topología Línea	34	310	170			X								Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo B	2012
	Andalucía	Andalucía	CARTUJA	DON RODRIGO B	220	1	Alta cambio topología Línea	89	420	350			X								Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo B	2012
	Andalucía	Andalucía	CARTUJA	DON RODRIGO	220	1	Baja cambio topología Línea	89	420	350			X								Traslado desde Don Rodrigo a Don Rodrigo B	2012
	Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	DON RODRIGO B	220	1	Nueva Línea	0					X								Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS	
	Andalucía	Andalucía	DON RODRIGO	DON RODRIGO B	220	2	Nueva Línea	0					X								Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS	
	Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	SALERES	220	1	Nueva Línea	75	840	720		X	X								Inviabilidad física de Órgiva. Nueva línea aislada 400 kV	2016-2020
	Andalucía	Andalucía	LOS MONTES	SALERES	220	2	Nueva Línea	75	840	720		X	X								Inviabilidad física de Órgiva. Nueva línea aislada 400 kV	2016-2020

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008- 16		
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Cataluña	Aragón	ISONA	PEÑALBA	400	1	Nueva Línea	100	1780	1490								X	X	X	80% en Aragón (longitud total 125 km)	2012
	Cataluña	Aragón	ISONA	ARNERO	400	1	Nueva Línea	55	1780	1490								X	X	X	69% en Aragón (longitud total 80 km)	2012
	Aragón	Aragón	ARAGON	ARNERO	400	1	Alta cambio topología Línea	82	1610	1300								X	X	X		2012
	Aragón	Aragón	ARAGON	PEÑALBA	400	2	Baja cambio topología Línea	42	1610	1300								X	X	X		2012
	Aragón	Aragón	PEÑAFLORES	VILLANUEVA	220	1	Repotenciación Línea	11	420	280	X										Pendiente del análisis de viabilidad de la repotenciación	
	Aragón	Cataluña	ESCATRON	ELS AUBALS	400	1	Nueva Línea	65	1970	1810								X	X		68% en Aragón (longitud total 95 km). Doble circuito con uno instalado. En caso de compactación con el 220 kV el DC se construirá en 400 kV aunque uno de ellos se explotará en 220 kV	2014
	Aragón	Cataluña	ESCATRON B (DEFASADOR)	ELS AUBALS	220	2	Alta cambio topología Línea	63	860	740								X	X		68% en Aragón (longitud total 92 km) En caso de compactación con el 400 kV este circuito se construirá en 400 kV aunque se explotará en 220 kV	2014
	Aragón	Cataluña	ESCATRON B (DEFASADOR)	ELS AUBALS	220	1	Baja cambio topología Línea	63	470	310								X	X		68% en Aragón (longitud total 92 km) En caso de compactación con el 400 kV este circuito se construirá en 400 kV aunque se explotará en 220 kV	2014
	Aragón	Aragón	ARNERO	CINCA	220	1	Nueva Línea	3	438	372										X		2012
	Aragón	Aragón	RIBARROJA	ARNERO	220	1	Alta E/S Línea	90	290	210										X		2012
	Aragón	Aragón	MONZON	ARNERO	220	2	Alta E/S Línea	2	290	210										X		2012
	Aragón	Aragón	RIBARROJA	MONZON	220	1	Baja E/S Línea	90	290	210										X		2012
	Aragón	Aragón	MEQUINENZA	ARNERO	220	1	Alta E/S Línea	68	350	210										X		2012
	Aragón	Aragón	MONZON	ARNERO	220	1	Alta E/S Línea	4	350	210										X		2012
	Aragón	Aragón	MEQUINENZA	MONZÓN	220	1	Baja E/S Línea	70	350	210										X		2012
	Aragón	Francia	EJEA DE CABALLEROS	FRONTERA FRANCESA	400/ 320cc	1	Nueva Línea-Cable-Cable cc	150 (30)	1000	1000										X	En estudio. Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto, así como la ubicación final de la SE convertora y el mallado de la SE Ejea de los Caballeros 400.	
	Aragón	Francia	EJEA DE CABALLEROS	FRONTERA FRANCESA	400/ 320cc	2	Nueva Línea-Cable-Cable cc	150 (30)	1000	1000										X	En estudio. Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto, así como la ubicación final de la SE convertora y el mallado de la SE Ejea de los Caballeros 400.	



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008- 16		
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Asturias	Asturias	LADA	SAMA	400	2	Nueva Línea	2	1350	1090	X										Tendido del 2º circuito	2011
	Asturias	Asturias	SAMA	REBORIA	400	2	Nueva Línea	35	1970	1880	X										Tendido del 2º circuito	2013
	Asturias	Asturias	REBORIA	GOZÓN	400	2	Nueva Línea	10	1970	1880	X										Tendido del 2º circuito	2013
	Asturias	Castilla y León	REBORIA	VELILLA	400	1	Nueva Línea	57	1970	1820	X										38% en Asturias (longitud total 149 km)	2011
	Asturias	Castilla y León	SAMA	VELILLA	400	1	Nueva Línea	32	1970	1880	X										26% en Asturias (longitud total 124 km)	2011
	Asturias	Asturias	SAMA	REBORIA	400	1	Baja Línea	35	1970	1880	X											2011
	Asturias	Asturias	SOTO DE RIBERA	SAMA	400	1	Alta cambio topología Línea	15	1350	1090	X											2011
	Asturias	Asturias	LADA	SOTO DE RIBERA	400	1	Baja cambio topología Línea	17	1350	1090	X										Traslado de posiciones de transporte de Lada 400 kV a Sama 400 kV	2011
	Asturias	Cantabria	SILVOTA	PUENTE SAN MIGUEL	220	1	Alta E/S Línea-Cable	145 (7)	350	330												X
	Asturias	Asturias	SILVOTA	SIERO	220	1	Alta E/S Línea-Cable	9 (8)	350	330												X
	Cantabria	Asturias	PUENTE SAN MIGUEL	SIERO	220	1	Baja E/S Línea-Cable	140 (1)	350	330												X

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Asturias	Castilla y León	REBORIA	VELILLA	400	1	Nueva Línea	92	1970	1820	X										62% en Castilla y León (longitud total 149 km)	2011
	Asturias	Castilla y León	SAMA	VELILLA	400	1	Nueva Línea	92	1970	1880	X										74% en Castilla y León (longitud total 124 km)	2011
TC-4	La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	1	Nueva Línea	31	860	750		X									55% en Castilla y León (longitud total 56 km)	2011
TC-4	La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	2	Nueva Línea	31	860	750		X									55% en Castilla y León (longitud total 56 km)	2011
TNE-1	La Rioja	Castilla y León	HARO	ALCOCERO DE MOLA	220	1	Nueva Línea	23	860	750		X									57% en Castilla y León (longitud total 40 km)	2013
TNE-1	La Rioja	Castilla y León	HARO	ALCOCERO DE MOLA	220	2	Nueva Línea	23	860	750		X									57% en Castilla y León (longitud total 40 km)	2013
TAV-4	País Vasco	Castilla y León	VITORIA	BRIVIESCA	400	1	Alta E/S Línea	98	1280	950					X							2013
TAV-4	Castilla y León	Castilla y León	GRIJOTA	BRIVIESCA	400	1	Alta E/S Línea	110	1280	950					X							2013
TAV-4	Castilla y León	País Vasco	GRIJOTA	VITORIA	400	1	Baja E/S Línea	207	1280	950					X							2013
	Castilla y León	País Vasco	VILLATORO	T. AYALA 1	220	1	Alta E/S Línea	98	444	304										X	Conexión	2011
	Castilla y León	Castilla y León	VILLALBILLA	VILLATORO	220	1	Alta E/S Línea	9	444	304										X	Conexión	2011
	País Vasco	Castilla y León	T. AYALA 1	VILLALBILLA	220	1	Baja E/S Línea	106	444	304										X	Conexión	2011



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Cataluña	Aragón	ISONA	ARNERO	400	1	Nueva Línea	25	1780	1490								X	X	X	31% en Cataluña (longitud total 80 km)	2012
	Cataluña	Aragón	ISONA	PEÑALBA	400	1	Nueva Línea	25	1780	1490								X	X	X	20% en Cataluña (longitud total 125 km)	2012
	Cataluña	Cataluña	GARRAF	LA SECUITA	400	1	Alta E/S Línea	53	1360	980								X	X			2014
	Cataluña	Cataluña	LA SECUITA	VANDELLOS	400	1	Alta E/S Línea	55	1360	980								X	X			2014
	Cataluña	Cataluña	GARRAF	VANDELLOS	400	1	Baja E/S Línea	89	1360	980								X	X			2014
	Cataluña	Cataluña	LA SECUITA	ELS AUBALS	400	1	Nueva Línea	60	1970	1810								X	X		Doble circuito con uno instalado. En caso de compactación con el 220 kV el DC se construirá en 400 kV aunque uno de ellos se explotará en 220 kV	2014
	Aragón	Cataluña	ESCATRON	ELS AUBALS	400	1	Nueva Línea	30	1970	1810								X	X		32% en Cataluña (longitud total 95 km). Doble circuito con uno instalado. En caso de compactación con el 220 kV el DC se construirá en 400 kV aunque uno de ellos se explotará en 220 kV	2014
	Cataluña	Cataluña	VIC	PIEROLA	400	1	Alta E/S Línea	100	1280	930	X									X	Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto que incluirá una nueva SE en este eje.	
	Cataluña	Cataluña	VIC	VANDELLOS	400	1	Alta E/S Línea	175	1280	930	X									X	Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto que incluirá una nueva SE en este eje.	
	Cataluña	Cataluña	PIEROLA	VANDELLOS	400	1	Baja E/S Línea	115	1280	930	X									X	Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto que incluirá una nueva SE en este eje.	
	Cataluña	Cataluña	BEGUES	GAVARROT	220	2	Repotenciación Línea	12 (0.5)	450	360	X										Pendiente del análisis de viabilidad de la repotenciación	
	Cataluña	Cataluña	FRANQUESES	PALAU	220	1	Incremento Capacidad	14	650	600	X										Pendiente del análisis de viabilidad de la repotenciación. Por las capacidades es probable que requiera de singularidad.	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	GRAMANET	DESVERN	400	1	Nueva Línea	13	1740	1540		X										2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	GRAMANET	DESVERN	400	2	Nueva Línea	13	1740	1540		X										2013
	Cataluña	Cataluña	LA SECUITA	CONSTANTI	220	1	Alta E/S Línea-Cable	14	450	390								X	X			2014
	Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	LA SECUITA	220	1	Alta E/S Línea-Cable	7 (0.5)	450	390								X	X			2014
	Cataluña	Cataluña	PUIGPELAT	CONSTANTI	220	1	Baja E/S Línea-Cable	21 (0.5)	450	390								X	X			2014
	Cataluña	Cataluña	JUNEDA	LA SECUITA	220	1	Alta E/S Línea	61	450	280								X	X			2014
	Cataluña	Cataluña	PERAFORT	LA SECUITA	220	1	Alta E/S Línea	13	450	280								X	X			2014
	Cataluña	Cataluña	JUNEDA	PERAFORT	220	1	Baja E/S Línea	74	450	280								X	X			2014

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
	Cataluña	Andorra	ADRALL	FRONTERA ANDORRANA	220	1	Nueva Línea	16	430	360					X						Longitud tramo español 76% en Cataluña (longitud total 21 km)	2011
	Cataluña	Andorra	ADRALL	FRONTERA ANDORRANA	220	2	Nueva Línea	16	430	360					X						Longitud tramo español 76% en Cataluña (longitud total 21 km)	2011
TNE-4	Cataluña	Cataluña	SANT JUST	DESVERN	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	1 (1)	230	170		X										2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	SANT JUST	DESVERN	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	1 (1)	230	170		X										2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	SANT JUST	GRAMANET B	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (0.2)	230	170		X										2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	SANT JUST	GRAMANET B	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	13 (0.2)	230	170		X										2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	DESVERN	CAN JARDI B	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	11 (0.5)	460	350		X										2013
	Cataluña	Cataluña	DESVERN	VALLDONZELLA	220	1	Nuevo cable	10(10)	450	450											X	2013
	Cataluña	Cataluña	URGELL	VALLDONZELLA	220	1	Nuevo cable	2(2)	450	450											X	2013
TNE-4	Cataluña	Cataluña	CAN JARDI B	GRAMANET B	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	17 (0.2)	230	170		X									Aprovecha traza de la línea Sant Just-Santa Coloma y Can Jordi- Collblanc	
TNE-4	Cataluña	Cataluña	CAN JARDI B	GRAMANET B	220	2	Alta cambio topología Línea-Cable	17(0.2)	230	170		X									Aprovecha traza de la línea Sant Just-Santa Coloma y Can Jordi- Collblanc	
	Cataluña	Cataluña	LA SELVA	ELS AUBALS	220	2	Alta cambio topología Línea	44	860	740							X	X			En caso de compactación con el 400 kV este circuito se construirá en 400 kV aunque se explotará en 220 kV	2014
	Aragón	Cataluña	ESCATRON B (DEFASADOR)	ELS AUBALS	220	2	Alta cambio topología Línea	30	860	740							X	X			32% en Cataluña (longitud total 92 km). En caso de compactación con el 400 kV este circuito se construirá en 400 kV aunque se explotará en 220 kV	2014
	Cataluña	Cataluña	LA SELVA	ELS AUBALS	220	1	Baja cambio topología Línea	44	430	410							X	X			En caso de compactación con el 400 kV este circuito se construirá en 400 kV aunque se explotará en 220 kV	2014
	Aragón	Cataluña	ESCATRON B (DEFASADOR)	ELS AUBALS	220	1	Baja cambio topología Línea	30	470	310							X	X			32% en Cataluña (longitud total 92 km). En caso de compactación con el 400 kV este circuito se construirá en 400 kV aunque se explotará en 220 kV	2014





REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Galicia	Galicia	CAMBADOS	TIBO	220	1	Nueva Línea-Cable	22 (3.7)	305	305									X	Conexión	2013
	Galicia	Galicia	CAMBADOS	TIBO	220	2	Nueva Línea-Cable	22 (3.7)	305	305									X	Conexión	2013



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TC-4	La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	1	Nueva Línea	25	860	750		X								45% en La Rioja (longitud total 56 km)	2011
TC-4	La Rioja	Castilla y León	SANTA ENGRACIA	MAGAÑA	220	2	Nueva Línea	25	860	750		X								45% en La Rioja (longitud total 56 km)	2011
TNE-1	La Rioja	Castilla y León	HARO	ALCOCERO DE MOLA	220	1	Nueva Línea	17	860	750		X								43% en La Rioja (longitud total 40 km)	2013
TNE-1	La Rioja	Castilla y León	HARO	ALCOCERO DE MOLA	220	2	Nueva Línea	17	860	750		X								43% en La Rioja (longitud total 40 km)	2013



REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
	Murcia	Murcia	MURCIA	ESPINARDO	220	1	Alta E/S Cable	8 (8)	421	421									X		
	Murcia	Murcia	ESPINARDO	EL PALMAR	220	1	Alta E/S Cable	16 (16)	421	421									X		
	Murcia	Murcia	MURCIA	EL PALMAR	220	2	Baja E/S Cable	9 (9)	421	421									X		

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16			
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD		
	Navarra	Francia	MURUARTE	FRONTERA FRANCESA	400/ 320cc	1	Nuevo Cable cc	80 (80)	1000	1000												En estudio. Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto, así como la ubicación final de la SE convertora. Posibilidad de cambio de trazado, saliendo desde el futuro eje Ichaso-Muruarte/Castejón.	
	Navarra	Francia	MURUARTE	FRONTERA FRANCESA	400/ 320cc	2	Nuevo Cable cc	80 (80)	1000	1000												En estudio. Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto, así como la ubicación final de la SE convertora. Posibilidad de cambio de trazado, saliendo desde el futuro eje Ichaso-Muruarte/Castejón.	

REF.	CA ORIGEN	CA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto.	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	Capacidad de transporte		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16		
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD	
TI-2	País Vasco	Francia	GATICA	FRONTERA FRANCESA	320	1	Nuevo Cable c.c.	115 (115)	1000	1000											Enlace submarino en corriente continua. Incluye convertora de corriente alterna-continua. Tecnología por definir. Longitud tramo español.	
TI-2	País Vasco	Francia	GATICA	FRONTERA FRANCESA	320	2	Nuevo Cable c.c.	115 (115)	1000	1000											Enlace submarino en corriente continua. Incluye convertora de corriente alterna-continua. Tecnología por definir. Longitud tramo español.	
	País Vasco	Francia	ICHASO	FRONTERA FRANCESA	400/ 320cc	1	Nuevo Cable cc	40 (40)	1000	1000											En estudio. Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto, así como la ubicación final de la SE convertora. Posibilidad de trazado terrestre ó submarino.	
	País Vasco	Francia	ICHASO	FRONTERA FRANCESA	400/ 320cc	2	Nuevo Cable cc	40 (40)	1000	1000											En estudio. Debido a la envergadura de la actuación, los datos presentados son una aproximación y se definirán en el proyecto, así como la ubicación final de la SE convertora. Posibilidad de trazado terrestre ó submarino.	
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES B	GATICA	220	2	Alta Cambio topología Línea	33	430	360				X								
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES	GATICA	220	2	Baja cambio topología Línea	33	430	360				X								
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES B	ZAMUDIO	220	1	Alta Cambio topología Línea	29 (1)	430	360				X								
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES	ZAMUDIO	220	1	Baja cambio topología Línea	29 (1)	430	360				X								
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES B	BASAURI	220	1	Alta Cambio topología Línea	13	430	360				X								
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES	BASAURI	220	1	Baja cambio topología Línea	13	430	360				X								
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES B	BASAURI	220	2	Alta Cambio topología Línea	12	430	360				X								
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES	BASAURI	220	2	Baja cambio topología Línea	12	430	360				X								
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES	GUEÑES B	220	1	Nueva Línea	0	860	790				X							Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS	
	País Vasco	País Vasco	GUEÑES	GUEÑES B	220	2	Nueva Línea	0	860	790				X							Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología GIS	

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	MOTIVACIÓN									OBSERVACIONES	PLAN 2008-16
						RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm	ApD		
	Andalucía	BAZA	Nueva subestación	400	C						X	X	X			2012
TAV-11	Andalucía	RONDA	Nueva subestación	400	C					X					DEA_155_10	
TAV-11	Andalucía	MARCHENILLA	Nueva subestación	400	C					X					DEA_156_10	
	Andalucía	GUADAIRA	Nueva subestación	400	C		X									2015
TS-2	Andalucía	CARTUJA	Nueva subestación	400	C		X									2012
	Andalucía	LA RIBINA	Nueva subestación	400	C						X	X	X			2013
	Andalucía	DON RODRIGO B	Nueva subestación	220	B			X							Binudo: Incluye un tramo de cable de 220 kV que totalizan 0,3 km y diversas adecuaciones para la reconexión de la posición de salida de Alcores	2012
	Aragón	ARNERO	Nueva subestación	400	C							X	X	X		2012
	Aragón	ARNERO	Nueva subestación	220	C									X		2012
	Aragón	CINCA	Adecuación a P.O.	220	C									X	Subestación con un único interruptor. Adecuación a los PO's	2012
	Aragón	CINCA	Ampliación subestación	220	C									X	Condicionado a Acceso y CTA	2012
	Aragón	EJEA DE LOS CABALLEROS	Nueva subestación	400	C				X							
	Asturias	SILVOTA	Nueva subestación	220	B									X	Condicionado a CTA. DED_439_08.	2011
TAV-4	Castilla y León	BRIVIESCA	Nueva subestación	400	C					X					DEA_128_09	2013
	Castilla y León	VILLATORO	Nueva subestación	220	B									X	Condicionado a CTA. DED_234_07	2011
	Cataluña	ELS AUBALS	Nueva subestación	400	C							X	X			2014
	Cataluña	LA SEQUITA	Nueva subestación	400	C							X	X			2014
	Cataluña	LA SEQUITA	Nueva subestación	220	C							X	X			2014
	Cataluña	VALLDONZELLA	Nueva subestación	220	B									X		2013
	Cataluña	ADRALL	Adecuación a P.O.	220	C				X						Paso a configuración de interruptor y medio. Incluye 3 posiciones y otras adecuaciones. A realizar con la ampliación de líneas a Andorra	

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
						RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TPA	Comunidad Valenciana	FADRELL	Nueva subestación	400	C				X							
	Comunidad Valenciana	SANTA ANNA	Nueva subestación	400	C		X							X	Anteriormente Nueva Saladas	2013
TAV-9	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Nueva subestación	220	C					X					Condicionado a Acceso y CTA	
	Comunidad Valenciana	EL BROSQUIL	Nueva subestación	220	B									X	Anteriormente Cullera. DED_460_09. Condicionado a CTA	2012
	Comunidad Valenciana	ALICANTE	Nueva subestación	220	B									X	DED_421_08 Condicionado a CTA	2011
	Extremadura	SAGRAJAS	Nueva subestación	400	C					X		X			DEA_105_08 condicionado	2014
	Galicia	CAMBADOS	Nueva subestación	220	B									X	Condicionado a CTA. DED_444_09	2013
	Madrid	LAS FUENTECILLAS	Nueva subestación	220	B									X	DED_028_07. Condicionado a CTA. Posible Alternativa San Fernando 220 kV	2011
	Madrid	PARQUE DE INGENIEROS	Ampliación subestación	220	B			X							Adecuación de la topología de la zona	
	Murcia	ESPINARDO	Nueva subestación	220	B									X	DED_549_11. Condicionado a CTA	
	País Vasco	GUEÑES B	Nueva subestación	220	C			X								

REF.	CA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-16	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TS-2	Andalucía	CARTUJA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600		X									2012
TS-2	Andalucía	CARTUJA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600		X									2015
	Andalucía	DON RODRIGO B	Nuevo transformador	AT2	400/220	600			X							Desmallado de Don Rodrigo 220 kV. Necesarios 50 m de cable nuevo	2012
	Andalucía	DON RODRIGO	Baja transformador	AT2	400/220	600			X							Desmallado de Don Rodrigo 220 kV	2012
	Andalucía	GUADAIRA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600		X									2015
	Aragón	ARNERO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600								X			2012
	Cataluña	ELS AUBALS	Nuevo transformador	AT1	400/220	600						X	X		Se conecta a la red de 220 kV mediante cable (0.2 km)	2014	
	Cataluña	LA SECUITA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600						X	X			2014	
	Comunidad Valenciana	SANTA ANNA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600		X						X	Conectado mediante enlace de 1 km a la SE Torrellano 220 kV (preparado DC)	2013	
TAV-9	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600				X							
TAV-9	Comunidad Valenciana	ROCAMORA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600				X							
TI-2	País Vasco	GATICA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600				X							



**A II.2**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

**Actuaciones posteriores a 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 30 de septiembre de 2014:

### Líneas de 66 kV, 132 kV y 220 kV

REF.	Código con el que está referenciada la actuación, si fuese necesario, en el Anexo IV
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 nominal de la línea
Cto.	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea o cable (nueva, baja, repotenciación, inc capacidad...)
Longitud **	km total (km cable): Longitud soterrada
Capacidad de transporte	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Motivación	RRTT: Resolución de restricciones técnicas SdS: Seguridad de suministro Fiab: Fiabilidad Int: Conexiones península-sistemas extrapeninsulares e interconexiones entre sistemas insulares ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvCo: Evacuación Régimen Ordinario EvRe: Evacuación Generación Renovable, Cogeneración y Residuos Alm: Almacenamiento ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Observaciones	Descripción de la actuación y aspectos adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación 2008-2016

\* La necesidad de tramos soterrados aparecerá expresamente con la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución siempre que sean en los últimos 500 metros previos a una subestación blindada y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 500 m 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.

<b>Subestaciones de 66 kV, 132 kV y 220 kV *</b>	
REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
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, baja...)
Tensión (kV)	Tensión nominal del parque
Tipo SE (Conv./Blind.)	C: convencional; B: blindada
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones*	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• DED / DEDB: Instalaciones de distribución</li> <li>• DEA / DEAB: Instalaciones de demanda</li> <li>• GOR / GORB: Generación de régimen ordinario</li> <li>• GEE / GEEB: Generación de régimen especial eólica</li> <li>• GEN / GENB: Generación de régimen especial no eólica</li> </ul> <p>Las actuaciones Condicionadas a Acceso se consolidarán una vez emitidos los preceptivos informes de viabilidad de acceso y conexión a la red de transporte</p>
Plan 2008-2016	Año con que ésta recogida la actuación en la Planificación 2008-2016

\* Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación por cada nivel de tensión de transporte hasta un máximo de dos un número de posiciones de reserva no equipadas equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación.

<b>Unidades de transformación 66/132 kV, 132/220 kV</b>	
REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
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)
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación 2008-2016

---

### **Reactancias/Condensadores**

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
Isla	Isla 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 nominal del parque donde se localiza la compensación
Potencia (Mvar)	Potencia nominal del elemento de compensación (Mvar)
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación 2008-2016

---



REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
									INV.	VER.	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TIB-7	Ibiza	Mallorca	TORRENT	SANTA PONSA	132	3	Nuevo enlace submarino	128	118	118				X						Enlace submarino de 119 km y cable subterráneo de 8,7 km	
	Mallorca	Mallorca	BESSONS	PORTO COLOM	132	2	Nueva Línea-Cable	24 ( 4.4)	80	69		X								Inicialmente funcionando a 66 kV. Preparado para doble circuito	
TIB-7	Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	ORLANDIS	220	1	Nueva Línea-Cable	21 ( 6.2)	420	359				X							2013
TIB-7	Mallorca	Mallorca	LLUCMAJOR	ORLANDIS	220	2	Nueva Línea-Cable	21 ( 6.2)	420	359				X							2013
TIB-7	Mallorca	Mallorca	MARRATXI	ORLANDIS	220	1	Nuevo Cable	2	560	560				X							
TIB-7	Mallorca	Mallorca	MARRATXI	ORLANDIS	220	2	Nuevo Cable	2	560	560				X							
TIB-7	Mallorca	Mallorca	MARRATXI	ORLANDIS	220	3	Nuevo Cable	2	560	560				X							
	Menorca	Menorca	DRAGONERA	ALAIOR	132	1	Alta E/S Línea-Cable	9 ( .1)	131	112									X		2010
	Menorca	Menorca	ELS MERCADAL	ALAIOR	132	1	Alta E/S Línea-Cable	7 ( .1)	131	112									X		2010
	Menorca	Menorca	DRAGONERA	ELS MERCADAL	132	1	Baja E/S Línea	16	131	112									X		2010
TIB-7	Comunidad Valenciana	Baleares	FADRELL	MARRATXI			Nuevo enlace submarino cc	300	2 x 500	2 x 500				X						Características técnicas pendientes de análisis de viabilidad y trazado. Incluye convertora de corriente alterna-continua	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	Tipo SE (Conv./ Blind.)	MOTIVACIÓN									OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
						RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm	ApD			
TIB-7	Mallorca	LLUCMAJOR	Nueva subestación	220	B				X								2013
TIB-7	Mallorca	MARRATXI	Nueva subestación	220	B				X							Subestación conexión enlace Península-Mallorca 2 x 500 MW	
	Menorca	ALAIOR	Nueva subestación	132	B									X	DEDB_006_07. Condicionado a CTA	2010	



REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TIB-7	Mallorca	LLUCMAJOR	Nuevo transformador	AT1	220/66	125				X						Conectado mediante cable de 160 m al parque de 220 kV	2014
TIB-7	Mallorca	LLUCMAJOR	Nuevo transformador	AT2	220/66	125				X						Conectado mediante cable de 135 m al parque de 220 kV	2014
TIB-7	Mallorca	SANTA PONSA	Nuevo transformador	AT3	220/132	160				X						Conectado mediante cables de 150 m al parque de 220kV	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (Mvar)	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TIB-7	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA11	132	17				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 3er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	
TIB-7	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA12	132	17				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 3er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	
TIB-7	Ibiza	TORRENT	Nueva reactancia	REA13	132	17				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 3er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	
TIB-7	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA7	132	17				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 3er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	
TIB-7	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA8	132	17				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 3er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	
TIB-7	Mallorca	SANTA PONSA	Nueva reactancia	REA9	132	17				X						Nº y tamaño de reactancias a definir en el proyecto asociado al 3er cable Santa Ponsa-Torrente 132kV	

**A II.3**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

**Actuaciones posteriores a 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 30 de septiembre de 2014:

### Líneas de 66 kV, 132 kV y 220 kV

REF.	Código con el que está referenciada la actuación, si fuese necesario, en el Anexo IV
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 nominal de la línea
cto.	Identificador de circuito
Actuación *	Definición del tipo de actuación en la línea o cable (nueva, baja, repotenciación, inc capacidad...)
Longitud **	km total (km cable): Longitud soterrada
Capacidad de transporte	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Motivación	RRTT: Resolución de restricciones técnicas SdS: Seguridad de suministro Fiab: Fiabilidad Int: Conexiones península-sistemas extrapeninsulares e interconexiones entre sistemas insulares ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvCo: Evacuación Régimen Ordinario EvRe: Evacuación Generación Renovable, Cogeneración y Residuos Alm: Almacenamiento ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Observaciones	Descripción de la actuación y aspectos adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

\* La necesidad de tramos soterrados aparecerá expresamente con la denominación de cable ó línea-cable, dependiendo de si se trata de líneas completamente soterradas o líneas mixtas (aéreo-subterráneas). Serán admisibles tramos soterrados no recogidos en el presente documento que se justifiquen en el proyecto de ejecución siempre que sean en los últimos 500 metros previos a una subestación blindada y no reduzcan la capacidad del eje planificado. Para el caso de las entradas/salidas de líneas existentes esto supone 500 m 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.

### Subestaciones de 66 kV, 132 kV y 220 kV \*

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
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, baja...)
Tensión (kV)	Tensión nominal del parque
Tipo SE (Conv./Blind.)	C: convencional; B: Blindada
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones*	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• DED / DEDC: Instalaciones de distribución</li> <li>• DEA / DEAC: Instalaciones de demanda</li> <li>• GOR / GORC: Generación de régimen ordinario</li> <li>• GEE / GEEC: Generación de régimen especial eólica</li> <li>• GEN / GENC: Generación de régimen especial no eólica</li> </ul> <p>Las actuaciones Condicionadas a Acceso se consolidarán una vez emitidos los preceptivos informes de viabilidad de acceso y conexión a la red de transporte</p>
Plan 2008-2016	Año con que ésta recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

\* Con carácter general, en el caso de subestaciones de nueva construcción se entenderán incluidas en la planificación por cada nivel de tensión de transporte hasta un máximo de dos un número de posiciones de reserva no equipadas equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación.

### Unidades de transformación 66/132 kV, 132/220 kV

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
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)
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

---

### **Reactancias**

---

REF.	Ver descripción en apartado de Líneas
Isla	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 nominal del parque donde se localiza la compensación
Potencia (Mvar)	Potencia nominal del elemento de compensación (Mvar)
Observaciones	Observaciones adicionales
Plan 2008-2016	Año con que está recogida la actuación en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016





REF.	ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	Cto	ACTUACIÓN	LONGITUD km total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016				
									Inv	Ver	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD			
TIC-12	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	GUEREPE	132	1	Alta E/S Línea-Cable	17(1)	160	160					X									
TIC-12	Fuerteventura	Fuerteventura	GUEREPE	CAÑADA DE LA BARCA	132	1	Alta E/S Línea-Cable	12(1)	160	160					X									
TIC-12	Fuerteventura	Fuerteventura	GRAN TARAJAL	CAÑADA DE LA BARCA	132	1	Baja E/S Línea-Cable	29 ( 0.5)	160	160					X									
TIC-12	Fuerteventura	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	GUEREPE	132	1	Alta E/S Línea-Cable	18 (1)	160	160					X									
TIC-12	Fuerteventura	Fuerteventura	GUEREPE	JARES	132	1	Alta E/S Línea-Cable	5 (1.5)	160	160					X									
TIC-12	Fuerteventura	Fuerteventura	MATAS BLANCAS	JARES	132	1	Baja E/S Línea-Cable	23 ( 1.5)	160	160					X									
TIC-12	Fuerteventura	Gran Canaria	GUEREPE	BARRANCO DE TIRAJANA III	-	1	Nuevo enlace submarino cc	160	100	100					X							Enlace en corriente continua con tecnología VSC		
TIC-12	Fuerteventura	Gran Canaria	GUEREPE	BARRANCO DE TIRAJANA III	-	2	Nuevo enlace submarino cc	160	100	100					X							Enlace en corriente continua con tecnología VSC		
TIC-3	Gran Canaria	Gran Canaria	SABINAL	BARRANCO DE TIRAJANA	220	4	Nueva Línea-Cable	37 ( 4)	323	323		X										Tendido del segundo circuito en su tramo aéreo	2010	
TIC-3	Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	BARRANCO DE TIRAJANA III	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	33 ( 1.5)	323	323		X												
TIC-3	Gran Canaria	Gran Canaria	SANTA AGUEDA	BARRANCO DE TIRAJANA	220	1	Baja cambio topología Línea-Cable	33 ( 1)	323	323		X												
	Gran Canaria	Gran Canaria	LAS GARZAS	SAN MATEO	66	2	Nueva Línea-Cable	18 ( 3)	80	80	X												2008	
	Gran Canaria	Gran Canaria	LAS GARZAS	SAN MATEO	66	1	Alta cambio topología Línea-Cable	18 ( .5)	80	80	X													
	Gran Canaria	Gran Canaria	GUIA	SAN MATEO	66	1	Baja cambio topología Línea	18	80	80	X													
	Gran Canaria	Gran Canaria	LAS GARZAS	GUIA	66	1	Nuevo Cable	1	80	80	X												Posibilidad de operar Guía con acoplamiento longitudinal abierto	
	Gran Canaria	Gran Canaria	LAS GARZAS	GUIA	66	2	Nuevo Cable	1	80	80	X												Posibilidad de operar Guía con acoplamiento longitudinal abierto	
	Lanzarote	Lanzarote	CALLEJONES	HARÍA/TEGUISE	66	1	Nueva Línea-Cable	15 ( 1)	80	80							X						2016	
	Lanzarote	Lanzarote	CALLEJONES	HARÍA/TEGUISE	66	2	Nueva Línea-Cable	15 ( 1)	80	80							X							2016
TIC-10	Lanzarote	Lanzarote	PUNTA GRANDE	CALLEJONES	66	2	Nueva Línea-Cable	11 ( .5)	80	80	X												Doble circuito con uno instalado	2009
TIC-7	Tenerife	Tenerife	OLIVOS	LOS VALLITOS	66	3	Nuevo Cable	8	80	80	X													2009
TIC-9	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA	220	3	Nueva Línea-Cable	45 ( 11)	323	323		X												2010
TIC-9	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA II	220	4	Nueva Línea-Cable	45 ( 11)	323	323		X												2010
TIC-9	Tenerife	Tenerife	EL ROSARIO	GRANADILLA	220	1	Alta cambio topología Línea-Cable	55 ( 13)	303	303		X												
TIC-9	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	GRANADILLA	220	3	Baja cambio topología Línea-Cable	45 ( 11)	323	323		X												
TIC-9	Tenerife	Tenerife	CALETILLAS	EL ROSARIO	220	2	Baja cambio topología Línea-Cable	10 ( 2)	303	303		X												
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CUESTA DE LA VILLA	220	1	Nueva Línea	15	323	323	X												Inicialmente funcionando a 66 kV. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2009
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CUESTA DE LA VILLA	220	2	Nueva Línea	15	323	323	X												Inicialmente funcionando a 66 kV. Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2009
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CUESTA DE LA VILLA	66	1	Baja Línea	15	66	66	X												Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2009
TIC-7	Tenerife	Tenerife	CANDELARIA	CUESTA DE LA VILLA	66	2	Baja Línea	15	66	66	X												Desmantelamiento del actual 66 kV y reutilización del pasillo por ser la única solución viable.	2009



REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	TIPO SE (Conv./ Blind.)	MOTIVACIÓN									OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016
						RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm	ApD		
TIC-12	Fuerteventura	GUEREPE	Nueva subestación	132	B				X						Subestación asociada al enlace Gran Canaria-Fuerteventura	2012
	Gran Canaria	LAS GARZAS	Nueva subestación	66	B	X										
	La Palma	LAS BREÑAS	Ampliación subestación	66	B								X		Condicionado a acceso y CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombeo.	
	Lanzarote	HARÍA/TEGUISE	Nueva subestación	66	B							X			GEEC_009_10. Condicionado a CTA	2016
TIC-7	Tenerife	LA MATANZA	Nueva subestación	220	B	X										2009
TIC-7	Tenerife	LA MATANZA	Nueva subestación	66	B	X										2009
	Tenerife	BALLESTER	Nueva subestación	66	B								X		Condicionado a acceso y CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombeo.	2014
	Tenerife	TENO	Nueva subestación	66	B								X		Condicionado a acceso y CTA. Conexión de instalación hidráulica de turbinación bombeo.	

REF.	ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	MOTIVACIÓN								OBSERVACIONES	PLAN 2008-2016	
							RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvCo	EvRe	Alm			ApD
TIC-10	Fuerteventura	PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo transformador	AT4	132/66	80		X									2011
TIC-7	Tenerife	LA MATANZA	Nuevo transformador	AT1	220/66	125	X										2009
TIC-7	Tenerife	LA MATANZA	Nuevo transformador	AT2	220/66	125	X										2009

## **Anexo III**

### **ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO**



## ÍNDICE

1. Introducción .....	1
2. Programa de instalaciones por zonas geográficas.....	2
a) Zona noroeste: Galicia.....	2
b) Zona norte: Asturias, Cantabria y País Vasco.....	6
c) Zona nordeste: Navarra, La Rioja, Aragón y Cataluña .....	21
d) Zona centro: Castilla y León Extremadura y Castilla-La Mancha .....	48
e) Zona de Madrid .....	61
f) Zona Levante: Comunidad Valenciana y Murcia.....	74
g) Zona sur: Andalucía.....	85
h) Baleares .....	97
i) Canarias .....	109
3. Infraestructuras con función de interconexión entre con sistemas eléctricos externos .....	139
4. Control de tensión.....	147
5. Unidades Móviles .....	150
6. Aumento de capacidad de transformadores.....	151

## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente anexo se incluye el análisis coste-beneficio realizado por el Operador del Sistema según el modelo propuesto por ENTSO-E<sup>1</sup>, “Análisis coste-beneficio con metodología ENTSO-E”, para las nuevas actuaciones estructurales de la red de transporte que incluye en su propuesta, así como para aquellas actuaciones provenientes de la PSEG 2008-2016 que el Operador del Sistema considera necesarias en el período 2015-2020 y que se habían visto paralizadas por la suspensión de autorización administrativa operada por el Real Decreto-Ley 13/2012. Dichas infraestructuras tienen como objetivo garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y energética y la sostenibilidad medioambiental y se justifican por el cumplimiento de los Procedimientos de Operación del Sistema y por su contribución a la eficiencia económica.

En este anexo se incluyen no sólo actuaciones con fecha de puesta en servicio esperada en el horizonte 2015-2020, sino también actuaciones con fecha de puesta en servicio posterior a 2020. Esto es debido, por una parte, a que el Real Decreto-Ley 13/2012 de 30 de marzo ha paralizado la ejecución de muchas actuaciones ya recogidas en la planificación 2008-2016 cuya necesidad se mantiene en el corto plazo pero resulta imposible físicamente ejecutarlas en el periodo 2015-2020 y, por otra parte, a que el cumplimiento del límite de inversión introducido por el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, hace necesario retrasar determinadas actuaciones hasta después de 2020.

Además, existen actuaciones cuya necesidad temporal es posterior al año 2020 pero que, en caso de no iniciarse o mantenerse su tramitación durante el periodo 2015-2020, será imposible ejecutarlas en el periodo posterior al año 2020 para el que son necesarias.

Atendiendo a lo anterior, el presente “Análisis coste-beneficio con metodología ENTSO-E” incluye la justificación de actuaciones a poner en servicio en el periodo 2015-2020 y de actuaciones a poner en servicio con posterioridad a 2020.

---

<sup>1</sup> ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity ([www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)).



## 2. PROGRAMA DE INSTALACIONES POR ZONAS GEOGRÁFICAS

### a) Zona noroeste: Galicia

#### ACTUACIÓN TNO-1: Abegondo 400/220 y conexión con Eirís 220 kV

Subestación Abegondo como Entrada/Salida en Mesón-P.G.R. 400 kV, unidad de transformación Abegondo 400/220 kV (procedente de Mesón), subestación Abegondo 220 kV y su conexión en cable de doble circuito Abegondo-Eirís 220 kV.

Las principales motivaciones de esta actuación son:

- Garantizar el suministro de la demanda en La Coruña capital y provincia.
- Descargar de funciones a Mesón 220 kV, donde actualmente convergen 9 líneas y dos transformadores 400/220 kV, que en 2020 (sin contemplar esta actuación) serían 10 líneas y tres transformadores 400/220 kV.

#### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

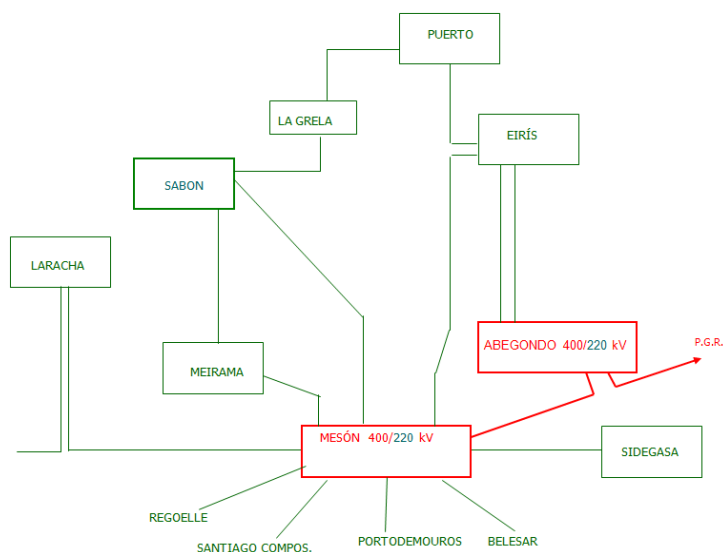
##### Abegondo 400/220 kV y Doble Circuito Abegondo-Eirís 220 kV

- Subestación Abegondo 400 kV
- Subestación Abegondo 220 kV
- Entrada/Salida de Abegondo en Mesón-P.G.R. 400 kV
- Doble Circuito Cable Abegondo-Eirís 220 kV
- Transformador Abegondo 400/220 kV (procedente de Mesón AT3)

#### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	5	6
Línea aérea (km)	2	34
Cable (km)	-	24
Transformadores (MVA)	Sustitución 600 MVA	

#### • MAPA LOCAL



## • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

65,4 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Las subestaciones de 220 kV Sabón, Grela, Puerto y Meirama cuelgan en antena de la subestación Mesón 220 kV al resto de la Red de Transporte a través de las líneas 220 kV Mesón-Meirama, Meirama-Sabón, Mesón-Sabón, Sabón-Puerto, Puerto-Grela y Grela-Mesón. La pérdida de la subestación Mesón 220 kV supondría, con una muy alta probabilidad, un corte de mercado en la zona metropolitana de La Coruña y en el norte de la provincia. Existe una conexión a la red de 132 kV en Sabón a través de dos transformadores 220/132 kV pero esta red de 132 kV no es capaz de suministrar todas las cargas de la zona. Este mercado, con un alto componente de demanda industrial, oscila entre los 350 y los 480 MW.

Adicionalmente, a esta zona se conectan los grupos térmicos generadores de Meirama y Sabón G<sup>3</sup> y numerosa generación de régimen especial a la red de 132 kV de la zona, sobre todo generación eólica con alrededor de 230 MW y cogeneración con unos 90 MW.

Por tanto, existe un importante mercado sensible a posibles indisponibilidades de estas instalaciones, no solo por avería sino también por trabajos programados. Debido a esto, se precisa el mallado de la red de la zona para mejorar de forma significativa la seguridad de suministro y, al mismo tiempo, disminuir la criticidad de la subestación Mesón 220 kV.

Los análisis del año 2020 muestran que con la red actual no se puede satisfacer la seguridad del suministro porque, al fallo de la línea Sabón-La Grela 220 kV, se producen sobrecargas inadmisibles que derivan en energía no suministrada, como sucedió en un incidente el 11 de abril de 2013, donde se produjo un corte de suministro de unos 38 MW en la subestación de Puerto 220 kV y de 93 MW en la subestación de La Grela 220 kV afectando a 90.000 clientes en La Coruña durante 45 minutos.

No hay solución de operación para evitar energía no suministrada mediante el redespacho de la generación de la zona, por ejemplo, subir o bajar el ciclo combinado ubicado en Sabón. El problema es estructural y requiere refuerzos de red para solucionarlo.

La actuación también se plantea como solución para descargar de funciones a la subestación Mesón 220 kV donde actualmente convergen 9 líneas y dos transformadores 400/220 kV, que en 2020 serían 10 líneas y tres transformadores 400/220 kV. Todo el sistema eléctrico zonal (generación y demanda) está dependiendo exclusivamente de un punto de conexión con la Red de Transporte peninsular: la subestación de Mesón 220 kV, lo que dejaría a toda la zona en una situación extremadamente vulnerable respecto a un cero de tensión en dicha subestación. Las consecuencias de un fallo en Mesón 220 kV son prácticamente insoportables para el sistema pues se perdería toda la demanda de La Coruña capital (500-600 MW en 2020) y gran parte de la demanda de la provincia.

La justificación económica viene dada por una rentabilidad muy alta debido a que el riesgo de mantener la situación actual es inasumible por el sistema, como demuestran los últimos incidentes que se han producido en la zona con una elevada energía no suministrada. Sin los refuerzos propuestos, en 2020 seguirían sin cumplirse los criterios de seguridad establecidos en el P.O. 13.1 en todas las horas de punta y llano, y un fallo en la subestación Mesón 220 kV tendría consecuencias catastróficas que derivarían en la pérdida de la alimentación de mayor parte de la demanda de la provincia de La Coruña. Así se constata por ejemplo, el 11 de junio de 2013 a las 17:41 h dispara una barra en subestación de Mesón 220 kV por caída del embarrado del TI al seccionador de línea posición Dumbria y se pierden las posiciones de ATP1 400/220 kV, Puerto, Sabón, Portodemouros, Dumbria, TRP3 220/66 kV y Vimianzo. Se produce un Cero de tensión en la subestación de Vimianzo 220 kV y la subestación de Mazaricos 220 kV. Se contabiliza una pérdida de generación de 425 MW y una energía no servida de 408 MWh resultando afectados 83.000 clientes durante 6 horas.

Adicionalmente, también habría que considerar los beneficios que se producirán al evitar la asignación de

energía a subir en los grupos de Sabón y Meirama, por la aplicación de restricciones técnicas, debido a la sensibilidad en la alimentación de la demanda de la zona frente a posibles indisponibilidades de las instalaciones de red, no solo por avería sino también por trabajos programados.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = > **50%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **2 años**.

## ACTUACIÓN TNO-2: Incremento de capacidad de la red occidental de 220 kV de La Coruña

Incremento de capacidad de la red de 220 kV de la zona occidental de la provincia de La Coruña

Las principal motivación de esta actuación es:

- Garantizar la evacuación de la generación eólica instalada y futura.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

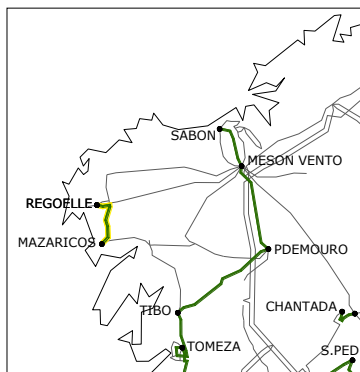
#### Repotenciación de Regoelle-Mazaricos 220 kV

- Repotenciación de Regoelle-Mazaricos 220 kV

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Repotenc./Inc capacidad (km)	-	10

### • MAPA LOCAL



REPOTENCIACIÓN / INCREMENTO CAPACIDAD	
	Línea c.a. 400kV 220kV
Red de partida:	
Complementarias estructurales:	

### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **0,5 M€**

### • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Las repotención propuesta permite obtener un beneficio socio-económico por reducción de las restricciones técnicas, al incrementar la capacidad de evacuación de generación eólica ubicada en la zona. Los vertidos de generación eólica evitados ante situaciones de indisponibilidad N-1 de varias líneas de 220 kV que provocan sobrecargas en la red, se estiman en 8.571 MWh anuales, que se traducirían en un beneficio socio-económico de **0,39 M€/año**.

La justificación técnica de la actuación se basa en dos motivaciones:

- Incumplimiento del P.O. 13.1 ante el fallo N-1 de varias líneas de 220 kV de la zona en escenarios de alta producción eólica.
- Sin la repotenciación propuesta, la carga de la línea en situación N (disponibilidad total), en un escenario de alta generación eólica, es del 71% y al fallo de Mazaricos-Lousame 220 kV llegaría al 166%.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **20%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **4 años**.

**b) Zona norte: Asturias, Cantabria y País Vasco**

**ACTUACIÓN TN-1: Gozón 400/220 kV y actuaciones asociadas**

Nueva subestación Gozón con parques de 400 y 220 kV y actuaciones asociadas que se planifica como sustitución de una actuación alternativa que consistía en la instalación de una nueva unidad de transformación Tabiella 400/220 kV, que ha resultado inviable (inviabilidad física).

Las principales motivaciones de esta actuación son:

- Seguridad de suministro de la zona de Avilés.
- Reducir el poder de mercado de los grupos ubicados en Aboño 220 kV.
- 

**DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN**

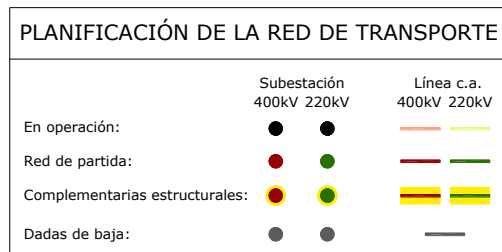
**Nueva subestación Gozón y conexiones de alimentación a Tabiella 220 kV y Carrió 220 kV**

- Subestación Gozón con parques Gozón 400 kV y Gozón 220 kV.
- Unidad de transformación Gozón 400/200 kV de 600 MVA.
- Gozón-Tabiella 220 kV. Utilización del tramo existente de la actual línea Soto-Tabiella 220 kV que no se pasa a funcionar en 400 kV.
- Entrada/salida de Gozón en Tabiella-Carrió 1 220 kV.

**RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	400 kV	220 kV
Posiciones	3	5
Línea aérea (km)	-	1,4
Transformadores (MVA)	600	

**MAPA LOCAL**



## • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

12,1 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La alta demanda industrial en las subestaciones de 220 kV de Tabiella y Carrio, de alrededor de 500 MW junto con el consumo residencial de la zona asturiana no puede ser suministrada sin conexión a la red de 400 kV sin producir sobrecargas en las líneas de 220 kV que unen la zona con la subestación Compostilla 220 kV. Para solucionar actualmente estas sobrecargas es necesario acoplar generación térmica dependiendo del escenario de demanda y de generación hidráulica y eólica, generalmente uno o dos grupos de Aboño y/o Soto de Ribera. En el año 2012 se acoplaron en el proceso de solución de restricciones técnicas por seguridad en la Red de Transporte estos grupos en varias ocasiones, lo que ha supuesto al sistema un sobrecoste de 463.357 €. En 2011 el sobrecoste para el sistema por esta misma razón fue de 1.853.419 € y en 2010 de 13.339.357 €.

Adicionalmente, se producen también sobrecargas en la red de distribución con lo que en ocasiones estos grupos se han acoplado por restricciones en la red de distribución a solicitud del distribuidor de la zona. En este caso, en 2012 el sobrecoste para el sistema fue de 69.713.172 €.

La puesta en servicio de la nueva subestación Grado 400 kV junto con un transformador 400/132 kV no mejorará esta problemática de manera significativa debido a que el distribuidor utilizará parte de la traza de las actuales L-132 kV Salime-Corredoria y La Cuesta-Corredoria desapareciendo para conectar dos líneas de 132 kV Grado-Corredoria con lo que la aportación al 132 kV de estas líneas ante el disparo del transformador 400/220 kV de Soto no será mucho mayor que en la actualidad.

La solución que aportaría una mayor seguridad en la red, tanto desde el punto de vista de las sobrecargas descritas como desde la estabilidad de las tensiones de la zona, sería el paso de la línea Soto-Tabiella de 220 kV a 400 kV para formar las líneas de 400 kV Grado-Gozón (y Grado-Soto 400 kV) y la instalación de un nuevo transformador 400/220 kV en Gozón y las conexiones asociadas con Tabiella 220 kV y Carrió 220 kV. La repotenciación del eje de 220 kV de Compostilla a Soto también podría resolver las sobrecargas pero no aportaría una mayor estabilidad desde el punto de vista de las tensiones.

El beneficio socio-económico por reducción de las restricciones técnicas supone valorar el sobrecoste medio que se evitará por no tener que redespachar los grupos de Aboño y Soto. El sobrecoste medio de los tres últimos años por redespacho de generación en Aboño es de **5,2 M€/año**.

La justificación se deriva del incumplimiento del P.O.13.1 ante el fallo N-1 por sobrecargas en la red de 220 kV.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **28%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **4 años**.

## ACTUACIÓN TN-2: Mallado Astillero-Cacicedo 220 kV y Cacicedo-Puente S.Miguel 220 kV

Este mallado permite evitar la alimentación en antena de las subestaciones Cacicedo y Astillero 220 kV, principales alimentaciones de la demanda del área de Santander, y el incumplimiento de los Procedimientos de Operación.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Cable Astillero-Cacicedo 220 kV

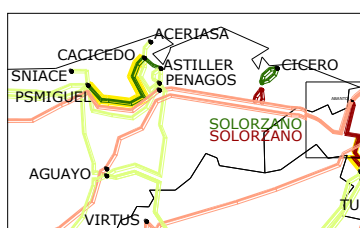
- Cable Astillero-Cacicedo 220 kV (no paralizada por el RDL 13/2012, excepto posición en Astillero).

#### Línea/Cable Cacicedo-Puente S.Miguel 220 kV

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	3
Línea aérea (km)	-	13
Cable (km)	-	15

### • MAPA LOCAL



	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

44,1 M€

### • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La red de distribución que alimenta la ciudad de Santander es un anillo de 55 kV formado por múltiples líneas todas ellas con origen en la subestación de Cacicedo 220/55 kV. Desde esta única subestación se alimenta la demanda de unos 250.000 habitantes, así como las industrias del entorno.

Actualmente Cacicedo se alimenta exclusivamente desde la subestación Penagos 220 kV con un simple circuito de 14,4 km. Esta alimentación en antena de la subestación Cacicedo 220 kV no cumple con el criterio básico de la Red de Transporte de soportar un fallo simple (N-1), establecido en el P.O.13.1. Esto es debido a que el fallo de la línea Cacicedo-Penagos 220 kV puede provocar importantes cortes de mercado, existiendo una potencia no garantizada importante, ya que la RdD no puede hacerse cargo siempre de toda la demanda mediante inyecciones desde otras subestaciones de transporte. La gravedad de esta situación se manifiesta igualmente por la dificultad de realizar descargos y mantenimiento de las instalaciones actuales.

Esta situación se puso de manifiesto el pasado 9 de noviembre de 2013 ante el disparo de la línea Cacicedo-Penagos 220 kV por rotura de un cable de tierra. La indisponibilidad de esta línea, que duró 4 horas, produjo un corte de mercado de 120 MW en la SE Aceriasa 220 kV y afectó a unos 3.000 clientes en la RdD. Dado que la demanda no era elevada en el momento de la falta, la RdD permitió una continuidad de suministro aceptable,

pero si se hubiera dado en otro momento, el impacto hubiera sido mayor.

Acorde a EON Distribución, la demanda prevista en 2020 en la SE Cacicedo es de 238 MW y 219 MW en punta de invierno y verano respectivamente, lo cual supone un consumo estimado de 1.339 GWh/año en 2020, que corresponde aproximadamente a la demanda de 384.000 hogares. Esta previsión incluye las demandas de las subestaciones existentes de Cacicedo y Aceriasa, y las previsiones del Gestor de la RdD para Piélagos y Torrelavega. La indisponibilidad potencial de la línea existente Cacicedo-Penagos 220 kV es de 74,67 horas al año, considerando mantenimiento, fallos forzosos y otras causas.

Asumiendo un apoyo desde la red de distribución de un 75% en caso de falta en la RdT, hay una Energía No Suministrada (ENS) potencial en Cacicedo 220 kV de 2.853 MWh/año. Esta energía supone un coste anual de **18,12 M€/año**.

Una situación similar afecta a la SE Astillero 220 kV cuya única alimentación es el doble circuito Astillero-Penagos 220 kV de 7,7 km. Acorde a EON Distribución, la demanda prevista en 2020 es de 41,5 MW y 110 MW en punta de invierno y verano respectivamente, lo cual supone un consumo estimado de 432 GWh/año en 2020, que corresponde aproximadamente a la demanda de 124.000 hogares. La indisponibilidad potencial de la línea existente Astillero-Penagos 220 kV es de 25,3 horas al año, considerando mantenimiento, fallos forzosos y otras causas. Con los mismos criterios que los aplicados a Cacicedo, la SE Astillero 220 kV tiene una ENS potencial de 311 MWh/año, con un coste de **1,98 M€/año**.

El eje planteado Astillero-Cacicedo 220 kV permite el mallado entre estas dos subestaciones, cuya demanda tiene una seguridad de suministro muy inferior a la de otros nudos de la RdT. Dado el gran volumen de demanda concentrado en el nudo de Cacicedo, se ve necesario un mallado adicional que no dependa de la subestación Penagos 220 kV, y que permita también dar apoyo a la demanda de la posible futura SE Torrelavega 220 kV. Por ello se plantea también el mallado Cacicedo-Puente S.Miguel 220 kV. El análisis realizado, considerando el coste completo del proyecto e incluyendo aquellas actuaciones que cuentan ya con autorización administrativa, y los ahorros por evitar ENS (equivalente al beneficio socio-económico del proyecto), permite estimar la rentabilidad social de ambos proyectos Astillero-Cacicedo y Cacicedo-Puente S.Miguel 220 kV. mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **31%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **4 años**.



### ACTUACIÓN TN-3: Segundo Circuito Arkale-Irún 220 kV

Este circuito permite apoyar la demanda de 132 kV de la zona de Irún desde la Red de Transporte mediante un nuevo mallado que evita la alimentación en antena y el incumplimiento de los Procedimientos de Operación.

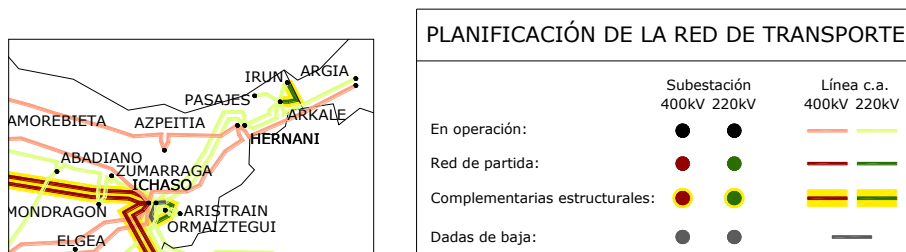
#### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

Simple circuito línea-cable Arkale-Irún 220 kV

#### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	2
Línea aérea (km)	-	2
Cable (km)	-	5

#### MAPA LOCAL



#### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **14,3 M€**

#### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El mercado alimentado por la subestación de Irún (Irún, Fuenterrabía y Bera de Bidasoa en Navarra) se encuentra en una zona de difícil alimentación debido a la situación geográfica limitada por la frontera francesa y el mar. La carga de la zona y los crecimientos acumulados (en la actualidad el 30% del tiempo se superan 50 MW) y previstos no son asumibles a través de la red de 30 y 132 kV de acuerdo al Gestor de la Red de Distribución.

La necesidad de una inyección desde la Red de Transporte ha hecho que en 2012 se pusiera en servicio la subestación Irún 220 kV con una conexión de simple circuito a la SE Arkale 220 kV.

Esta alimentación en antena de la SE Irún 220 kV no cumple con el criterio básico de la Red de Transporte de soportar un fallo simple (N-1), establecido en el P.O.13.1. Esto es debido a que el fallo de la línea Arkale-Irún 220 kV circuito 1 puede provocar importantes cortes de mercado, existiendo una potencia no garantizada importante. La gravedad de esta situación se manifiesta igualmente por la dificultad de realizar descargos y mantenimiento de las instalaciones actuales.

La demanda prevista en 2020 en la SE Irún es de 107 MW y 103 MW en punta de invierno y verano respectivamente de acuerdo al GRdD, lo cual supone una demanda estimada de 639 GWh/año en 2020, que corresponde aproximadamente a la demanda de 200.000 hogares. La indisponibilidad potencial de la línea existente Arkale-Irún 220 kV circuito 1 es de 36,82 horas al año, considerando mantenimiento, fallos forzosos y otras causas.

Dado que el apoyo desde la red de distribución se estima en un 65%, obtenido de la información recibida por el GRdD para 2016, existe una potencial energía no suministrada en Irún 220 kV de 1.021 MWh/año. Esta energía tiene un coste anual de **6,7 M€/año**. Dado que la actuación propuesta evita dicha energía no suministrada, aumentando la seguridad de suministro, este valor equivale al beneficio socio-económico del proyecto.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

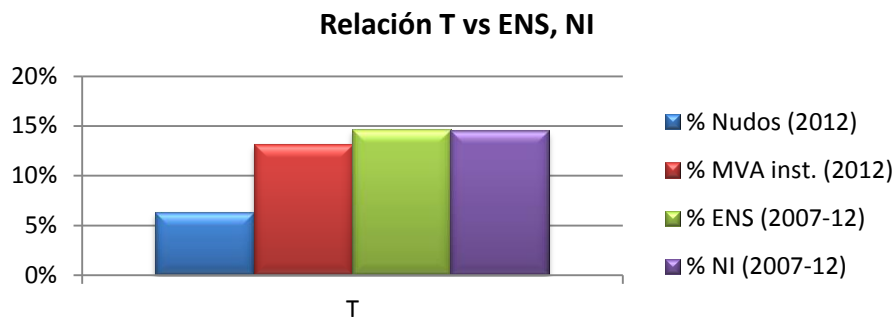
- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **44%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **3 años**.



**• JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

Entre los factores más relevantes con influencia en la continuidad de suministro (interrupciones registradas en los últimos años) se encuentran topologías singulares de la Red de Transporte como son las conexiones T en la red de 220 kV. Este aspecto es contemplado en la planificación en vigor, recogiendo en las conclusiones del capítulo dedicado a “la calidad de servicio de la Red de Transporte” que se han de eliminar de forma progresiva condiciones topológicas históricas como son las conexiones en T. Por otra parte, como consecuencia de lo anterior el Procedimiento de Operación 13.3 establece que para nuevas líneas de no se admitirán conexiones en T.

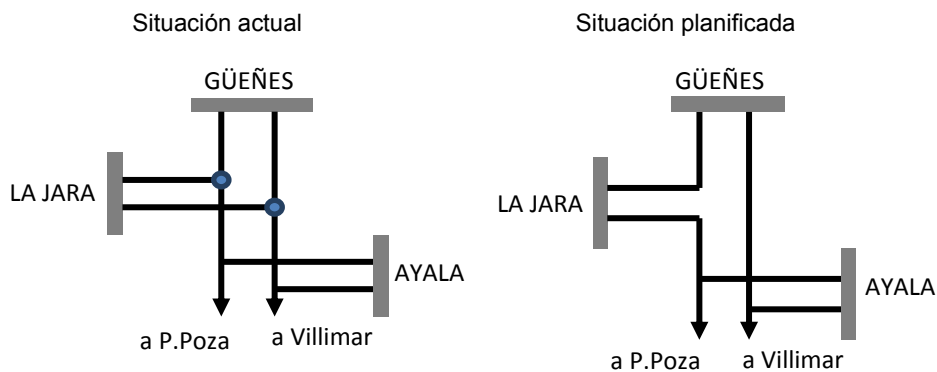
En el siguiente gráfico se muestra para el año 2012 el porcentaje de nudos con conexión en T, los MVA de transformación instalada en los extremos de las conexiones en T, el porcentaje de Energía No Suministrada (ENS) del total asociada a las conexiones en T y el porcentaje del Número de Interrupciones en punto frontera (NI) vinculado a las conexiones en T. Se puede observar que un porcentaje relativamente bajo de conexiones en T son responsables de un porcentaje significativo del total de la ENS y NI obtenida en los últimos años.



En este caso la demanda afectada por una calidad de suministro inferior a otras partes del sistema por estar alimentada a través de dos T es la demanda de la subestación La Jara 220 kV, la cual tendrá una demanda en 2020 de 49,25 MW en punta de invierno y 44,1 MW en punta de verano, acorde a los datos del Gestor de la Red de Distribución.

Ante una contingencia grave en los circuitos de alimentación de la SE La Jara 220 kV, se plantea mantener el vano entre en doble circuito, que permitiría alimentar la SE desde el otro circuito, garantizando una solución de emergencia.

**• INFORMACIÓN ADICIONAL**



## ACTUACIÓN TN-5: Compactación de líneas de salida de Soto 400 y 220 kV

Compactación de las líneas de 400 y 220 kV a la salida de las subestaciones de Soto 400 y 220 kV para facilitar la construcción de las actuaciones de desarrollo de la Red de Transporte asociadas.

Las principales motivaciones de esta actuación son:

- Hacer viable el plan de desarrollo de la Red de Transporte en la zona de Soto.
- Las actuaciones de esta zona ya han sido autorizadas: Paso a funcionar a 400 kV de la línea existente Soto-Tabiella 220 kV, con entrada/salida de Grado 400 kV.

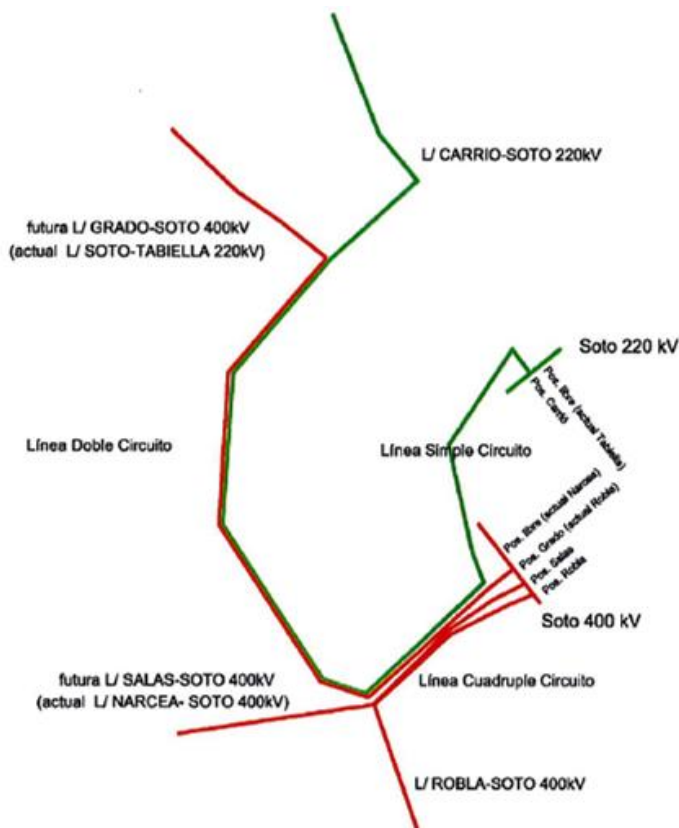
### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Compactación de líneas de 400 y 220 kV a la salida de Soto

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Línea aérea (km)	5	5

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

2,4 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La compactación de las líneas se requiere para la construcción de la nueva línea de 400 kV Grado-Gozón, actuación autorizada como paso a funcionar a 400 kV de la línea Soto-Tabiella 220 kV con entrada/salida en Grado y que, además, está relacionada con la actuación TN-1 (Gozón 400/220 kV y actuaciones asociadas) justificada para el desarrollo de la Red de Transporte en el Principado de Asturias.

La compactación de las líneas de 400 y 220 kV a la salida de las subestaciones de Soto 400 kV y Soto 220 kV es la única alternativa viable que se ha encontrado para completar el desarrollo de la Red de Transporte en la zona.

## ACTUACIÓN TN-6: Repotenciación del eje Soto-Pereda-Telledo 220 kV

Las principales motivaciones de esta actuación son:

- Evitar sobrecargas en la red de 220 kV.
- Eliminar los redespachos necesarios para aliviar las sobrecargas.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

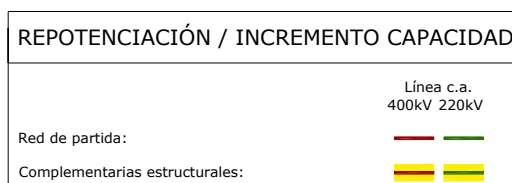
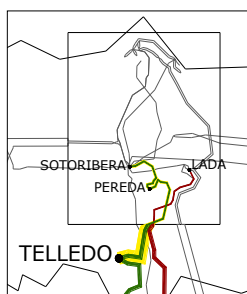
#### Repotenciaciones de Soto-Pereda 220 kV y Pereda-Telledo 220 kV

- Repotenciación de Soto-Pereda 220 kV
- Repotenciación de Pereda-Telledo 220 kV

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Repotenc./Inc capacidad (km)	-	47

### • MAPA LOCAL



### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

0,5 M€

### • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la justificación TN-1 de una nueva subestación Gozón 400 kV y unidad de transformación Gozón 400/220 kV se comenta que la repotenciación del eje de 220 kV de Compostilla a Soto también podría resolver las sobrecargas pero no aportaría una mayor estabilidad desde el punto de vista de las tensiones. Sin embargo, la incorporación de las actuaciones en Tabiella no resuelve del todo las sobrecargas del eje Soto-Pereda-Telledo 220 kV en el año 2020. En efecto, cuando falla el transformador de Soto 400/220 kV las cargas del eje pasan del 100%, Soto-Pereda 220 kV (101%) y Pereda-Telledo 220 kV (104%).

Por tanto, incluso considerando una nueva subestación Gozón y transformación Gozón 400/220 kV serían necesarias medidas de redespacho acoplando generación en Aboño para evitar la sobrecarga del eje Soto-Pereda-Carrió 220 kV. Dado que la sobrecarga es pequeña, estas medidas se estiman en un 10% de las medidas de operación que han sido recogidas en la justificación TN-1 (Gozón 400/220 kV y actuaciones asociadas). Del ahorro total estimado para la justificación TN-1 que son 5,2 M€, aproximadamente un 10%, es decir unos **0,52 M€/año** deberían ser asignados a la repotenciación del eje Soto-Pereda-Telledo como beneficio socio-económico.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = > 50 %.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = 1 año.





Por otra parte, otro proyecto de carácter estratégico asociado a esta actuación es el aumento de la capacidad de intercambio con Francia para permitir un mayor intercambio de energía entre ambos países, con el fin de utilizar la energía más barata en cada momento. A 2020 se prevé que las mayores limitaciones a la exportación se localizarán en la zona del País Vasco. Una de las actuaciones clave para reducir estas limitaciones es un transformador desfasador con actuación en la línea Arkale-Argia 220 kV. No obstante, a medio-largo plazo, para aumentar los flujos de exportación y asociado a una futura interconexión por el oeste de la frontera, como la expuesta en la justificación TI-2, es necesario el refuerzo de la red de 400 kV del País Vasco. El eje Abanto/Gueñes-Ichaso 400 kV es fundamental para poder tener un adecuado aprovechamiento del nuevo enlace de interconexión por Bahía Vizcaya, ya que sin estas líneas de refuerzo de alimentación y evacuación del enlace, la capacidad de intercambio con Francia podría verse limitada por restricciones internas en el País Vasco ante situaciones de contingencia..

## ACTUACIÓN TN-8: Eje de mallado Sama-Velilla 400 kV

A raíz de la crisis económica y la paralización, por el RD Ley 13/2012 de varios refuerzos de la red planificados, incluso desde mucho tiempo atrás como es el caso del eje Sama-Velilla 400 kV, el Operador del Sistema ha analizado para el horizonte 2020 su necesidad, teniendo en cuenta que por la crisis el escenario del sistema eléctrico español ha cambiado bastante respecto a los previstos en los planes anteriores cuando la línea fue planificada.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

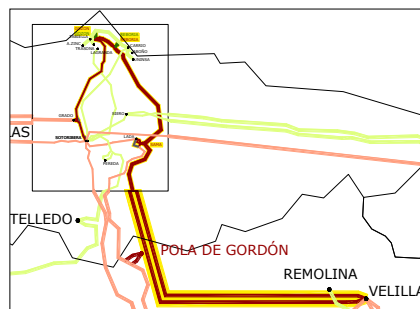
#### Nueva línea Sama-Velilla 400 kV

- Doble circuito Sama-Velilla 400 kV
- Doble circuito Sama-Lada 400 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	12	
Línea aérea (km)	252	

### MAPA LOCAL



	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	— —

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

92,5 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Con la crisis, y la sobrecapacidad actual de generación instalada, para el año 2020 no se prevé ningún nuevo ciclo combinado, teniendo en cuenta que la demanda prevista es de unos 48.000 MW. Las posibilidades de evacuación a través de Sama-Velilla 400 kV se han reducido en gran medida. Incluso en escenarios de alta generación eólica en Galicia y Asturias la red planificada para 2020 es suficiente para el transporte de energía en las condiciones de seguridad establecidas en los procedimientos de operación.

No obstante el cumplimiento sin la línea de los criterios de fiabilidad N-1 y N-2, se ha realizado un análisis coste-

beneficio por si dicho refuerzo incorporara elevados beneficios. Con Sama-Velilla los ahorros que se producirían por mejora de la eficiencia económica por reducción pérdidas y emisiones de CO2 se situarían en **0,51M€**, y el beneficio socio-económico por resolver restricciones mediante redespacho de la generación se estiman en **4,40M€**.

La rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **0,0%**.
- Valor actual neto (VAN) = - **62M€**.

Un valor de TIR prácticamente nulo y un valor actual neto negativo significan que la inversión analizada no se justifica desde un punto de vista económico.

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

**ACTUACIÓN TNE-1: Mallado Haro-Alcocero de Mola 220 kV**

Este proyecto permite un apoyo transversal al eje de 220 kV de La Rioja entre Puentelarrá y La Serna, en el que el número de nudos no mallados supera lo establecido como admisible en los Procedimientos de Operación.

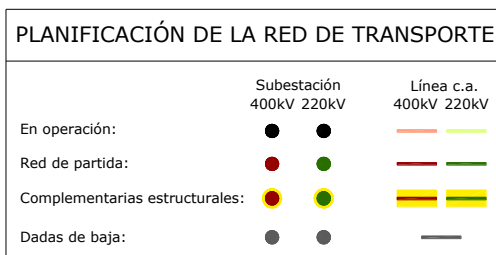
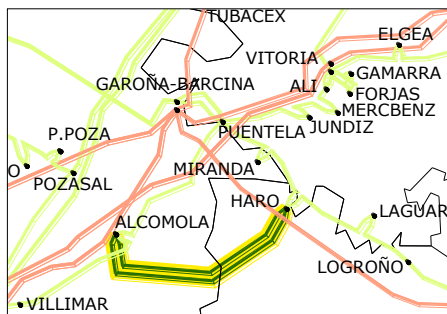
**DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN**

**Línea doble circuito Haro-Alcocero de Mola 220 kV**

**RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	2
Línea aérea (km)	-	40

**MAPA LOCAL**



**VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **22 M€**

**JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

La Comunidad Autónoma de La Rioja está hoy día alimentada por un eje de simple circuito de 220 kV Puentelarrá-La Serna de capacidad limitada, de gran longitud y con seis subestaciones (Miranda, Haro, La Guardia, Logroño, El Sequero y Quel) que concentran una demanda elevada.

Las seis subestaciones mencionadas se consideran nudos no mallados<sup>1</sup> al tener cada una sólo dos vías de alimentación desde la Red de Transporte. Esta topología de red incumple los criterios generales de mallado de la Red de Transporte establecidos en el procedimiento de operación P.O.13.1. en cuanto a la limitación de número de nudos no mallados entre dos nudos mallados (no son aceptables más de dos nudos no mallados entre dos nudos mallados de 220 kV). Además, esta topología resulta muy problemática de cara a la programación de las operaciones necesarias de mantenimiento preventivo de las líneas. Así pues, esta situación de alimentación hace que las subestaciones mencionadas tengan una seguridad y calidad de suministro inferior a la del resto de nudos de la Red de Transporte. Según se indica en el apartado 4.2, el 70% de las interrupciones entre 2007 y 2012 se han dado en nudos no mallados.

La situación de la Red de Transporte de La Rioja ha llevado a planificar la repotenciación del eje entre Puentelarrá y La Serna 220 kV con el fin de aumentar su capacidad de transporte y evitar las posibles sobrecargas en dicho eje. Sin embargo, las posibilidades de hacer descargos prolongados que permitan llevar a cabo las obras necesarias han sido muy reducidas, ya que la fiabilidad de suministro de la demanda de los

nudos del eje podía quedar seriamente afectada durante los trabajos ante dichos descargos. El nuevo mallado El Sequero-Santa Engracia 220 kV, puesto en servicio en 2013, permite reducir la debilidad del eje. El presente eje Haro-Alcocero de Mola 220 kV eliminaría finalmente el incumplimiento de nudos no mallados establecido en el P.O.13.1 en este eje.

Se plantea el nuevo mallado en Haro por ser el centro de cargas del eje y se evitan mallados con la zona de Vitoria debido a que las subestaciones de esta zona tienen por una parte difícil acceso por estar en zona urbana y, por otra parte, tienen muy escasa disponibilidad de espacio para realizar ampliaciones.

Como ejemplo de la debilidad de los nudos no mallados del eje de La Rioja, en junio de 2011, estando la línea La Guardia-Miranda 220 kV fuera de servicio por los trabajos de entronque para la nueva subestación de Haro, una falta produjo un cero de tensión estructural en las subestaciones de Quel, Sequero, Logroño y La Guardia 220 kV. Como consecuencia del incidente se produjo un corte de mercado de 133 MW que afectó a 252.000 clientes y provocó una Energía No Suministrada de 1.837 GWh. Esta ENS tuvo un coste equivalente de 11,66 M€.

En 2020, el eje Puentelarrá-El Sequero 220 kV contará con 4 nudos no mallados, y deberá alimentar una demanda de 247 MW en invierno y 195 MW en verano acorde al Gestor de la Red de Distribución, suministrando aproximadamente la demanda de 390.000 hogares. Esto hace que ante el mantenimiento o la pérdida de alguno de los tramos del eje, haya un riesgo elevado de pérdida de suministro en la zona. Dado que el apoyo desde la red de distribución se estima en un 75%, obtenido de la información recibida por el GRdD para 2016, existe una potencial energía no suministrada de 330 MWh/año, con un coste anual **2,1 M€/año**. La actuación propuesta evita dicha energía no suministrada, aumentando la seguridad de suministro, por tanto, este valor contribuye al beneficio socio-económico del proyecto.

Adicionalmente, el proyecto aumenta la eficiencia económica del sistema al proporcionar un ahorro en las pérdidas del sistema equivalente a **0,09 M€**, y aumenta la eficiencia económica del sistema al permitir utilizar la energía más barata y eficiente, lo cual proporciona un ahorro de **0,35 M€**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **9%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **20 años**.

---

<sup>1</sup> Para definir un nudo mallado en 220 kV se establecen las siguientes condiciones: contar con tres o más líneas de 220 kV, o bien –si se dispone de apoyo 400/220- dos líneas de 220 kV.

## ACTUACIÓN TNE-2: Mallado Navarra - País Vasco 400 kV

Los estudios realizados con objeto de evaluar las posibilidades de la red actual para adaptarse a contextos futuros de generación y demanda ponen de manifiesto la necesidad de un nuevo eje de transporte País Vasco-Navarra-Aragón-Centro/Levante, en donde el refuerzo de la conexión entre Navarra y el País Vasco constituye un eslabón fundamental del referido eje de transporte.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Entrada/salida de Ichaso en la línea Castejón-Muruarte 400 kV

#### Repotenciación de las líneas Ichaso-Orcoyen 220 kV 1 y 2

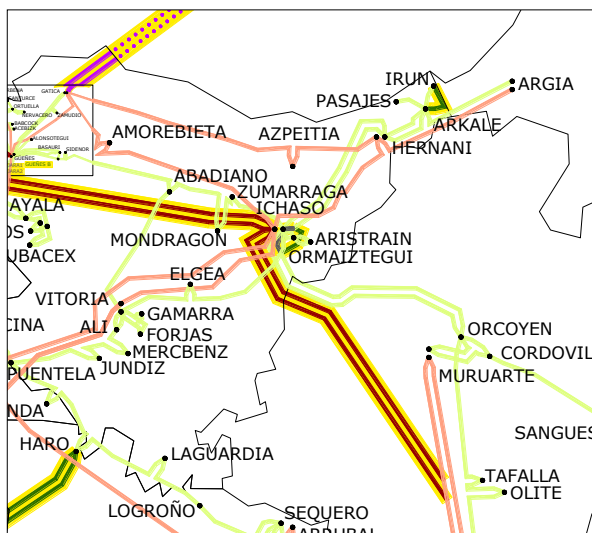
#### Cambio de topología Orcoyen-Hernani 220 kV

- Baja por cambio topológico de la línea Orcoyen-Ichaso 220 kV circuito 1.
- Baja por cambio topológico de la línea Ichaso-Hernani 220 kV circuito 2.
- Alta por cambio topológico de la línea Orcoyen-Hernani 220 kV circuito 1.
- 0,4 km de cable de 220 kV y 1 posición de 220 kV para bypass operable

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	3	1
Línea aérea (km)	254	-
Repotenc./Inc.capacidad (km)	-	121
Cable (km)	-	0,4

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE				
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV	Línea c.c.	Cable c.c. submarino
En operación:	● ●	— —	— —	.....
Red de partida:	● ●	— —	— —	.....
Complementarias estructurales:	● ●	— —	— —	.....
Dadas de baja:	● ●	— —	— —	.....

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

87,6 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Actualmente, la conexión entre Navarra y el País Vasco es muy débil debido a que se realiza a través de dos únicas líneas de 220 kV entre Orcoyen e Ichaso que forman dos circuitos independientes de 220 kV que transcurren por caminos separados, y que datan de los años 60-70 con lo que tienen una capacidad muy limitada.

Adicionalmente, en escenarios de altas demandas en el País Vasco y/o elevado programa exportador con Francia, en los que exista elevada producción eólica en Navarra y La Rioja y poca generación en la zona de País Vasco, pueden producirse sobrecargas de hasta el 180% en las líneas Ichaso–Orcoyen 1 y 2 220 kV, y en el eje Orcoyen-Tafalla-Olite 220 kV, tanto en caso de disponibilidad total (N) como ante contingencias (N-1) en la zona.

Esta situación obliga a tomar medidas topológicas en las subestaciones de Ichaso 220 kV, Muruarte 200 kV y Magallón 220 kV para evitar estas sobrecargas. En el año 2012 estas maniobras afectaron a 1.156 horas (el 13% de las horas del año), con la consiguiente reducción del mallado de la red y la seguridad del sistema. No obstante, en algunas situaciones, las medidas topológicas no son suficientes y se ha tenido que actuar sobre la generación para evitar poner en peligro la seguridad del sistema. En primer lugar se reduce la generación de ciclo combinado de La Rioja y Navarra, y en última instancia, se toman medidas sobre la eólica de estas dos CCAA:

Estos cortes de eólica han llevado a priorizar la repotenciación planificada de las líneas Orcoyen-Ichaso 220 kV y del eje Orcoyen-Olite-Tafalla 220 kV para cumplir con el apartado 4.2.1 del P.O. 3.7: que indica que *“si se produjeran casos de frecuente reducción de la producción en un nudo de la Red de Transporte, determinados por un número superior a 3 veces en un mes o 10 veces en el conjunto del año, el Operador del Sistema debe presentar en el plazo máximo de 6 meses, para su autorización por la Secretaría General de Energía, un Plan de inversiones para la solución de la restricción correspondiente”*.

La puesta en servicio en 2013 del transformador 400/220 kV en Santa Engracia y el doble circuito Santa Engracia-El Sequero 220 kV, alivia en cierta medida la carga de la red de 220 kV de la zona y supone cierto incremento de la carga a la red de 400 kV. No obstante, esta influencia puede oscilar entre nula y una reducción de hasta el 30% de la carga en las líneas de 220 kV Olite-Tafalla-Orcoyen, e Ichaso-Orcoyen 1 y 2. Incluso, en determinados escenarios aparecen flujos de potencia del nivel de 400 kV al de 220 kV a través del transformador 400/220 kV de Santa Engracia, provocando un incremento de la carga sobre el eje de 220 kV Olite-Tafalla-Orcoyen-Ichaso. El cumplimiento de los criterios de seguridad en estas situaciones sigue necesitando realizar maniobras topológicas y reducciones de la generación de la zona.

A futuro se prevén sobrecargas en N en el circuito 1 de la línea Ichaso-Orcoyen 220 kV, y sobrecargas de hasta el 30% en situación de contingencia (N-1) en las líneas Ichaso-Orcoyen 1 y 2 220 kV, Cordovilla-Muruarte-Orcoyen-Muruarte 220 kV, Logroño-El Sequero 220 kV, y el transformador 400/220 kV en Muruarte. Las sobrecargas del eje Olite-Tafalla-Orcoyen 220 kV se resuelven con la repotenciación planificada.

Dado que a medio plazo las repotenciones previstas en la zona son insuficientes, se requiere un nuevo eje de mayor capacidad entre Navarra y el País Vasco, razón por la cual se plantea el eje de 400 kV entre Dicastillo e Ichaso.

El principal beneficio de este proyecto es la reducción de restricciones técnicas, permitiendo así utilizar en cada momento la energía más sostenible y barata, y aumentando la eficiencia económica del sistema. En el año 2020 se estima que al resolver estas restricciones se alcanza un beneficio socio-económico de **22,12 M€/año**. Además, considerando que este proyecto permite una reducción de pérdidas en punta de 35 MW, contribuye a la eficiencia energética, lo que supone un ahorro de **7 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **33 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **4 años**.



### ACTUACIÓN TNE-3: Bolsa de Zona Franca

Este refuerzo es necesario, tanto para la alimentación a la demanda de la “bolsa” del área de Zona Franca, como para la evacuación de la generación de los ciclos combinados de Zona Franca.

#### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

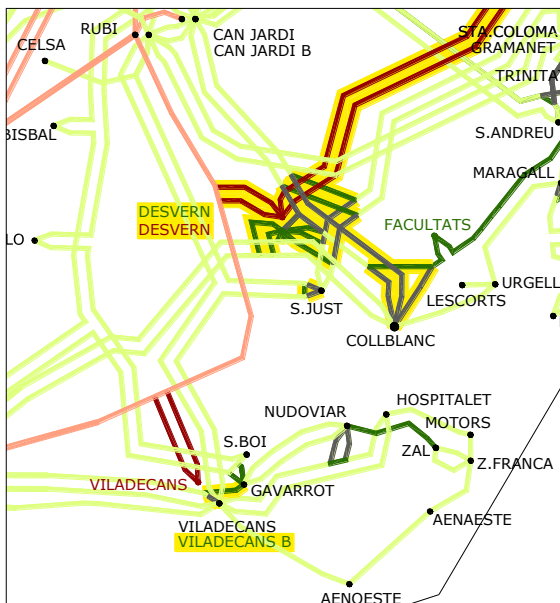
##### Incremento de capacidad del eje de doble circuito Viladecans-Rubí 220 kV

- Incremento de capacidad de la línea Viladecans-Sant Just-TCelsa-Rubí 220 kV
- Incremento de capacidad de la línea Viladecans-Rubí 220 kV

#### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Repotenc./Inc.capacidad (km)	-	37

#### • MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

#### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

1,3 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El conjunto de actuaciones aquí planteadas se refieren a la necesidad de asegurar con las mínimas garantías de calidad de servicio, tanto la evacuación de la generación de los ciclos combinados de Zona Franca, como la alimentación a la demanda de esa “bolsa” de Zona Franca.

Por lo que respecta a la generación, en la actualidad se producen problemas de evacuación de la generación de los ciclos combinados de Zona Franca. Este nudo tiene una potencia instalada de 800 MW, tecnología de ciclo combinado, donde en las condiciones habituales de explotación el límite máximo por congestión está en 700 MW (activando teledisparo por generación).

La generación de Puerto de Barcelona se encuentra dentro del anillo de 220 kV que conecta con Viladecans, compuesto por las subestaciones de: Viladecans-Nudo Viario-Hospitalet-Motors-Zona Franca-Aeropuerto de Barcelona-Aena Oeste-Viladecans, todas ellas subestaciones blindadas con tecnología GIS (a excepción de Viladecans 220 kV y Hospitalet 220 kV) y unidas por cables soterrados.

El elevado número de subestaciones que se encuentran dentro de este anillo, dependientes de Viladecans 220 kV, tanto para la evacuación como para el suministro, hace que ante cualquier indisponibilidad en este eje, ya sea por mantenimiento programado o por avería, limite por debajo de 400 MW la capacidad de evacuación de la generación de Puerto Barcelona.

Pero, sobre todo, estas indisponibilidades comprometen notablemente el suministro eléctrico de las subestaciones del anillo, que quedarían en antena y dependiendo del poder de mercado de la generación. Cabe señalar que desde estas subestaciones se alimentan cargas socialmente sensibles, tales como el puerto, aeropuerto y metro de Barcelona así como una zona industrial, con la consiguiente repercusión social y económica de una pérdida de suministro. En el último año la demanda media de los nudos de Hospitalet, Motors, Zona Franca, Aeropuerto y Aena Oeste ha sido de 150 MW, con valores máximos de 300 MW y superiores a 210 MW durante el 10% de horas al año.

Ya hay una serie de actuaciones aprobadas en el proceso de Planificación 2008-2016 actualmente vigente, que mejoran la situación expuesta en párrafos anteriores. No obstante, hay que insistir que al componerse de líneas soterradas y subestaciones GIS, cualquier avería en ellas supone indisponibilidades largas, lo que pueden comprometer el suministro en la zona y limitar la capacidad de evacuación. Más aún cuando el anillo está formado por varias subestaciones, aumentando así las necesidades de mantenimiento y/o las probabilidades de avería que implicarían volver a limitar generación y dejar en precario la alimentación a la demanda.

El gran beneficio socio-económico que representan las actuaciones aquí planteadas, y que colaboran en mejorar la situación expuesta, se plasma a continuación, al mejorar la seguridad de suministro con la reducción de ENS, la eficiencia energética al minimizar las pérdidas de transporte y la eficiencia económica al reducir los costes globales de generación.

Considerando los redespachos de generación que se necesitarían para evitar las sobrecargas ante contingencia en el eje que une Rubí 220 kV con Viladecans 220 kV, en situación de punta zonal en escenarios de verano, su coste anual sería de **3,9 M€/año**.

Por otro lado el coste de ENS, atendiendo a la probabilidad combinada de los distintos tramos del mencionado eje, así como a la probabilidad de fallo conjunto el coste de dicha ENS ascendería a **0,20 M€/año**.

Finalmente, la reducción de pérdidas estimada que permiten las actuaciones propuestas asciende a 0,25 MW en escenarios de punta de verano, lo que supone anualmente un ahorro de **0,05 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa interna de Rentabilidad (TIR) = > **50%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **1 año**.

## **ACTUACIÓN TNE-4: Actuaciones del área metropolitana de Barcelona**

El desarrollo de este conjunto de actuaciones está destinado a compaginar un problema que se ha detectado principalmente en la Red de Transporte de los grandes centros urbanos. Por un lado está el mallado entre las diferentes subestaciones de la zona, que facilita la gestión de los flujos de carga y el apoyo entre ellas en caso de algún incidente, así como la evacuación de la generación. Pero por otro lado se trata de evitar que la potencia de cortocircuito aumente hasta valores para los que la apartamentada de algunas subestaciones no está preparada. Una corriente de cortocircuito más elevada que la capacidad de corte del interruptor que tiene que despejar una falta hará que éste funcione mal, lo que puede ampliar la zona afectada y la posible pérdida de suministro.

### **• DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN**

#### **Desmallado de la subestación de Begues 220 kV (binudo)**

- Ampliación por acoplamiento longitudinal
- Ampliación por acoplamiento transversal
- Ampliación por movimiento de líneas
- Reubicación de posiciones entre los dos binudos
- Cambio de topología de la línea Begues-Viladecans 220 kV a Begues-Gavarrot, 2 220 kV
- Repotenciación de la línea Begues B-Can Jardí 220 kV

#### **Desmallado de la subestación de Viladecans 220 kV (binudo)**

- Ampliación por acoplamiento longitudinal
- Ampliación por acoplamiento transversal
- Reubicación de posiciones entre los dos binudos

#### **Bypass operable en Maragall 220 kV de La Sagrera-Eixample 220 kV**

- Cambio de topología de las líneas Eixample-Maragall 220 kV y Maragall-La Sagrera 220 kV que pasa a ser Eixample-La Sagrera 220 kV
- Ampliación para la operabilidad del bypass

#### **Bypass operable en Trinitat 220 kV de Besos Nuevo-Gramanet A 220 kV**

- Cambio de topología de las líneas Besós Nuevo-Trinitat 220 kV y Trinitat-Gramanet A 220 kV que pasa a ser Besós Nuevo-Gramanet A 220 kV
- Ampliación para la operabilidad del bypass

#### **Nueva subestación de TransBadalona 220 kV como traslado de la función de transporte de Badalona 220 kV**

- Nueva subestación Transbadalona 220 kV (Doble barra)
- Traslado de la posición de Besós Nuevo,1 en Badalona 220 kV a TransBadalona 220 kV
- Traslado de la posición de Besós Nuevo,2 en Badalona 220 kV a TransBadalona 220 kV
- Traslado de la posición de La Sagrera 220 kV en Badalona 220 kV a TransBadalona 220 kV
- Nuevo doble circuito en cable Badalona-TransBadalona 220 kV

#### **Bypass operable en Badalona 220 kV (TransBadalona) de Sant Andreu-Guixeres 220 kV**

- Cambio de topología de las líneas Badalona (TransBadalona)-Guixeres 220 kV y Badalona (TransBadalona)-Sant Andreu 220 kV que pasa a ser Sant Andreu-Guixeres 220 kV
- Ampliación para la operabilidad del bypass

#### **Nuevo cable Maragall-Trinitat,2 220 kV**

#### **Baja de Santa Coloma 220 kV para acabar de configurar el binudo de Gramanet 220 kV**

- Traslado de las dos posiciones de Rubí en Santa Coloma 220 kV a Gramanet B 220 kV
- Traslado de las dos posiciones de Sant Just en Santa Coloma 220 kV a Gramanet B 220 kV
- Baja del doble enlace GIS-convencional
- Ampliación en Gramanet B 220 kV por traslado de dos posiciones de transformación a distribución de Santa Coloma 220 kV
- Ampliación en Gramanet A 220 kV por traslado de tres posiciones de transformación a distribución de Santa Coloma 220 kV

#### **Bypass operable en Sant Just 220 kV de Viladecans-TCelsa 220 kV**

- Cambio de topología de las líneas Viladecans-Sant Just 220 kV y Sant Just-Tcelsa 220 kV que pasa a ser Viladecans-Tcelsa 220 kV
- Ampliación para la operabilidad del bypass

#### **Nueva Subestación Desvern 400 kV**

- Nueva subestación Desvern 400 kV (interruptor y medio)
- Entrada/salida del eje Viladecans-Rubí 400 kV en Desvern 400 kV
- Nuevo doble circuito Gramanet-Desvern 400 kV
- Dos nuevos transformadores Desvern 400/220 kV (2x600MVA)

#### **Nueva Subestación Desvern 220 kV**

- Nueva subestación Desvern 220 kV (doble barra)
- Cambio de topología del eje Can Jardí B-Collblanc 220 kV a Desvern 220 kV
- Cambio de topología del eje Can Jardí B-Collblanc-Facultats 220 kV a Desvern-Facultats 220 kV
- Cambio de topología del eje Desvern-Can Jardí B 220 kV y Sant Just- Gramanet B 220 kV a DC Sant Just-Desvern 220 kV y doble circuito Can Jardí B- Gramanet B 220 kV
- Entrada/salida del eje de doble circuito Begues-Collblanc 220 kV en Desvern 220 kV

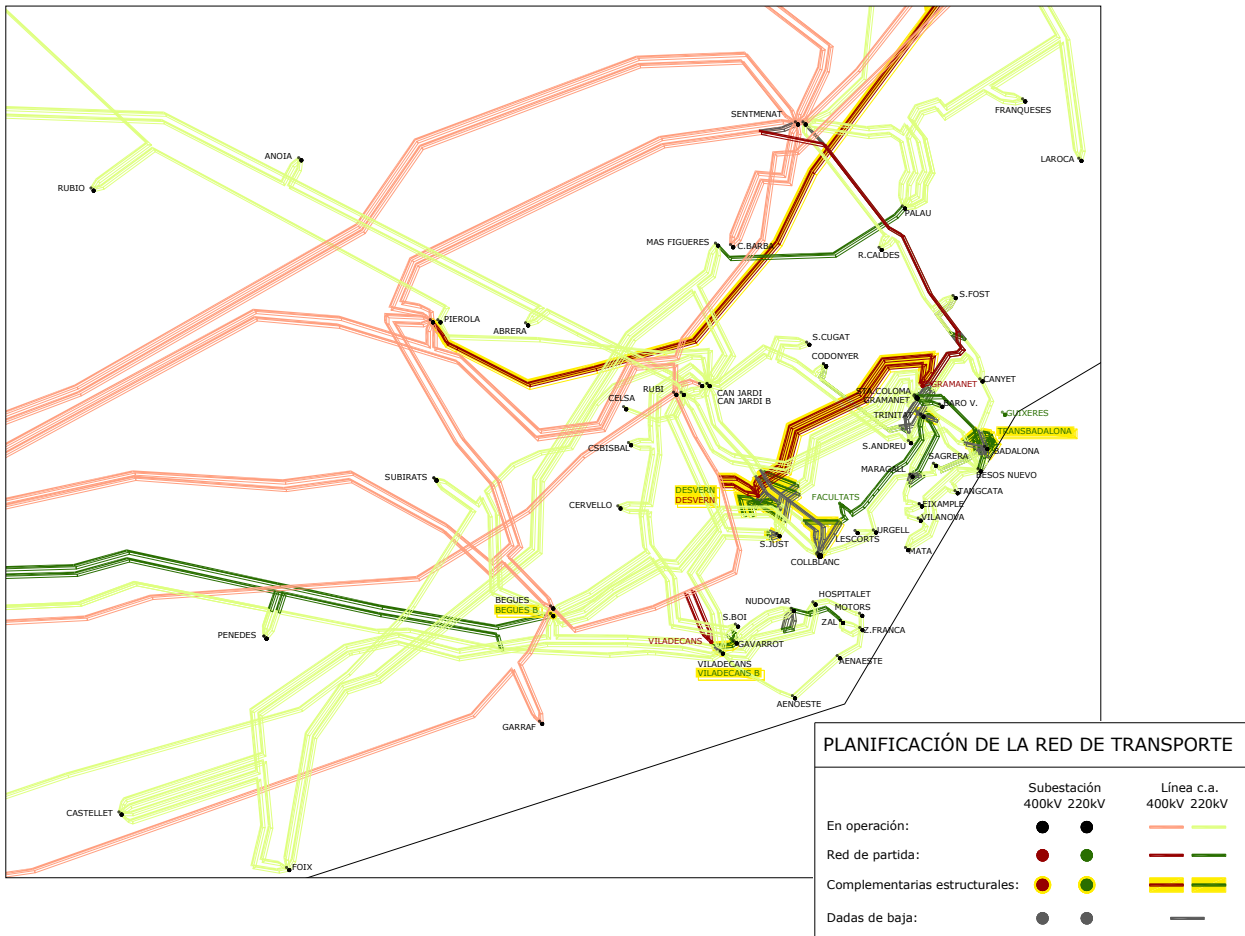
#### **Desmallado de Can Jardí 220 kV (binudo)**

- Ampliación por acoplamiento longitudinal
- Ampliación por acoplamiento transversal
- Repotenciación de la línea Rubí-Can Jardí,2 220 kV

### **• RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	400 kV	220 kV
Posiciones	12	48
Línea aérea (km)	21,7	-
Repotenc./Inc.capacidad (km)	-	29,2
Cable (km)	-	17,9
Transformadores (MVA)	1.200	

• MAPA LOCAL



• VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

157,23 M€

• JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Tras numerosos análisis llevados a cabo, tanto de flujos de carga como de potencia de cortocircuito, en relación al desarrollo eléctrico en el área metropolitana de Barcelona, se concluyó, en consonancia con lo indicado en el apartado 4.9.2.b, que la solución óptima consistía en la división en varias “bolsas” independientes eléctricamente, que incluyeran cada una de ellas diferentes subestaciones de 220 kV.

La filosofía de la estructuración en “bolsas” requiere que no deban estar interconectadas entre sí. Por tanto es necesario un apoyo desde el 400 kV mediante transformación, y desde la generación de Besós y Zona Franca.

Las actuaciones planificadas, vistas en su conjunto, para el área metropolitana de Barcelona, con las subestaciones de 400 kV de Gramanet, Desvern y Viladecans, así como las previstas en 220 kV para la división en “bolsas”, no solo buscan resolver limitaciones de generación y apoyos entre las distintas subestaciones de demanda, sino que también pretenden resolver los actuales problemas de potencia de cortocircuito en la red.

Como contrapunto, cuando las condiciones de Operación no lo permiten, el Operador del Sistema se ve obligado a volver a mallar la zona en tiempo real. En esta situación, puede superarse la capacidad de corte de la aparamenta en determinadas subestaciones. El Operador del Sistema ha realizado estudios donde concluye que el desmallado actual no es suficiente en el 30% de las horas. Mientras que si no se tomara ninguna medida topológica de desmallado subiría hasta el 70% de horas al año, con el riesgo que eso comporta.

Por tanto, la formación de esas “bolsas” se realiza, entre otras medidas, con bypass de líneas o división en binudos de algunas subestaciones. Estas actuaciones deben ser operables para cuando las necesidades de Operación así lo requieran.

La consecuencia directa de superar la capacidad de corte de la aparamenta ante un incidente severo en alguna de las subestaciones de Barcelona capital supone poner en duda la correcta apertura de interruptores tras actuación de las protecciones para despejar la falta. Por consiguiente, la perturbación en el sistema duraría más tiempo y tendría mayor repercusión, con especial afectación a los equipos de la Red de Transporte.

La Red de Transporte en los entornos urbanos mayoritariamente se compone de líneas soterradas (cables) y subestaciones blindadas (tecnología GIS), y cualquier avería en ellas supone indisponibilidades largas que pueden comprometer el suministro en la zona.

Asimismo se empeoraría la estabilidad dinámica del sistema. Al no poder abrir los interruptores, por superar su poder de corte, en el tiempo adecuado, se correría el riesgo de superar el tiempo crítico a partir del cual el sistema es inestable dinámicamente. Esto podría provocar desconexiones de grupos generadores o el disparo de líneas de interconexión internacional lo que podrían desencadenar un incidente en cascada que podría derivar en cortes de suministro e indisponibilidades generalizadas en la zona catalana.

En este sentido, y por el gran beneficio socio-económico que representan, resulta muy importante que las actuaciones previstas en la zona, algunas de ellas en fase avanzada de tramitación o ejecución, y el resto las planteadas en esta justificación, se materialicen en su conjunto para el reparto en “bolsas” planificado junto con la red prevista permita operar el Sistema de forma óptima. Es decir, se pretende evitar que el retraso o la no construcción de algunas instalaciones planificadas anulen el efecto de reducción de la potencia de cortocircuito por una parte o bien dificulten la garantía de suministro y la seguridad del sistema.

Como ejemplo claro de la criticidad de la Red de Transporte del área metropolitana de Barcelona, hay que destacar el incidente ocurrido en la misma el 23 de julio de 2007. Se produjo la afectación temporal de varias subestaciones que alimentaban la red de distribución y se originaron graves daños en una de ellas (SE 220 kV Maragall), que quedó sin posibilidad de alimentación desde la red de 220 kV. La repercusión a los usuarios fue considerable en extensión y en duración. La energía no suministrada total durante el incidente fue de 10.747 MWh, afectando a 323.337 clientes de las poblaciones de Barcelona, Hospitalet de Llobregat y Esplugues de Llobregat. Se tardó varios meses en recuperar la total normalidad de las instalaciones eléctricas.

A modo de otros ejemplos también se pueden citar sucesivos grandes incidentes habidos en el área metropolitana de Barcelona en los últimos lustros. El de Sentmenat 400 kV en octubre de 1987, que supuso una pérdida de mercado de 2.600 MW. O el de Sant Andreu 220 kV en agosto de 1993, con una pérdida de energía estimada en 6.400 MWh. O el de Can Jardí 220 kV en diciembre de 2001 con una pérdida de mercado de 675 MW.

El gran beneficio socio-económico que representan las actuaciones aquí planteadas se plasma a continuación, al mejorar la seguridad de suministro con la reducción de ENS y la eficiencia energética al minimizar las pérdidas.

Tomando la referencia de ENS del incidente de Maragall 220 kV, el coste del mismo se valora en 68,24 M€/año. Considerando que en los años que van desde el año 1987 han tenido lugar los cuatro incidentes importantes mencionados, amén de otros de menor enjundia, se ha prorrateado el coste del caso de Maragall en siete años, resultando 9,75 M€/año.

Hay que hacer constar que además de esta valoración cuantitativa, hay que tener en consideración el importante “coste social” que implicarían los posibles cortes de suministro, así como la reducción de la calidad del servicio durante meses y el coste de las posibles medidas alternativas para dar servicio mediante grupos electrógenos.

Por otro lado, el conjunto de las actuaciones propuestas permite una reducción de pérdidas estimada en unos

33 MW en escenarios de punta de verano, lo que supone anualmente un ahorro de 6,53 M€/año.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa interna de Rentabilidad (TIR) = **8,5%**
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **11 años**

## ACTUACIÓN TNE-5: Zona Pirineo. Moralets.

Actuaciones motivadas para evitar las congestiones producidas en esos ejes por los flujos de interconexión entre Aragón y Cataluña, en la zona pirenaica.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Repotenciación del eje T Escalona-Escalona-T Foradada 220 kV

- Repotenciación de la línea T Escalona-Escalona 220 kV
- Repotenciación de la línea Escalona-T Foradada 220 kV

#### Repotenciación del eje Pobla-Llavorsí-Adrall 220 kV

- Repotenciación de la línea Pobla-Llavorsí 220 kV
- Repotenciación de la línea Llavorsí-Adrall 220 kV

#### Incremento de capacidad del doble circuito Pont-Pobla-Isona 220 kV

- Incremento de capacidad de la línea Pont-Pobla 220 kV
- Incremento de capacidad de la línea Pont-Isona 220 kV
- Incremento de capacidad de la línea Pobla-Isona 220 kV

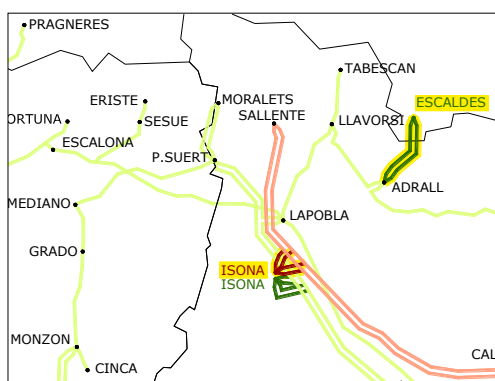
#### Nueva subestación Isona 400 kV

- Nueva subestación Isona 400 kV
- Nuevo transformador Isona 400/220 kV (600 MVA)
- Entrada/salida en la subestación de Isona 400 kV del doble circuito Sallente-Calders/Sentmenat 400 kV

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	8	1
Línea aérea (km)	2	-
Repotenc./Inc capacidad (km)		181
Transformadores (MVA)	600	

### • MAPA LOCAL



	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

32,6 M€



## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la situación actual se producen con bastante frecuencia congestiones en los ejes de interconexión entre Aragón y Cataluña por la zona pirenaica. Esta problemática debe enmarcarse dentro del déficit de generación con el que cuenta la zona catalana y, principalmente, cuando se producen una serie de factores, como son el déficit de generación en Cataluña y la elevada concentración de hidráulica en la zona. Ello está motivado por capacidades de transporte extremadamente reducidas (especialmente en verano con valores de 170 y 180 MVA).

Actualmente, las sobrecargas se alivian o resuelven adoptando medidas topológicas y/o reduciendo generación en la zona. No obstante, algunos descargos programados en la zona, y en determinados escenarios, impiden realizar esta maniobra y pueden afectar directamente a la capacidad de intercambio España-Francia reduciendo su programa.

Por todo ello se requiere el incremento de capacidad de varias líneas de la zona.

El gran beneficio socio-económico que representan las actuaciones aquí planteadas se plasma a continuación, al mejorar la eficiencia económica por la reducción de los costes globales de generación.

Considerando los redespachos de generación a bajar que se necesitarían para evitar las sobrecargas ante contingencia en los ejes mencionados y, teniendo en cuenta solo la generación actualmente instalada y en horas punta, su coste anual sería de **6,69 M€/año**. A ello hay que añadir que en algunos escenarios de llano también se producen restricciones, aunque de menor cuantía

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa interna de Rentabilidad (TIR) = **17,13%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **6 años**.

A todo ello se añade el posible proyecto de nuevo bombeo en Moralets (420 MW más) que evacuará en la misma zona. Por lo que si estos ejes ya presentan problemas en la actualidad, la prevista implantación de esos 420 MW los agravaría, si no se procede a desarrollar las actuaciones solicitadas. La importancia del bombeo, tanto existente como futuro, en el sistema eléctrico reside en que dada su reversibilidad permite tanto la integración de las energías renovables, así como el apoyo a las interconexiones internacionales.

## ACTUACIÓN TNE-6: Mallado Mezquita-Escucha-Valdeconejos 220 kV

Actuación motivada por la adecuación a los Procedimientos de Operación por no cumplirse el criterio N-1 (Procedimiento de Operación 13.1) al tratarse el eje Escatrón-Escucha de una antena.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

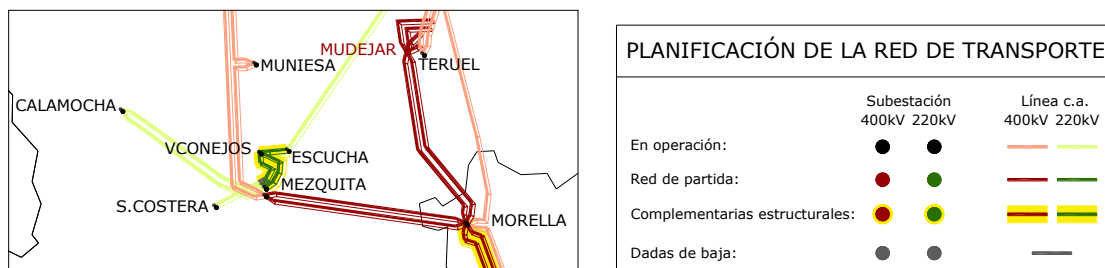
#### Adecuación a los Procedimientos de Operación de la subestación de Valdeconejos 220 kV

- Adecuación a los Procedimientos de Operación de la subestación de Valdeconejos 220 kV
- Nueva línea Mezquita-Valdeconejos,1 220 kV, adecuando parte de línea de régimen especial
- Nueva línea Mezquita-Valdeconejos,2 220 kV
- Nueva línea Escucha-Valdeconejos 220 kV, adecuando parte de línea de régimen especial
- (Las posiciones de Mezquita 220 kV no están paralizadas por el RDL 13/2012)

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones		6
Línea aérea (km)		35

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

14,6 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El actual eje de 220 kV entre Escatrón y Escucha es una antena simple, de 69 km, sin ningún otro apoyo desde la Red de Transporte que Escatrón 220 kV, lo cual incumple el criterio N-1 de idoneidad del sistema establecido en el procedimiento de operación 13.1. Por otra parte, en el eje Escatrón-Escucha 220 kV está prevista la puesta en servicio de la subestación de Hajar 220 kV, con apoyo a la distribución de la zona.

Ante el fallo de cualquiera de los tramos de esta antena simple, existe un riesgo cierto de pérdida tanto de la capacidad de evacuación, como del apoyo a la demanda, puesto que el único soporte con el que cuenta este eje es desde elementos de la red de distribución. Estando este apoyo condicionado a la disponibilidad de las unidades de transformación de distribución.

Así pues, existe un problema estructural en la red de 220 kV al no cumplirse el N-1 (Procedimiento de Operación 13.1). Con la apertura del eje Escatrón-Escucha (bien por indisponibilidad o mantenimiento) queda la generación eólica (111 MW) evacuando sobre la red de distribución.

Pero, adicionalmente, la red de distribución no es capaz de aguantar flujos de potencia por encima de los 80 MW por problemas de sobrecargas en su red. Por tanto, puede precisar reducir generación y/o activar

teledisparo de la generación eólica (Valdeconejos).

Con las actuaciones propuestas se solventa esta situación adecuando la Red de Transporte de esta zona a los estándares recogidos en los procedimientos de operación y aplicados en el resto del sistema.

Por consiguiente, se requiere el mallado de Valdeconejos 220 kV, actual subestación de evacuación eólica que habría que adaptar a los requisitos mínimos de diseño de subestaciones (Procedimientos de Operación 13.3 y 12.2) con la nueva subestación de Mezquita 220 kV. Así, se consiguen eliminar las restricciones de generación y no queda en precario el apoyo a la demanda, ya que la situación en la que se encuentra la antena existente de 220 kV Escatrón-Escucha hacen que la Red de Transporte en esta zona presente importantes carencias.

El gran beneficio socio-económico que representan las actuaciones aquí planteadas se plasma a continuación, al mejorar la seguridad de suministro con la reducción de ENS y la eficiencia económica al reducir los costes globales de generación.

La energía anual consumida que se estima dependa de este eje es de 1.500 GWh. Suponiendo solamente la indisponibilidad del primer tramo de la antena, Escatrón-Hijar 220 kV (16 km), de unas 83 h/año y un apoyo de la red de distribución de la zona del 80%, se estima un coste de ENS de **18 M€/año**.

En cuanto a los redespachos de generación que se necesitarían para evitar las sobrecargas en la red de distribución ante fallo del eje en escenarios de punta zonal, su coste anual sería de **0,71 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa interna de Rentabilidad (TIR) = **> 50%**
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **2 años**

## ACTUACIÓN TNE-7: Interconexión eje Mequinenza

Actuaciones motivadas para evitar las congestiones producidas en esos ejes por los flujos de interconexión entre Aragón y Cataluña, implicando reducción de generación en los parámetros que indica el Procedimiento de Operación 3.7.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Incremento de capacidad del eje Mequinenza-Mangraners 220 kV

- Incremento de capacidad de la línea Mequinenza-Torres de Segre 220 kV
- Incremento de capacidad de la línea Torres de Segre-Albatarrec 220 kV
- Incremento de capacidad de la línea Albatarrec-Mangraners 220 kV

#### Incremento de capacidad de la línea Escatrón-Mequinenza 220 kV

- Incremento de capacidad de la línea Escatrón-Mequinenza 220 kV

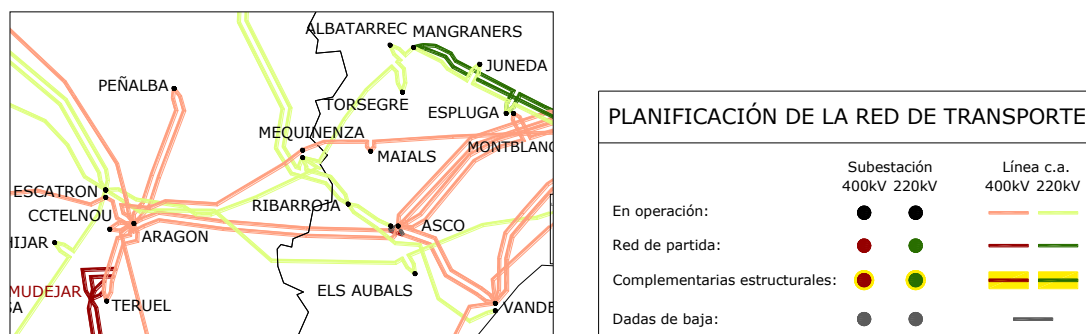
#### Nuevo FACTS SSSC en Torres del Segre 220 kV para el control del flujo

- Nuevo FACTS SSSC en Torres del Segre 220 kV para el control del flujo

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Repotenc./Inc. capacidad (km)		114
Posiciones		2
FACTS SSSC		1

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

18,8 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la situación actual se producen con bastante frecuencia congestiones en los ejes de interconexión entre Aragón y Cataluña por el sur.

Esta problemática debe enmarcarse dentro del déficit de generación con el que cuenta la zona catalana. En este sentido, las interconexiones de 220 kV entre Aragón y Cataluña presentan actualmente dificultades por congestiones para realizar un elevado transporte de energía, motivado por capacidades de transporte extremadamente reducidas (especialmente en verano con valores de 140 MVA). En concreto se trata de los

ejes Mequinenza-Torres del Segre-Albatarrec-Mangraners 220 kV y Mequinenza-Escatrón 220 kV.

Otro factor que influye de manera notable en las sobrecargas es la elevada generación hidráulica y eólica de la zona (hidráulica: 588 MW entre Mequinenza y Ribarroja; eólica: 275 MW en Ribarroja) que obliga a adoptar maniobras topológicas en la subestación de Mequinenza 220 kV para aliviar/resolver esta anomalía, llegando incluso a tener que limitar generación.

Como dato indicativo, en los primeros meses del 2013 (enero a mayo), la maniobra topológica de Mequinenza se ha realizado durante el 60% de las horas, con la producción hidráulica con riesgo de vertido cierto, y sólo contando la que vierte en Ribarroja 220 kV se ha reducido la generación eólica en 4.659 MWh.

Ello también ha implicando reducción de generación en los parámetros que indica el Procedimiento de Operación 3.7, en lo referido a congestión en la evacuación de generación. En concreto el mencionado Procedimiento indica que si se produjeran casos de frecuente reducción de la producción de un nudo de la Red de Transporte, determinados por un número superior a tres veces en un mes o diez veces en el conjunto de un año, el Operador del Sistema debe presentar un Plan de Inversiones para la solución de la restricción correspondiente.

Adicionalmente, estas líneas se encuentran embebidas en ejes de transporte con varias subestaciones de entrada/salida, por lo que disparos en los mismos en caso de sobrecargas en las líneas implicaría dejar alimentado en antena el mercado dependiente de las subestaciones de 220 kV de Torres del Segre, Albatarrec, Mangraners, Juneda, Montblanc y Perafort, que incluye el apoyo a la distribución de Lleida capital.

El gran beneficio socio-económico que representan las actuaciones aquí planteadas se plasma a continuación, al mejorar la eficiencia económica al reducir los costes globales de generación.

Considerando los redespachos de generación a bajar que se necesitarían para evitar las sobrecargas ante contingencia en los ejes mencionados, tomando como base las puntas anuales de verano e invierno, su coste anual sería de **9,32 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa interna de Rentabilidad (TIR) = **46,6%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **3 años**.

## ACTUACIÓN TNE-8: Mallado de la subestación Plaza 220 kV

Actuaciones motivadas por la necesidad de conexión de la subestación Plaza 220 kV con la Red de Transporte, ya que actualmente está en antena del 132 kV.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Mallado de la subestación Plaza 220 kV

- Entrada/salida del eje Entrerriós-Montetorrero 220 kV en Plaza 220 kV
- Las posiciones de Plaza 220 kV no están paralizadas por el RDL 13/2012

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Línea aérea (km)	-	3,6
Cable (km)	-	4,4

### • MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	— —

### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

11 M€

### • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Esta subestación Plaza 220 kV se construyó en su día para la alimentación al polígono logístico, comercial y empresarial de PLAZA (Plataforma Logística de Zaragoza) en las cercanías de Zaragoza capital, el más importante de Aragón.

PLAZA deviene en un centro intermodal de transportes (ferrocarril, carretera y avión), combinación que posibilita unas capacidades que convierten a Zaragoza en una de las ciudades logísticas más importantes de Europa, con conexiones con los más relevantes centros de producción y consumo europeos. La intermodalidad supone, además, unas sinergias decisivas en las cadenas logísticas que todos los operadores necesitan.

Por tema de servidumbres aéreas se construyó la subestación y quedaron pendientes las líneas. Ahora mismo la alimentación a la demanda de 45 kV que depende de Plaza 220 kV llega por la transformación desde 132 kV, mediante un anillo de distribución, con lo cual una subestación de la Red de Transporte queda en antena de la Red de Distribución, incumpliendo los Procedimientos de Operación. Así pues es una alimentación en precario mientras llegan los refuerzos de la Red de Transporte.

La demanda que soporta esta subestación oscila entre los 33 MW en valle y los 68 MW en punta durante el

horizonte de la Planificación. No obstante, además del tema cuantitativo, cualitativamente su importancia radica en la repercusión que tendría la pérdida de la misma a nivel de imagen, por las importantes empresas (algunas líderes en sus respectivos sectores) que en ella radican, como INDITEX, Imaginarium, Memory Set, Porcelanosa, Pikolin, Decathlon, TDN, DHL Express, Barclays Bank o Mann Filter, entre centenares de ellas.

Además, se está desarrollando el nuevo barrio ArcoSur en la zona sur de Zaragoza, de la que el apoyo a su alimentación se planteará desde esta subestación.

Si supusiéramos la pérdida de esa alimentación desde 132 kV (mediante dos transformadores) la demanda que se perdería oscilaría entre los 33 MW y los 68 MW según los escenarios.

Por todo lo anterior, por el gran beneficio socio-económico que representan en cuanto a la mejora de la calidad de suministro, el conjunto de actuaciones que implican la conexión de esta subestación con la Red de Transporte se considera imprescindible, por tratarse de una subestación que tiene para su alimentación la absoluta dependencia del 132 kV (en antena) incumpliendo todos los Procedimientos de Operación, y la situación se agrava al tratarse de un nudo con un consumo cualitativamente tan importante.

## ACTUACIÓN TNE-9: Ampliación para acoplamiento de barras en SE AVE Zaragoza 220 kV

Actuación motivada por la adecuación a los Procedimientos de Operación en lo que se refiere a los requisitos mínimos de diseño de las subestaciones.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Ampliación de la subestación AVE Zaragoza 220 kV

- Ampliación de la subestación AVE Zaragoza 220 kV para colocar el interruptor de acoplamiento.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	1

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

0,9 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Esta actuación está motivada por la adecuación a los Procedimientos de Operación, en concreto a los 13.3. y 12.2. en lo que se refiere a los requisitos mínimos de diseño de las subestaciones.

Esta subestación de AVE Zaragoza se construyó en su día para la alimentación al AVE Madrid-Barcelona como subestación en doble barra sin acoplamiento, alimentada desde una entrada/salida de la L/Peñaflor-Montetorrero 220 kV, con conexiones a ADIF y una línea a la subestación Acampo Arias para conexión de generación eólica.

Por tanto, cualquier operación de transferencia de barras en la subestación requeriría un paso por cero. De esta manera, tanto la operación como las soluciones ante fallo implican, por un lado notable incremento del riesgo de pérdida como por otro lado, un menor margen de maniobrabilidad. Por lo que en su esquema actual no ofrece los niveles de seguridad y flexibilidad de operación requeridos.

Toda esta problemática expuesta se da en un nudo que, de perderse, acarrearía que la alimentación al AVE quedaría como alimentación degradada desde otra subestación de alimentación al tren. De esta forma se disminuye la calidad del servicio en un tema socialmente tan sensible. Indicar en este aspecto que, según datos ferroviarios, en el último año, más de cinco millones de viajeros han utilizado los servicios AVE en el Corredor Barcelona-Zaragoza-Madrid.



Así, debido al gran beneficio socio-económico que representa en cuanto a calidad de suministro, la ampliación que implica esta actuación se considera necesaria ya que dota a esta subestación de los niveles de fiabilidad requeridos.

## ACTUACIÓN TNE-10: Ampliación para acoplamiento de barras en SE Monzón 220 kV

Actuación motivada por el no cumplimiento de los Procedimientos de Operación en lo que se refiere a los requisitos mínimos de diseño de las subestaciones.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

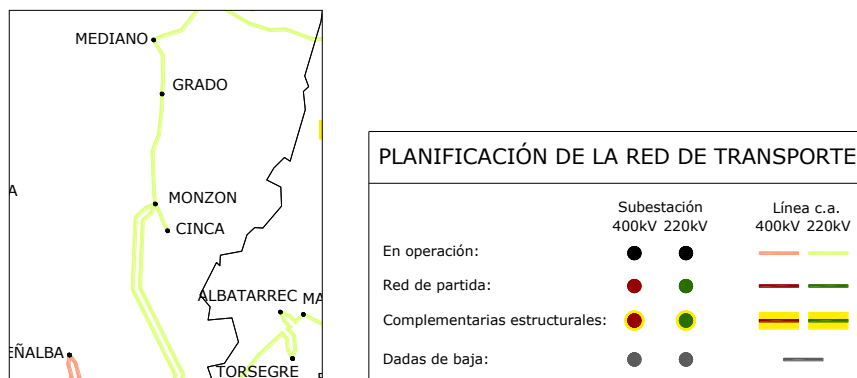
#### Ampliación de la subestación Monzón 220 kV

- Ampliación de la subestación Monzón 220 kV para colocar el interruptor de acoplamiento.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	1

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **0,9 M€**

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Esta actuación está motivada por la adecuación a los Procedimientos de Operación, en concreto a los 13.3. y 12.2. en lo que se refiere a los requisitos mínimos de diseño de las subestaciones.

La subestación de Monzón 220 kV tiene actualmente una configuración de barra simple con dos semibarras separadas por un seccionador que se opera manualmente. Por tanto, cualquier operación de separación de las semibarras en la subestación requeriría un paso por cero.

De esta manera, tanto la operación como las soluciones ante fallo implican un menor margen de maniobrabilidad. Por lo que en su esquema actual no ofrece los niveles de seguridad y flexibilidad de operación requeridos.

Toda esta problemática expuesta se da en un nudo, que en la actualidad ofrece una menor calidad del servicio en una subestación con un mercado que alimenta entre Monzón 220 kV y Cinca 220 kV (antena de Monzón 220 kV) que está previsto sea de unos 50 MW durante este horizonte de Planificación, además del apoyo a la red de distribución de la zona mediante transformación.

Así, debido al gran beneficio socio-económico que representa en cuanto a calidad de suministro, la ampliación que implica esta actuación se considera necesaria ya que aumenta los niveles de fiabilidad y maniobrabilidad en la operación de esta subestación.

## ACTUACIÓN TNE-11: Controlador de flujo en Magallón 220 kV

Actuación motivada para evitar las congestiones producidas en el eje Tudela-Magallón 220 kV por los flujos de interconexión entre Navarra y Aragón, lo que implica reducción de generación en los parámetros que indica el Procedimiento de Operación 3.7.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

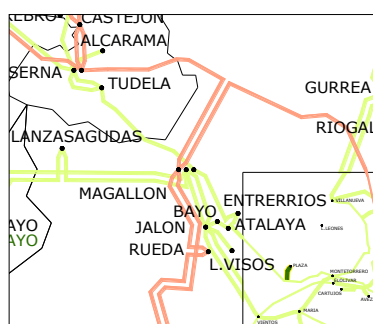
#### Nuevo FACTS CRSS en Magallón 220 kV para el control del flujo

- Nuevo FACTS CRSS en Magallón 220 kV para el control del flujo.

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	2
FACTS CRSS		1

### • MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

3,6 M€

### • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la situación actual se producen con bastante frecuencia congestiones en los ejes de interconexión entre Navarra y Aragón en la zona de Tudela y Magallón.

Esta problemática debe enmarcarse dentro del flujo de generación entre el noroeste y el este. En este sentido, el eje de 220 kV entre Tudela y Magallón presenta actualmente dificultades por congestiones para realizar un elevado transporte de energía, principalmente ante el fallo de la Línea La Serna-Magallón 220 kV.

Con la configuración de red actual, se precisa de actuaciones de operación para el cumplimiento de los Procedimientos. A modo de ejemplo, a lo largo del año 2012 se han realizado maniobras durante 240 horas por este motivo, lo que puede conllevar un incremento del riesgo para la perfecta fiabilidad del sistema eléctrico en la zona.

Ello también ha llegado a implicar reducción de generación en parámetros que podrían vulnerar lo que indica el Procedimiento de Operación 3.7, en lo referido a congestión en la evacuación de generación. En concreto el mencionado Procedimiento indica que si se produjeran casos de frecuente reducción de la producción de un nudo de la Red de Transporte, determinados por un número superior a tres veces en un mes o diez veces en el conjunto de un año, el Operador del Sistema debe presentar un Plan de Inversiones para la solución de la

restricción correspondiente.

Ante ello, se propone la instalación de un dispositivo CRSS (Combination of Reactors-Switch by Step) en la subestación Magallón 220 kV. Mediante este dispositivo se conseguirá la integración de producción eólica en situaciones en las que se da un flujo elevado de potencia desde el noroeste hacia el este.

Este dispositivo, que incrementará hasta un 25% la capacidad de transporte de la línea Magallón-Tudela 220 kV, presenta unas características que lo convierten en una solución innovadora comparada con otros FACTS existentes: la capacidad de un control rápido del flujo de potencia durante el régimen permanente y ante contingencia, y un control de potencia reactiva rápido, flexible y casi continuo.

Para evaluar el beneficio que representa para el sistema eléctrico, se han considerado una serie de parámetros del sistema sin el redireccionador y con el redireccionador, con información real de las actuaciones llevadas a cabo los años 2010 y 2011 para evitar sobrecargas en la línea. Se ha considerado a nivel anual, el número de maniobras topológicas, los redespachos ejecutados y el vertido de energía renovable.

El gran beneficio socio-económico que representan la actuación aquí planteada se plasma a continuación, al mejorar la eficiencia económica con la reducción de los costes globales de generación.

Contemplando solo los ahorros por coste de redespachos, el sistema se ahorraría una media de **0,77 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa interna de Rentabilidad (TIR) = **20.8 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **7 años**.

## ACTUACIÓN TNE-12: Adquisición de la red actual asociada a la subestación Tarragona I 220 kV

Se propone la inclusión en la Red de Transporte de la subestación existente Tarragona I 220 kV. Estas instalaciones fueron adquiridas al grupo ENDESA por el grupo E.ON en 2008. Las mismas comprenden, de hecho, un sistema de transporte, pues conviven la evacuación de generación del CTCC Tarragona y el apoyo a la distribución del 220 kV de la zona.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Subestación GIS Tarragona I 220 kV (ya existente, para su paso a la RdT)

- Posición de enlace a barras
- Posición de apoyo a distribución
- Posición de evacuación de generación

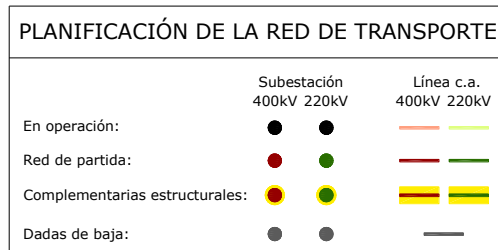
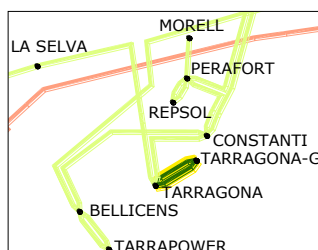
#### Doble circuito en cable Tarragona-Tarragona I 220 kV

- Doble circuito en cable Tarragona-Tarragona I 220 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	7
Cable (km)		2,8

### MAPA LOCAL



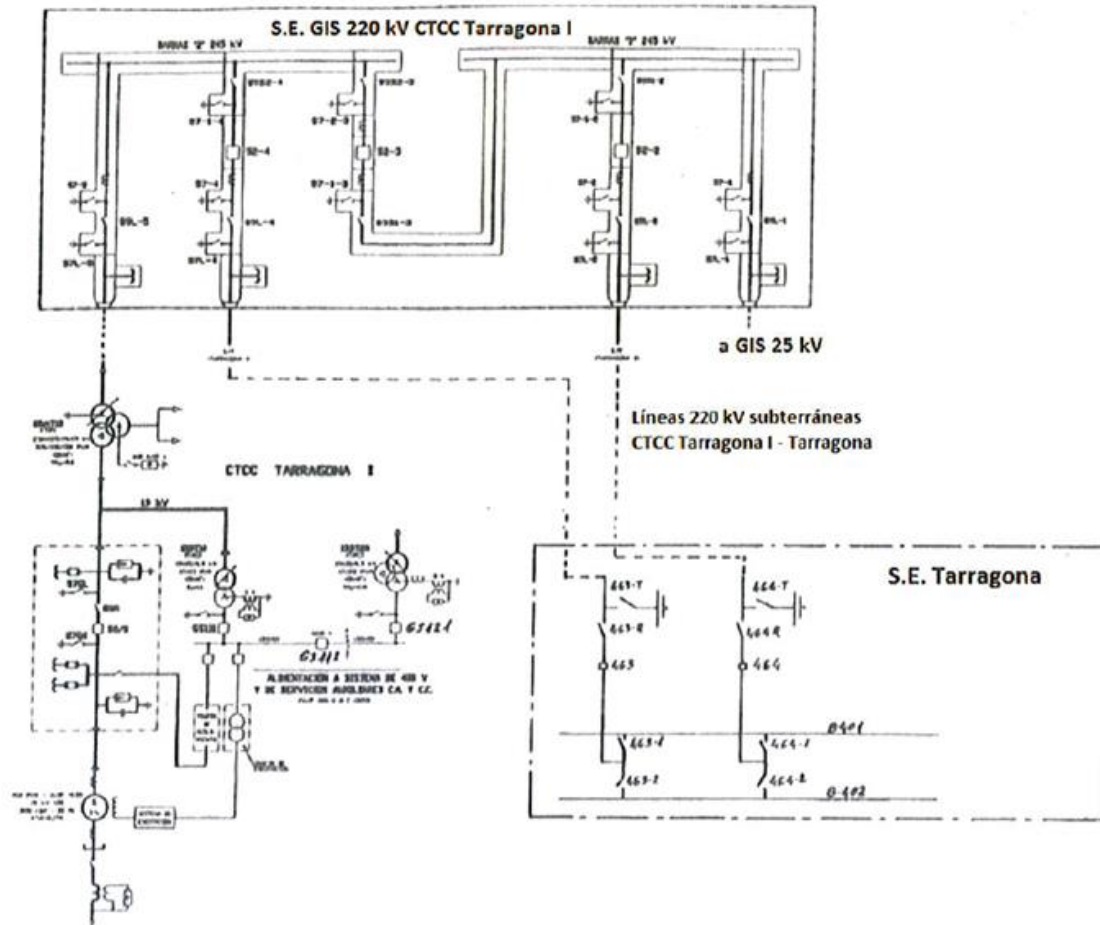
### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

14,3 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El objeto del presente informe es que las actuaciones mencionadas y que comprenden la subestación de Tarragona I 220 kV y los cables Tarragona-Tarragona I 220 kV, así como sus posiciones asociadas pasen a integrarse en la Red de Transporte del Sistema Eléctrico.



### Esquema eléctrico de la subestación Tarragona I 220 kV

El sistema eléctrico englobado en la actual subestación de Tarragona I 220 kV, tiene de hecho la configuración de red de transporte secundario, e incluye posiciones tanto para evacuación como para apoyo a demanda en las mismas. Este hecho se da en una subestación cuya motivación inicial fue la de evacuación de generación del grupo de Tarragona.

Por lo tanto es interés tanto de su actual propietario (E.ON) como del Gestor de la Red de Transporte, reordenar los activos y su transmisión al transportista único para regularizar su situación.

Por ello se propone incluir en la Planificación de la red de Transporte estas instalaciones para su reconocimiento como Red de Transporte.

Así, debido al gran beneficio socio-económico que representa en cuanto a calidad de suministro y evacuación, el paso a la Red de Transporte que implican estas actuaciones se consideran necesarias para dotar a esta subestación y líneas de los niveles de fiabilidad requeridos y garantizados por los Procedimientos de Operación.

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

**ACTUACIÓN TC-1: Eje de mallado de la red JM Oriol-Los Arenales-Cáceres-Trujillo 220 kV**

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo eje de 220 kV en la provincia de Cáceres uniendo las subestaciones de JM Oriol, Cáceres y Trujillo.

Las principales motivaciones de esta actuación son:

- Mejorar la fiabilidad y calidad de suministro en la zona de Cáceres capital, evitando sobrecargas en la zona.
- Permite aumentar la capacidad de evacuación de la generación hidráulica de la zona (generación instalada en las subestaciones de Cedillo y de JM Oriol).
- Se incrementa la capacidad de interconexión entre España y Portugal.

**• DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN**

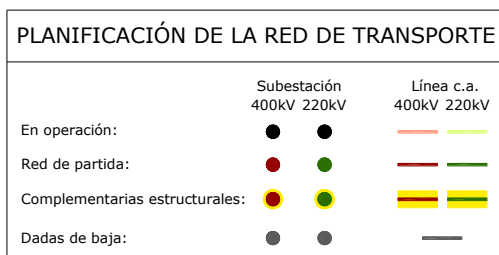
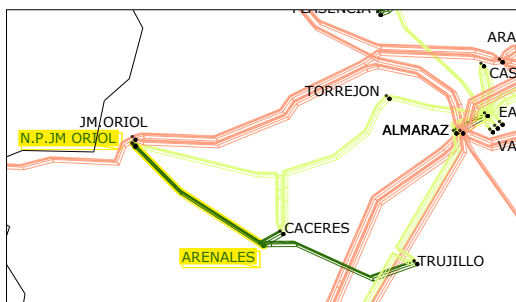
**Nuevo eje JM Oriol-Los Arenales-Trujillo 220 kV**

- Nueva subestación Los Arenales 220 kV.
- Nueva subestación JM Oriol (Nuevo Parque) 220 kV.
- Nueva línea Los Arenales-JM Oriol (Nuevo Parque) 220 kV.

**• RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	5,5
Línea aérea (km)	-	55,2

**• MAPA LOCAL**



**• VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **26,8 M€**

**• JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

El eje permite mejorar la fiabilidad y calidad de suministro en la zona de Cáceres, ya que con esta actuación se duplica el eje de 220 kV existente entre las subestaciones de J.M. Oriol-Cáceres-Torrejón-Almaraz.

El proyecto permite cumplir el P.O.1.1 “Criterios de funcionamiento y seguridad” evitando sobrecargas superiores al 15% en la Red de Transporte que se producen en la zona en situación de contingencia N-2. El doble circuito J.M. Oriol-Arañuelo/Almaraz 400 kV va en paralelo al eje de 220 kV J.M. Oriol-Cáceres-Torrejón-Almaraz, ante el fallo del doble circuito de 400 kV todo el flujo va por el eje de 220 kV produciendo sobrecargas en él.

En escenarios de importación desde Portugal y con elevada hidraulicidad, lo que supone unas 704 horas/año, ante el fallo del DC J.M. Oriol-Arañuelo/Almaraz 400 kV, se producen sobrecargas máximas del 63% en la línea Torrejón-Almaraz ET 220 kV y del 32% en la línea Cáceres-Torrejón 220 kV, por lo que para evitarlas se aplican de forma sistemática teledisparos a la generación hidráulica de J.M.Oriol y Cedillo. Con este proyecto se evitarían las sobrecargas y no se tendrían que aplicar medidas de teledisparo a la generación hidráulica actualmente instalada en la zona de Cáceres.

El eje JM Oriol-Arenales-Trujillo 220 kV tiene un impacto directo en el intercambio España-Portugal. En ciertos escenarios de importación de Portugal a España aparecen restricciones en la red de 220 kV de Extremadura, las cuales podrían reducir la capacidad de intercambio de 2.500 MW a 700 MW.

Por otra parte, el beneficio socio-económico por reducción de pérdidas estimada que proporcionan las actuaciones propuestas asciende a unos 6,2 MW en escenarios de punta de invierno, lo que supone un ahorro de **1,2 M€/año**.

Finalmente, las actuaciones descritas permiten incrementar significativamente la capacidad de evacuación de la generación hidráulica instalada en la zona de J.M.Oriol y Cedillo, lo que supone un beneficio socio-económico por reducción de las restricciones técnicas esperado que asciende a **14 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) = **19%**.
- Periodo de recuperación de la inversión (PR) = **6 años**.



## ACTUACIÓN TC-2: Nuevo transformador Almaraz 400/220 kV

El proyecto es necesario para reforzar el apoyo a la red de 220 kV desde la red de 400 kV de la zona de Almaraz y consiste en el cambio del transformador existente en Almaraz 400/220 kV de 375 MVA, por uno nuevo de 600 MVA y un segundo circuito de Almaraz ET-Almaraz CN 220 kV.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

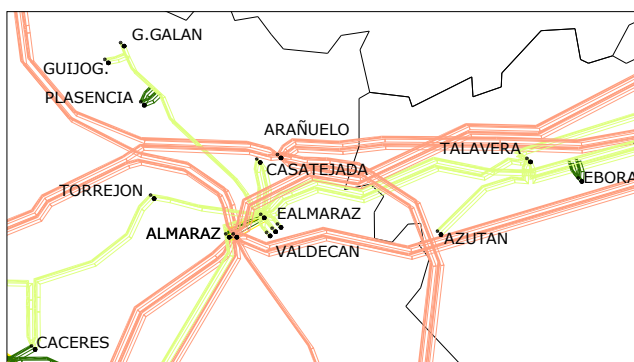
#### Nuevo transformador Almaraz 400/220 kV

- Nuevo transformador Almaraz 400/220 kV de 600 MVA.
- Nueva línea Almaraz ET – Almaraz CN 220 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	2
Línea aérea (km)	-	4
Transformadores (MVA)	600	

### MAPA LOCAL



	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

9,7 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Actualmente el transformador existente en Almaraz 400/220 kV es de 375 MVA y presenta cargas elevadas. Como valores de referencia, se ha observado que en el último año móvil la carga por el transformador ha superado el 80% de su potencia nominal el 10% del tiempo (unas 870 horas), siendo su valor máximo alcanzado de 370 MVA (98%) y el valor medio de potencia activa anual superior a 205 MVA (55%).

También hay que destacar que este transformador es un elemento crítico para la Central Nuclear de Almaraz, al ser una de las tres alimentaciones externas con las que cuenta la central, cualquier problema en este elemento condiciona la operación de los dos grupos nucleares. Ante un incidente generalizado hay que asegurar la alimentación de los servicios auxiliares desde el exterior para llevar la instalación a parada segura, siendo el transformador un elemento indispensable para recibir tensión desde la Central Hidráulica JM Oriol, con arranque autónomo.

En los análisis realizados se observa que en situaciones de baja producción hidráulica en la zona de Cáceres, ante el fallo de la línea J.M. Oriol-Cáceres 220 kV se producen sobrecargas en el transformador de Almaraz de hasta el 20%, incumpliendo el P.O.1.1 "Criterios de funcionamiento y seguridad" que como máximo permite

cargas de un 10% de sobrecargas en un transformador ante contingencia N-1.

Para solventar estas sobrecargas se tienen que tomar medidas de redespacho de generación en tiempo real. Con las actuaciones propuestas se produce un beneficio socio-económico por reducción de las restricciones técnicas esperado que asciende a **0,9 M€/año**.

Por otra parte, la reducción de pérdidas estimada que permiten el cambio de transformador y la nueva línea asciende a unos 2,95 MW en escenarios de punta de invierno, lo que supone un beneficio socio-económico de **0,6 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) = **11%**.
- Periodo de recuperación de la inversión (PR) = **15 años**.

### ACTUACIÓN TC-3: Eje de mallado de la red Tordesillas-Las Arroyadas 2 220 kV

Conexión de un tramo del antiguo circuito Tordesillas-Otero 220 kV, que se ha dado de baja, en Las Arroyadas 220 kV aprovechando que pasa al lado de la subestación, como puede apreciarse en el mapa adjunto. Habría que construir el tramo amarillo de la foto que se muestra más adelante (unos 50 metros).

Las principales motivaciones de esta actuación son:

- Reducir las pérdidas del sistema.
- Preparar la futura conexión Las Arroyadas-Renedo 220 kV que será necesaria en el largo plazo para atender la demanda de la zona sur de Valladolid capital.

#### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

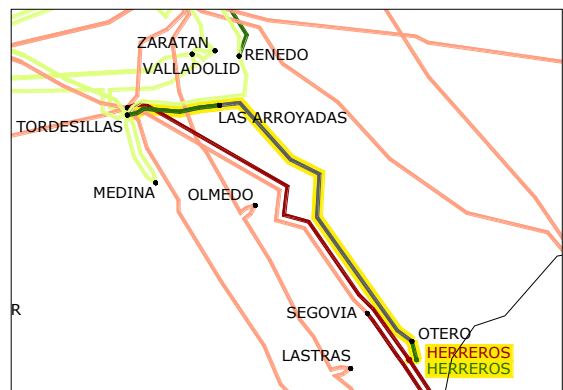
##### Segundo circuito Tordesillas-Las Arroyadas 220 kV

- Ampliación subestación Las Arroyadas 220 kV
- Tramo de entrada a subestación Las Arroyadas 220 kV

#### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	1
Línea aérea (km)	-	0,05

#### MAPA LOCAL



	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

#### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

1,5 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El nuevo circuito Tordesillas-Las Arroyadas 2 220 kV permite reducir las pérdidas del sistema, además de preparar la futura conexión Las Arroyadas-Renedo 220 kV que será necesaria en el largo plazo para atender la demanda de la zona sur de Valladolid capital.

La actuación se justifica por la mejora de la eficiencia energética que significa la reducción de pérdidas que provoca el proyecto que se estiman en 0,18 MW en la hora punta, lo cual se traduce en un beneficio socio-económico de **0,36 M€/año**. Dado que el coste del proyecto es muy bajo por aprovechar una línea ya construida la rentabilidad del mismo está asegurada.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **24 %**.
- Período de Recuperación de la Inversión (PR) = **5 años**.

## ACTUACIÓN TC-4: Eje de mallado de la red DC Magaña-Santa Engracia 220 kV

Mallado de la Red de Transporte de 220 kV entre las subestaciones de Magaña (Castilla y León) y Santa Engracia (La Rioja).

Las principales motivaciones de esta actuación son:

- Eliminación de la situación de antena de Magaña-Magallón 220 kV que recoge demanda y generación.
- Mejora de la garantía de suministro de toda la demanda conectada a la antena
- Facilitar la evacuación de la generación instalada en la antena y en zonas adyacentes.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

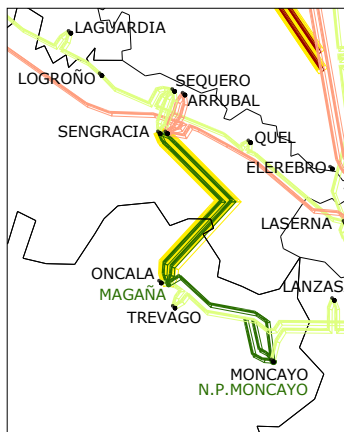
#### DC Magaña-Santa Engracia 220 kV

- Doble Circuito Magaña-Santa Engracia 220 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	4
Línea aérea (km)	-	112

### MAPA LOCAL



	Subestación		Línea c.a.	
	400kV	220kV	400kV	220kV
En operación:	●	●	—	—
Red de partida:	●	●	—	—
Complementarias estructurales:	●	●	—	—
Dadas de baja:	●	●	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

28,1 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El mallado de la subestación de Magaña 220 kV con la de Santa Engracia 220 kV permite la eliminación de la antena que va desde Magaña hasta Magallón, mejorando la seguridad de suministro de la demanda alimentada desde la antena, así como la evacuación de la generación ubicada en la misma. Adicionalmente, el mallado reduce las pérdidas del sistema.

Los incidentes con energía no servida que se han producido durante el año 2013 son los siguientes:

- El 22 de abril de 2013 a las 0:14 horas se produce un fallo en las transformación 220/45 kV de Moncayo con un corte de energía de 45 MWh.

- El 17 de junio de 2013 produjo una pérdida de mercado de unos 1616 clientes durante 8 minutos al fallo de Trévago-Oncala 220 kV.
- El 4 de octubre de 2013 se produjo un cero de tensión en las subestaciones de Trévago y Oncala durante 5 minutos afectando a 1622 clientes.

La evaluación de energía no servida que se produciría en el año 2020, sin considerar la actuación propuesta, se basa en la indisponibilidad simultánea de los dos circuitos que formarían la antena de 220 kV Magaña-Magallón, teniendo en cuenta una demanda prevista de unos 80 MW uniforme a lo largo de todo el año debido a que la mayor parte de la demanda es de carácter industrial. A lo largo de todo el año la energía no servida llegaría a los 12,2 GWh, cuyo coste estima es de unos **77,5 M€/año**.

El beneficio socio-económico que se obtendría por reducción de las restricciones técnicas, es decir, los vertidos evitados de la generación eólica instalada en la antena (656 MW) es de unos **1,6 M€/año**.

La eficiencia energética por ahorros en costes de generación que se obtiene con la actuación, al reducirse las pérdidas del sistema en 5 MW en la hora punta, es de **1,0 M€/año**.

La suma total de ahorros para el sistema es igual a **80,1 M€/año**

La justificación técnica se refiere al incumplimiento del P.O.13.1 ante el fallo N-2 de doble circuito de más de 30 km, pues la antena tiene 67 km de doble circuito.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **> 50 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **1 año**.

## ACTUACIÓN TC-5: Herreros 400/220 kV y líneas asociadas

Subestación Herreros como entrada/salida en Tordesillas-La Cereal 400 kV, unidad de transformación Herreros 400/220 kV, subestación Herreros 220 kV y su conexión en simple circuito Herreros-Otero 220 kV.

Las principal motivación de esta actuación es:

- Seguridad de suministro de la demanda de Otero 220 kV.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

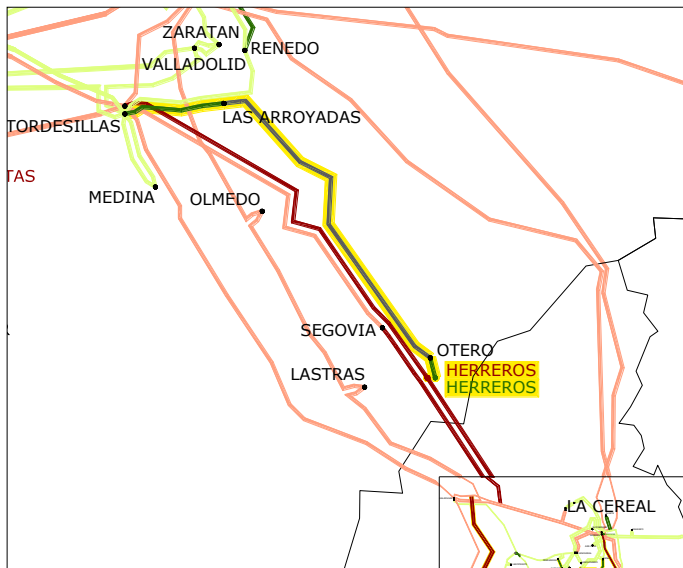
#### Herreros 400 kV, Herreros 220 kV, Herreros 400/220 kV y líneas asociadas

- Subestación Herreros 400 kV.
- Subestación Herreros 220 kV (equipada sólo 1 posición).
- Entrada/Salida Herreros en Tordesillas-La Cereal 400 kV.
- Simple Circuito Herreros-Otero 220 kV.
- Transformador Herreros 400/220 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	5	1
Línea aérea (km)	-	1
Transformadores (MVA)	200	

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

9,3 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Las actuaciones en Herreros forman parte del eje SUMA de suministro a Madrid que une la zona de Tordesillas con el centro de Madrid en 400 kV, mediante un doble circuito entre Tordesillas-Galapagar 400 kV y Tordesillas-La Cereal 400 kV. El eje está actualmente en construcción, aunque un circuito en la parte norte entre Tordesillas y Segovia se puso ya en servicio en 2009 para la alimentación del AVE Madrid-Valladolid.

Entre las funciones del nuevo eje se incluyen:

- Garantizar el suministro a la demanda de Madrid.
- Facilitar la alimentación de los trenes de alta velocidad.
- Incrementar la capacidad de instalación y evacuación de generación eólica de Castilla y León.

La construcción del eje SUMA va asociada al desmantelamiento de la antigua línea Tordesillas-Otero-Ventas 220 kV, con el fin de minimizar el impacto ambiental. Ahora sólo se encuentra en servicio el tramo Tordesillas-Otero 220 kV para poder alimentar la demanda conectada directamente desde el nivel de 220 kV en Otero. Cuando finalice la construcción del tramo del eje que une Segovia con Madrid habrá que desmantelar la línea de 220 kV para cumplir con el requisito que implicaba la utilización de la traza de la línea de 220 kV.

La nueva subestación de Herreros 400 kV e instalaciones asociadas se han programado con el fin de suministrar la demanda de Otero kV que quedaría sin alimentar cuando se de de baja el tramo que ahora está en servicio Tordesillas-Otero 220 kV.



## ACTUACIÓN TC-6: Reducción de la Icc en la zona de El Bierzo

En la zona de El Bierzo se están observando subestaciones de la Red de Transporte con elevada corriente de cortocircuito y su evolución futura hace necesario plantear una serie de actuaciones con las que se puedan controlar y reducir los niveles de dicha potencia de cortocircuito previstos en la zona.

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 tanto, afecta directamente a la calidad y seguridad de suministro.

Para un buen comportamiento del Sistema el procedimiento de operación 13.1 establece que:

- Se ha de comprobar que las corrientes de cortocircuito esperadas son admisibles para todos los equipos de la Red de Transporte, y que los interruptores son capaces de cortar dichas corrientes.
- Se han de calcular las corrientes de cortocircuito máximas para los escenarios considerados.
- Se tiene que buscar que los valores calculados no superen el 85% de la capacidad del elemento más débil de las subestaciones afectadas.
- En aquellas zonas del sistema donde se prevea la superación de los límites anteriores, se planteará la sustitución de los equipos afectados o soluciones de desarrollo u operación que reduzcan las corrientes de cortocircuito máximas.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

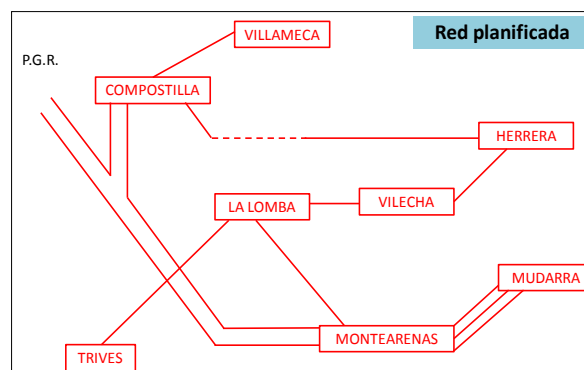
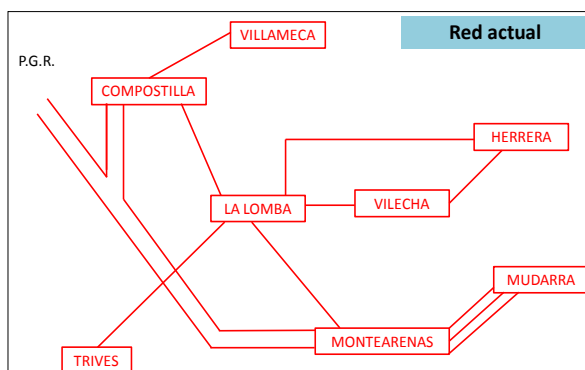
#### Baja de los circuitos Compostilla-La Loma 400 kV y La Loma-Herrera 400 kV y Alta de un nuevo circuito Compostilla-Herrera 400 kV

- Pasar de largo en la Loma 400 kV los actuales circuitos Compostilla-La Loma y La Loma-Herrera para formar una nueva línea Compostilla-Herrera 400 kV, juntando los dos circuitos que se dan de baja.
- Baja de Compostilla-La Loma 400 kV.
- Baja de La Loma-Herrera 400 kV.
- Alta de Compostilla-Herrera 400 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Línea aérea (km)	0,5	-

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

1,2 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En los análisis de 2020 se ha detectado una elevada intensidad de cortocircuito en algunas de las subestaciones actuales de la zona del Bierzo.

Nudo	Tensión [ kV]	Poder de corte mínimo aparente x 0,85 [kA]	Icc trifásica máxima en año 2013	Icc trifásica máxima en 2020
Compostilla	400	34	34,5	39,4
La Lomba	400	34	35,0	39,9
Montearenas	400	34	35,2	40,1

### Subestaciones con potencia de cortocircuito por encima de la potencia de corte en 2013

Para reducir la elevada Pcc detectada en las subestaciones de 400 kV de la zona del Bierzo se analiza la situación de 2020, resultando unos niveles de corriente de cortocircuito mucho más elevados que los presentados en la tabla para 2012. Los resultados que se obtienen con la actuación propuesta indican que se reducen de forma significativa los valores de corriente de cortocircuito previstos en los nudos más críticos, con lo que se consigue controlar y disminuir los niveles de corriente de cortocircuito en las subestaciones de 400 kV de la zona del Bierzo.

## ACTUACIÓN TC-7 : Nueva SE Olmedilla 220 kV y Transformador 400/220 kV

El actual eje de 220 kV entre SSEE Morata, Huelves, Villares del Saz y Olmedilla es una antena simple, de 62 km, sin ningún otro apoyo desde la red de transporte que Morata, lo cual incumple el criterio N-1 de idoneidad del sistema establecido en el procedimiento de operación 13.1. Por otra parte, en Olmedilla 220 kV no existe realmente una subestación pues únicamente se cuenta con un interruptor, situación que incumple el procedimiento 13.3 en cuanto a configuraciones preferentes de subestaciones.

Con las actuaciones propuestas se solventa esta situación adecuando la red de transporte de esta zona a los estándares recogidos en los procedimientos de operación y aplicados en el resto del sistema.

Ante el fallo de cualquiera de los tramos de esta antena simple, existe un riesgo cierto de pérdida de mercado puesto que el único apoyo con el que cuenta este eje es desde elementos de la red de distribución (transformadores de Olmedilla de 400/132 kV y 220/132 kV). Estando este apoyo condicionado a la disponibilidad de las unidades de transformación de distribución.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Nueva subestación Olmedilla 220 kV

- Adecuación de la situación actual de Olmedilla 220 kV para alcanzar una configuración de acuerdo a los que estable el procedimiento de operación 13.3

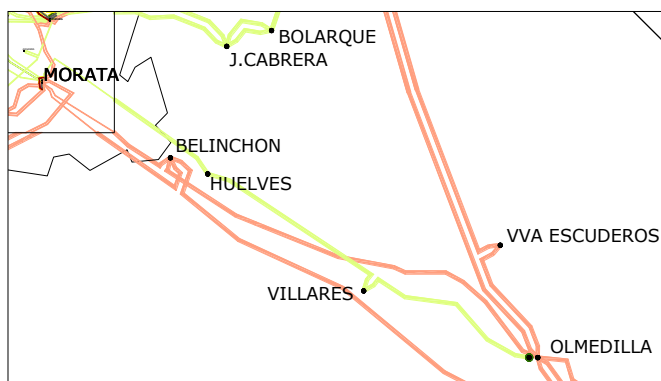
#### Transformación Olmedilla 400/220 kV

- Instalación de un transformador en Olmedilla 400/220 kV de 600 MVA con el que se da apoyo a la actual antena de 220 kV, garantizando de esta forma el cumplimiento del criterio N-1 establecido en el P.O. 13.1

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	2	3
Cable (km)	-	0.8
Transformadores (MVA)	600	-

### • MAPA LOCAL



	Subestación		Línea c.a.	
	400kV	220kV	400kV	220kV
En operación:	●	●	—	—
Red de partida:	●	●	—	—
Complementarias estructurales:	●	●	—	—
Dadas de baja:	●	●	—	—

### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

12,06 M€

**e) Zona de Madrid**

**ACTUACIÓN TM-1: Nueva SE Cuevas de Almanzora 220 kV, cable Aena-Campo de las Naciones 220 kV e incremento de capacidad DC Coslada-Loeches 220 kV y Coslada-Canillejas 220 kV**

Actualmente debido a las limitaciones que presenta la RdT en la zona Norte de Madrid, parte del mercado se suministra en Antena. Con frecuencia se explota la zona con ACP abierto en Hortaleza, Prosperidad y Coto, quedando alimentadas en antena las SSEE de Prosperidad, Manuel Becerra, la mitad de Coto y la mitad de Hortaleza. Por otra parte, la indisponibilidad de uno de los dos circuitos entre Coslada y Loeches o Coslada y Canillejas provoca elevadas sobrecargas en el otro. Esta situación de riesgo de pérdida de mercado se solventa con las actuaciones propuestas.

**DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN**

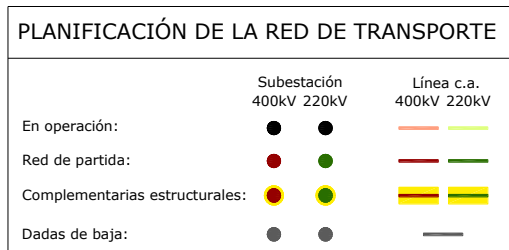
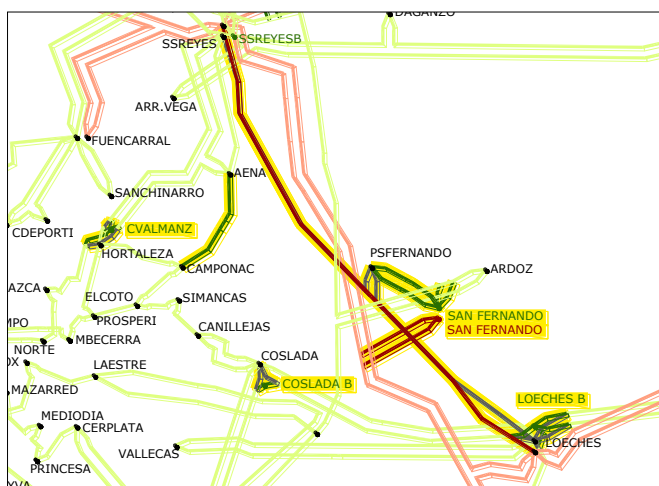
**Nueva subestación Cuevas de Almanzora 220 kV y Cable Aena-Campo de las Naciones 220 kV**

- Nueva subestación Cuevas de Almanzora 220 kV (doble barra con interruptor de acoplamiento).
- Reconfiguración de las conexiones de C. de Almanzora con las SSEE próximas de 220 kV (se muestra en el mapa de más abajo).
- Nuevo cable Aena – Campo de Las Naciones 220 kV.
- Incremento de capacidad del doble circuito Coslada-Loeches 220 kV.
- Incremento de capacidad del doble circuito Coslada-Canillejas 220 kV.

**RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	7
Cable (km)	-	8
Repot./Inc.capacidad (km)		9,6

**MAPA LOCAL**



**VALORACIÓN ECONÓMICA**

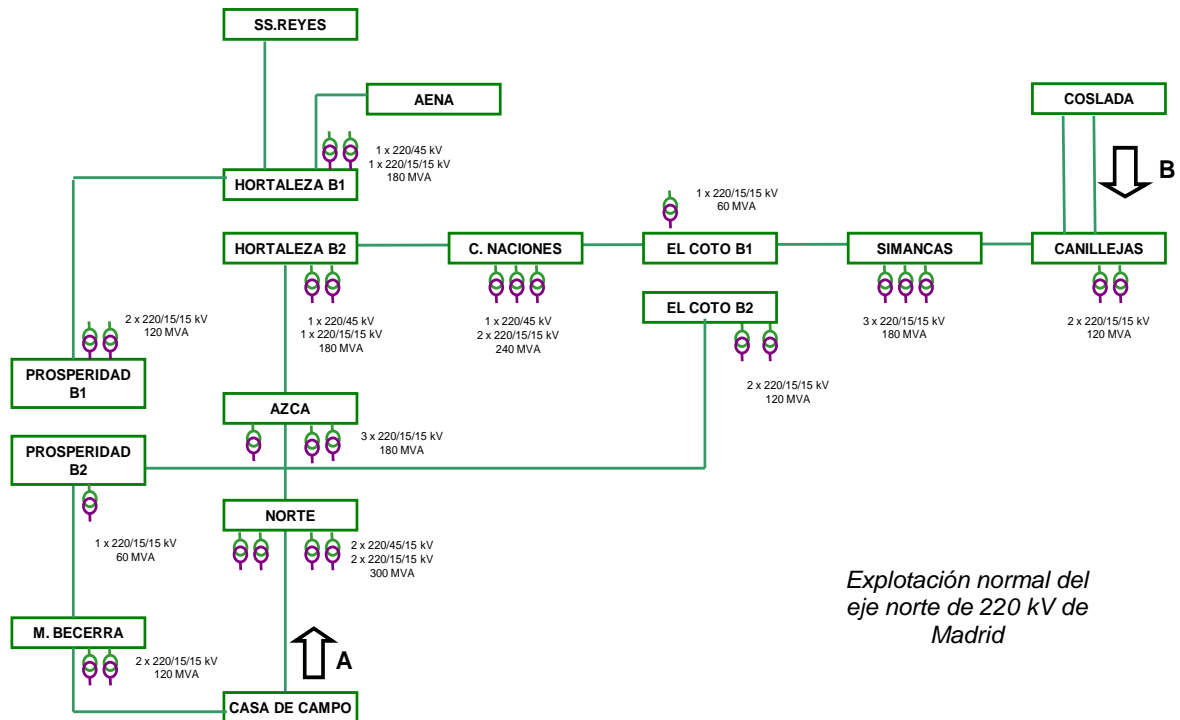
El coste total estimado para esta actuación asciende a:

46,2 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En condiciones normales de explotación se alimenta mercado en antena para cumplir con el N-1 -apertura de los acoplamientos de Hortaleza, Prosperidad y Coto- y evitar sobrecargas en los cables de la zona. De esta forma quedan dos antenas (ver figura siguiente):

- Desde S. S. Reyes 220 kV el siguiente mercado en antena: 50% Prosperidad, 50% Hortaleza y Aena.
- Desde Casa Campo 220 kV: Manuel Becerra, 50% Prosperidad y 50% Coto.



Se ha analizado la demanda de estas bolsas en el último año móvil, resultando que en antena desde S.S. Reyes se superan los 80 MW durante el 20% de horas al año (siendo su valor máximo de 125 MW); mientras que desde C. Campo se superan los 70 MW el 20% de horas al año (siendo su valor máximo de 97 MW). En total, durante 1.752 horas al año se superan los 150 MW de mercado en antena. Esta es una situación no deseable por ser un mercado muy sensible que afecta al centro de la capital y por tener un riesgo potencial de corte de suministro considerable.

Añadido a lo anterior hay que hacer hincapié en que las instalaciones de la Red de Transporte en los entornos urbanos se componen de líneas soterradas (cables) y subestaciones blindadas (tecnología GIS), y cualquier avería en ellas supone indisponibilidades largas que pueden comprometer el suministro en la zona, bien por sobrecargas en otros elementos, bien por imposibilidad de alimentar mercado desde la Red de Transporte.

Como ejemplo de esta situación, el 2 de junio de 2010 se produjo un corte de suministro (afectando a 29.152 clientes durante 18 minutos) como consecuencia de los daños causados por maquinaria de obra en el cable de 220 kV Manuel Becerra-Casa de Campo (la línea Prosperidad-Manuel Becerra estaba en descargo) siendo la previsión inicial de reparación del cable estimada de casi 3 semanas.

Asimismo, el 14 de junio de 2012 se detectó un incendio en las galerías (compartidas con otros servicios) por las que transcurren los cables C-220 kV Manuel Becerra-Prosperidad y C-220 kV Manuel Becerra-Casa Campo siendo necesario desacoplarlos urgentemente por precaución. Aunque la afectación al suministro fue mínima, la repercusión en la Red de Transporte hubiera sido importante si finalmente los cables hubiesen resultado dañados.

Ante situaciones extremas en demanda se producen sobrecargas en los circuitos de Coslada-Loeches y Canillejas-Coslada ante fallo N-1 que obliga a tomar medidas topológicas que implican no solo desmallar la red de 400 kV en SE Loeches sino también desmallar aún más la red de 220 kV –dos antenas más de mercado-. En este sentido, en función del nivel de sobrecarga estimado suele abrirse el ACP de Campo Naciones, quedando las siguientes antenas:

- Desde Casa Campo 220 kV: Norte, Azca, 50% Hortaleza y 50% Campo Naciones
- Desde Coslada 220 kV: Canillejas, Simancas, 50% Coto y 50% Campo Naciones

Esta situación se considera crítica al tener el mercado del eje norte de Madrid repartido en bolsas de demanda sensibles a fallo simple, con valor estimado superior a 400 MW –sin tener en cuenta las dos bolsas que existen ya en situación base, con valores en punta que superan los 200 MW-.

Con la configuración actual de explotación de la zona norte de Madrid, cualquier trabajo programado en la zona obliga a reconfigurar el mercado para evitar sobrecargas y/o excesivo mercado en antena, dificultando no solo la explotación sino también la reposición ante un posible incidente.

Como ejemplo de esta problemática, destacar el incidente del 13 de noviembre de 2010 donde por trabajos en la L-220 Canillejas-Simancas se tuvo que redistribuir el mercado obligando a dejar abierta la C. Naciones-Coto. En estas circunstancias, dispararon las líneas de Prosperidad-Coto y Prosperidad-M. Becerra produciendo un corte de mercado de 85 MW en las subestaciones de Prosperidad, Coto y Simancas.

Por otro lado, el AT-3 400/220 kV (600 MVA) de SE Loeches se está explotando en reserva fría para evitar sobrecargas en las líneas del eje Coslada-Loeches. Si se quiere poder disponer de él en condiciones normales de explotación es preciso incrementar la capacidad del DC-220 kV Coslada-Loeches.

Con los desarrollos previstos se evitan las condiciones no deseables de explotación mejorando así la calidad y seguridad de suministro.

## ACTUACIÓN TM-2: Eliminación de la T Leganés 220 kV y T Retamar 220 kV

Para evitar situaciones que afecten a la calidad y seguridad del suministro eléctrico de la zona sur del área metropolitana de Madrid, se plantea la eliminación de la actual T Leganés y T Retamar.

Las conexiones en T existentes en Leganés son: T Leganés-Villaverde, T Leganés-Lucero y T Leganés-Leganés. Mediante la duplicación del tramo entre T Leganés y Leganés, se consigue que Leganés se conecte mediante una entrada/salida a la línea Lucero-Villaverde.

Las conexiones en T existentes en Retamar son: T Retamar-Getafe, T Retamar-Prado de Santo Domingo y T Retamar-Retamar. Mediante la duplicación del tramo entre T Retamar y Retamar, se consigue que Retamar se conecte mediante una entrada/salida a la línea Prado de Santo Domingo-Getafe.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

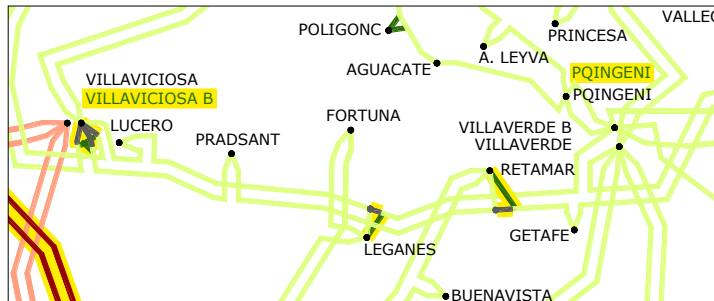
#### Eliminación de la T Leganés 220 kV y T Retamar

- Nueva línea entre T Leganés y Leganés de 220 kV.
- Nueva línea entre T Retamar y Retamar de 220 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	2
Línea aérea (km)	-	0,5

### MAPA LOCAL



	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

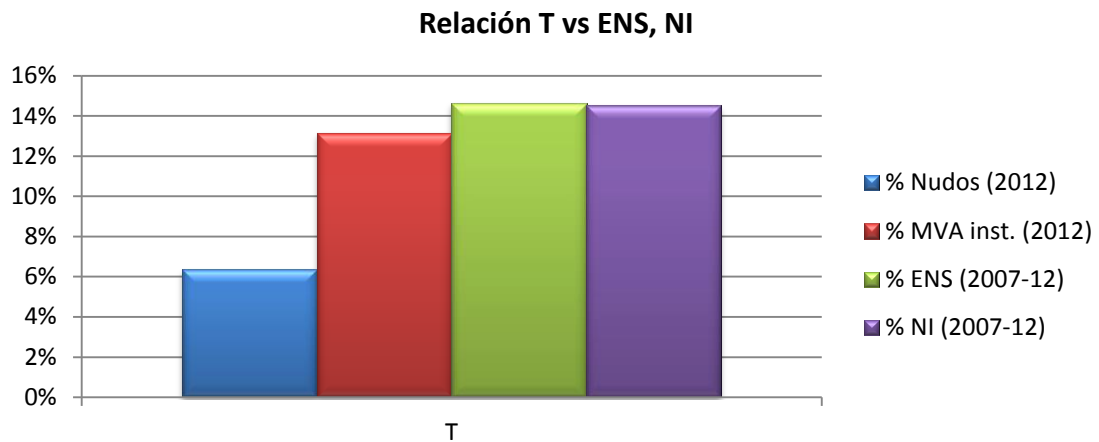
El coste total estimado para esta actuación asciende a: **3 M€**

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Entre los factores más relevantes con influencia en la continuidad de suministro (interrupciones registradas en los últimos años) se encuentra topologías singulares de la Red de Transporte como son las conexiones T en la red de 220 kV. Este aspecto es contemplado en la planificación en vigor, recogiendo en las conclusiones del capítulo 4.2 dedicado a “la calidad de servicio de la Red de Transporte” que se han de eliminar de forma progresiva condiciones topológicas históricas como son las conexiones en T. Por otra parte, como consecuencia de lo anterior el P.O. 13.3 establece que para nuevas líneas no se admitirán conexiones en T.

En el siguiente gráfico se muestra para el año 2012 el porcentaje de nudos con conexión en T, los MVA de transformación instalada en los extremos de las conexiones en T, el porcentaje de ENS del total asociada a las conexiones en T y el porcentaje de NI (número de interrupciones en punto frontera) vinculado a las conexiones en T. Se puede observar que un porcentaje relativamente bajo de conexiones en T son responsables de un

porcentaje significativo del total de la ENS y NI obtenida en los últimos años.



Por último, hay que destacar que las zonas con una alta densidad de demanda, como son las grandes ciudades y su área metropolitana, son especialmente sensibles a este tipo de conexiones. Esto es así puesto que el descargo por mantenimiento o avería de una conexión T, en la práctica supone dejar fuera de servicio a tres líneas (los tres brazos de la T). Condicionando de esta forma la operación del sistema para mantener una adecuada calidad y seguridad de suministro.



### ACTUACIÓN TM-3: Reducción de la lcc en la red de 220 kV y 400 kV de Madrid

En la Comunidad de Madrid se están observando subestaciones de la Red de Transporte con elevada corriente de cortocircuito y su evolución futura hace necesario plantear una serie de actuaciones con las que se puedan controlar y reducir los niveles de dicha corriente de cortocircuito previstos en la zona.

La potencia de cortocircuito, como se comenta en el apartado 4.9.2.b, 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 tanto, afecta directamente a la calidad y seguridad de suministro.

Para un buen comportamiento del Sistema el procedimiento de operación 13.1 establece que:

- Se ha de comprobar que las corrientes de cortocircuito esperadas son admisibles para todos los equipos de la Red de Transporte, y que los interruptores son capaces de cortar dichas corrientes.
- Se han de calcular las corrientes de cortocircuito máximas para los escenarios considerados.
- Se tiene que buscar que los valores calculados no superen el 85% de la capacidad del elemento más débil de las subestaciones afectadas.
- En aquellas zonas del sistema donde se prevea la superación de los límites anteriores, se planteará la sustitución de los equipos afectados (cuando la capacidad de los equipos sea inferior a la establecida en PO) o soluciones de desarrollo u operación que reduzcan las corrientes de cortocircuito máximas en la zona.

#### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

##### Binudo de Villaviciosa 220 kV

- Separación de las barras de 220 kV en dos subnudos con acoplamientos longitudinales.
- Reparto de las posiciones actuales y futuras entre los dos subnudos (Villaviciosa A: Casa de Campo 1 y 2, Lucero, reactancia y Trafo 400/220 kV; Villaviciosa B: Boadilla, Prado de Santo Domingo, Majadahonda, Trafo 400/220 kV, Trafo 220/132 kV y reactancia).
- Interruptor de acoplamiento transversal en uno de los dos subnudos.
- Incluye un tramo de cable de 220 kV (Cu 2500 mm<sup>2</sup>) que totaliza 0,3 km y diversas adecuaciones para la reconexión del trafo AT3.

##### Binudo de Loeches 220 kV

- Separación de las barras de 220 kV en dos subnudos con acoplamientos longitudinales.
- Reparto de las posiciones actuales y futuras entre los dos subnudos (Loeches A: Vallecas 1 y 2, Coslada A y Trafo 400/220 kV; Loeches B: J. Cabrera 1 y 2, Coslada B, Arganda, dos Trafos 400/220 kV y dos Trafos 220/132 kV).
- Interruptor de acoplamiento transversal en uno de los dos subnudos (se reutiliza la posición de José Cabrera 2).
- Incluye tres tramos de cable de 220 kV que totalizan 0,9 km y diversas adecuaciones para la reconexión de posiciones.

##### Binudo de Coslada 220 kV

- Separación de las barras de 220 kV en dos subnudos con acoplamientos longitudinales.
- Reparto de las posiciones actuales y futuras entre los dos subnudos (Coslada A: Canillejas 1 y 2, Loeches A y Congosto; Coslada B: Loeches B, Getafe y Trafos a demanda).
- Interruptor de acoplamiento transversal en uno de los dos subnudos.
- Incluye cuatro tramos de cable de 220 kV que totalizan 1,2 km y diversas adecuaciones para la reconexión de posiciones longitudinales y de salida (las posiciones de Getafe y Loeches 2 se reutilizan y dos de las nuevas se emplean en estas salidas).

### Binudo de San Sebastián de los Reyes 220 kV

- Interruptores de acoplamiento longitudinal de barras.

### Bypass de Morata 400 kV

- Bypass no operable en Morata: se dan de baja la líneas S. Fernando - Morata 400 kV y Moraleja – Morata 400 kV y se da de alta la línea Moraleja – S. Fernando 400 kV.

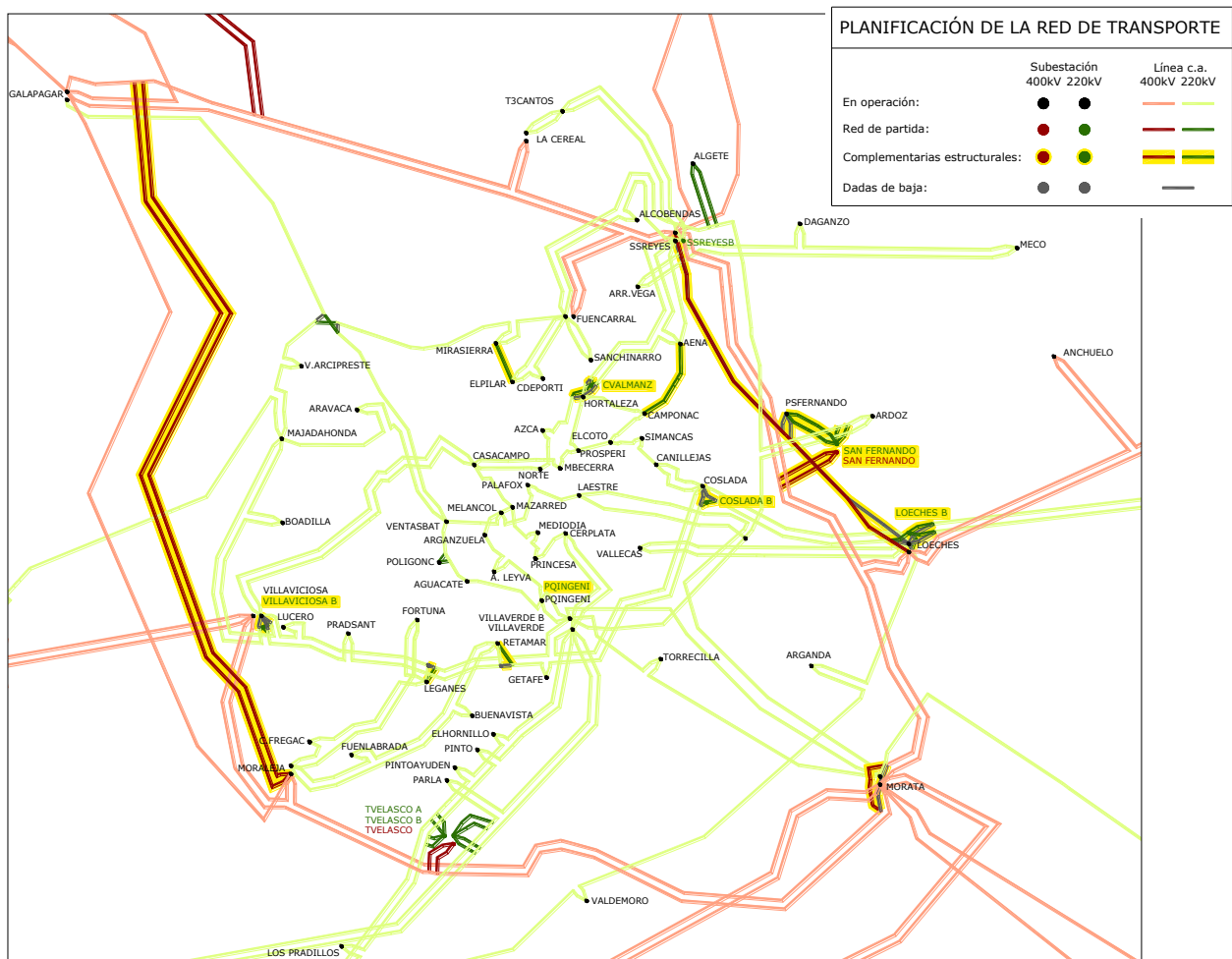
### Paso a 400kV del actual eje SS Reyes-P.S. Fernando-Loeches 220 kV (eje actualmente aislado a 400 kV)

- Paso a 400 kV de la actual línea de 220 kV (que cuenta con aislamiento de 400 kV), SS Reyes-P.S. Fernando-Loeches. La actual subestación P.S. Fernando 220 kV pasaría a alimentarse mediante un doble circuito en cable desde la futura subestación de S. Fernando 220 kV.

## RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	3	12
Línea aérea (Km)	0,05	
Cable (Km)		5,4

## MAPA LOCAL



## • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

41,5 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La corriente de cortocircuito, como ya se ha mencionado, es un dato básico para la caracterización de una red. Desde hace un tiempo, se están detectando nudos con una elevada corriente de cortocircuito en zonas de alta densidad de demanda como Madrid. A esta situación se llega dado que para incrementar la calidad y seguridad de suministro se tiende a aumentar el mallado de la Red de Transporte de estas áreas; acción que va en contra de mantener unos valores de corriente de cortocircuito acordes con la capacidad de corte de la aparamenta instalada.

Una corriente de cortocircuito más elevada que la capacidad de corte del interruptor que tiene que despejar la falta hará que este funcione mal (pudiendo llegar a explotar) ampliando la afección de la falta a una zona mayor (con más pérdida de suministro).

Las distintas formas de abordar este tipo de situaciones se comentan en el apartado 4.9.2.b de este documento, estando entre ellas las actuaciones que aquí se plantean.

En la Comunidad de Madrid los valores de intensidad de cortocircuito esperados sin contemplar las actuaciones antes descritas son:

- En 400 kV: la SE Morata 400 kV presentaría valores de cortocircuito superiores al 85 % de la capacidad de la aparamenta instalada. Con el bypass propuesto, los valores se reducen a niveles admisibles.
- En 220 kV: sin las actuaciones propuestas habría 14 subestaciones de la RdT con valores de cortocircuito superiores a la capacidad de la aparamenta instalada y 18 subestaciones en las que se superaría el 85% de la capacidad de la aparamenta instalada. En definitiva, en más de un tercio de las subestaciones de 220 kV de la RdT en la Comunidad de Madrid (32 subestaciones de un total de 86) se incumpliría con los niveles admisibles de potencia de corte recogidos en el P.O. 13.1.
- En subestaciones como Coslada 220 kV, Loeches 220 kV, Canillejas 220 kV, Villaviciosa 220 kV o Las Mercedes 220 kV los valores de cortocircuito máximos previstos rondarían o superarían los 50 kA.

Con las actuaciones propuestas se observa una muy significativa reducción de estos valores de cortocircuito previstos en los nudos más críticos con lo que se consigue controlar y reducir los niveles de potencia de cortocircuito en las subestaciones de 220 kV de la Comunidad de Madrid.

## ACTUACIÓN TM-4: Apoyo de la red de 400 kV al mallado de la red de 220 kV en San Fernando

El actual eje entre la SS. Reyes 220 kV y T Vicálvaro sirve de punto de conexión a la subestación de Ardoz. La evolución prevista de la Red de Transporte hace que este eje se transforme en: Fuencarral-Algete (futura)--Ardoz-T Vicálvaro 220 kV.

Este eje tendrá una longitud de 51 km y desde dos subestaciones no malladas (Algete y Ardoz) se suministrará en 2020 una potencia punta de cerca de 260 MW (aproximadamente 350.000 hogares), además del apoyo que desde estas subestaciones se dará a las redes de distribución mediante distintas unidades de transformación. Es de destacar que desde Ardoz se alimenta el corredor del Henares, donde se ubica un gran número de importantes industrias sin olvidar el significativo consumo residencial.

Con la actuación prevista se da apoyo desde la red de 400 kV a la red de 220 kV en un eje muy largo del que depende un elevado consumo mejorando así la garantía, la calidad y seguridad del suministro de esta zona. Igualmente se da cumplimiento a lo establecido en el procedimiento de operación 13.1. en cuanto a mallado de la Red de Transporte. Este procedimiento fija que la evolución futura de la Red de Transporte como máximo debe contemplar dos nudos no mallados entre dos nudos mallados de la red de 220 kV.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Nueva subestación San Fernando 400 kV

- Nueva subestación San Fernando 400 kV (interruptor y medio) y Entrada/Salida.

#### Nueva subestación San Fernando 220 kV

- Nueva subestación San Fernando 220 kV (doble barra con interruptor de acoplamiento) y Entrada/Salida.

#### Nuevo transformador San Fernando 400/220 kV

- Nueva unidad de transformación San Fernando 400/220 kV de 600 MVA.

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	5	4
Línea aérea (Km)	0,1	
Cable (km)	-	2,3
Transformadores (MVA)	600	

• MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	— —

• VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

32 M€

• JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La seguridad de la Red de Transporte se basa en una fiabilidad mínima de sus nudos, lo que está asociado a un suficiente grado de mallado que asegure el apoyo de la Red de Transporte en las situaciones normales de operación y ante contingencia. En este sentido, se definen los nudos mallados, como aquellos que tienen apoyos independientes entre sí desde tres ramas de la Red de Transporte (es decir, que partiendo de la red con plena disponibilidad –situación N-, la indisponibilidad de dos ramas de transporte –mantenimiento y fallo– no suponga pérdida del apoyo al suministro desde la Red de Transporte a un nudo o zona).

Los nudos no mallados de la Red de Transporte implican una reducción en la seguridad del sistema y en la calidad del suministro en dicho nudo. Por lo tanto, con objeto de limitar la aparición de subestaciones de transporte asociadas a nuevas conexiones que puedan comprometer la misión fundamental de dicha red, y sin perjuicio de las exigencias adicionales resultantes de los distintos análisis técnicos, se establece como criterio general la preferencia de acceso en nudos mallados de la Red de Transporte existentes o ya decididos en la planificación vigente.

La repercusión en cuanto a calidad de suministro de la existencia de nudos no mallados en la Red de Transporte, es uno de los aspectos que se desarrollan en el capítulo 4.2 “La calidad de servicio en la planificación de la Red de Transporte” de este documento.

Cuando el acceso en un nudo mallado no resulte factible o menos eficiente se considerarán aceptables soluciones excepcionales en nudos no mallados existentes o en última instancia, nudos nuevos no mallados,

siempre que se cumplan unos requisitos mínimos de fiabilidad:

El P.O. 13.1 establece como criterio de mallado una limitación del número de nudos “no mallados” entre dos nudos “mallados”:

- No más de uno en 400 kV.
- No más de dos en 220 kV.

Con las actuaciones propuestas se da cumplimiento a lo que establece el P.O. 13.1, dando apoyo desde el 400 kV a la zona este de Madrid donde se concentra una gran bolsa de demanda sobre un eje muy largo (51 km).

Por otra parte, desde la futura subestación de San Fernando 220 kV, se posibilita el desarrollo de nuevas líneas de 220 kV que servirán para dar suministro a nuevas áreas.

## ACTUACIÓN TM-5: Repotenciones de la red de 220 kV de la zona Centro

Actualmente existen algunas líneas de la Red de Transporte de 220 kV en la zona Centro que presentan cargas elevadas sobre todo en verano. Esta situación se prevé que empeore con el tiempo, alcanzándose sobrecargas en determinados escenarios del año horizonte 2020. Por ese motivo, para mejorar la calidad y fiabilidad de la Red de Transporte, se propone aumentar la capacidad de transporte de los tramos aéreos de estas líneas incrementando la temperatura de diseño a 85 °C.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

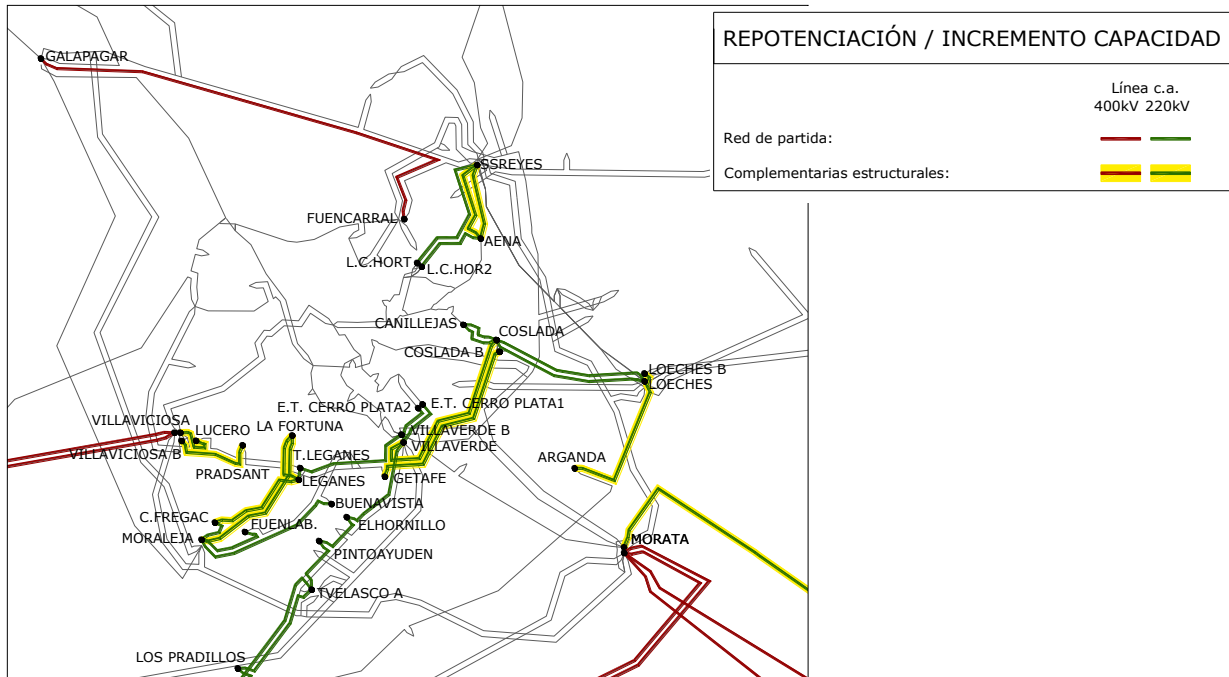
#### Nuevas repotenciones de la red de 220 kV:

- Línea Lucero-Villaviciosa 220 kV.
- Línea Prado de Santo Domingo-Villaviciosa B 220 kV.
- Línea Fortuna-Moraleja 220 kV.
- Línea Fortuna-Leganés 220 kV.
- Línea Leganés-Camino de Fregaceros 220 kV.
- Línea Morata-Huelves 220 kV.
- Línea Huelves-Villares del Saz 220 kV.
- Línea Villares del Saz-Olmedilla 220 kV.
- Línea Coslada-Villaverde 220 kV.
- Línea Coslada B-Getafe 220 kV.
- Línea Aena-SS Reyes 1 220 kV.
- Línea Aena-SS Reyes 2 220 kV.
- Línea Arganda-Loeches B 220 kV.

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Línea aérea (km)	-	182.8

• MAPA LOCAL



• VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

4,4 M€

• JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La baja capacidad de transporte térmica que presentan los tramos aéreos de algunas líneas en la zona Centro, está haciendo que actualmente ante situaciones extremas se tengan que tomar medidas topológicas no deseadas que en algunos casos significa desmarrar la red de 220 kV.

Si no se actúa sobre esta situación, con el tiempo este tipo de medidas de operación no deseadas serán más frecuentes pudiendo llegar a comprometer la fiabilidad de la red en una zona con muy alta densidad de demanda como es la zona Centro.

El plan de repotenciación que se plantea afecta a 188,8 km de circuito aéreo de 220 kV. El beneficio socio-económico que supone esta actuación para el sistema se observa en la potencia redespachada que tiene un coste anual de **0,01 M€** y que permite reducir las pérdidas del sistema, dando lugar a un ahorro anual **0,75 M€** anuales, incrementando la eficiencia energética.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **18%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **6 años**.



## ACTUACIÓN TM-6 : Adecuación a P.O. de Norte 220 kV

La actual subestación de Norte tiene una configuración en doble barra sin interruptor de acoplamiento transversal. Por la ausencia de este interruptor se está incumpliendo el procedimiento de operación 13.3.

Con la adecuación propuesta se corrige esta situación. De forma que la configuración de esta subestación cumplirá con lo establecido en los procedimientos de operación.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

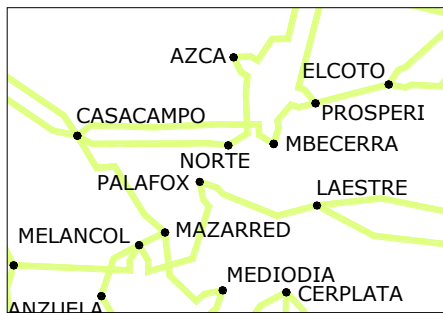
#### Ampliación SE Norte 220 kV

- Adecuación de la situación actual de Norte 220 kV para alcanzar una configuración de acuerdo a los que estable el procedimiento de operación 13.3

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones		1

### • MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

1,4 M€

**f) Zona Levante: Comunidad Valenciana y Murcia**

**ACTUACIÓN TL-1: Mallado de la red de 220 kV existente entre Fausita y Saladas**

Actualmente existe un déficit de mallado en el nivel de 220 kV de Murcia y Alicante que da lugar a un elevado riesgo de pérdida de suministro.

**DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN**

**Nueva SE Torremendo 400/220 kV y DC Torremendo-San Miguel de Salinas 220 kV**

- Nueva subestación Torremendo 400 kV (interruptor y medio).
- Entrada/salida en Torremendo 400 kV de Nueva Escombreras-Rocamora 400 kV.
- Nueva subestación Torremendo 220 kV.
- Doble circuito Torremendo-San Miguel 220 kV.
- 2 unidades de transformación Torremendo 400/220 kV.

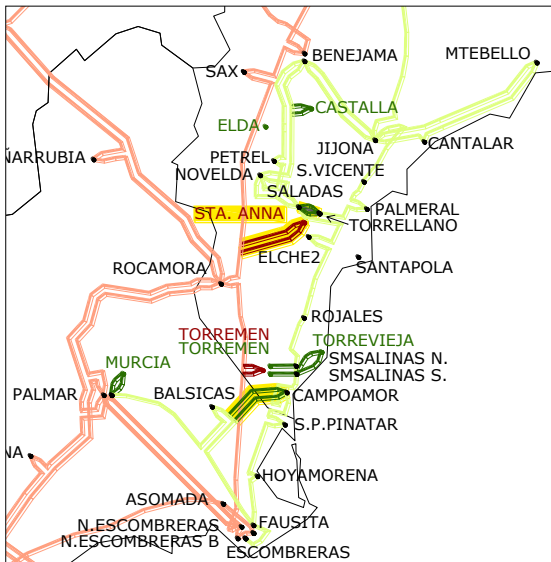
**Nueva E/S en Campoamor 220 kV de Balsicas-Fausita 220 kV**

- Entrada/salida en Campoamor de Balsicas-Fausita 220 kV

**RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	400 kV	220 kV
Posiciones	6	4
Línea aérea (km)	1,4	73
Cable (km)	-	0,2
Transformadores (MVA)	1.000	

**MAPA LOCAL**



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

**VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

47 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Actualmente existen en el eje de 220 kV que une Fausita y Saladas 6 SSEE de 220 kV no malladas (Hoya Morena, San Pedro del Pinatar, Campoamor, San Miguel de Salinas, Rojales y Elche), y además está prevista una nueva subestación en la zona para el suministro de una desaladora y apoyo a la distribución (Torrevieja 220 kV -no afectada por el RDL 13/2012-). Dicho elevado número de nudos no mallados supone una reducción en la seguridad del sistema y en la calidad de suministro tal y como se recoge en el P.O. 13.1 *Criterios de desarrollo de la Red de Transporte*. En dicho P.O. se indica que el número de nudos no mallados de 220 kV entre dos nudos mallados no debe exceder en dos, frente a los 6 existentes, lo que da idea del elevado riesgo de pérdida de suministro en la zona.

La demanda alimentada desde estas SSEE en el año 2012 ha sido superior a 200 MW durante el 40% de horas al año y superior a 270 MW durante el 10% del tiempo (876 horas al año), siendo el valor máximo 375 MW. Por tanto, existe un importante mercado sensible a posibles indisponibilidades de las instalaciones de este eje, no solo por avería sino también por trabajos programados, con afectación a gran parte de las provincias de Murcia y Alicante.

Si bien el fallo conjunto de ambos extremos del eje tiene una probabilidad muy reducida, hay que destacar que en esta zona se han producido incidentes de este tipo destacando el ocurrido el 3 de noviembre de 2006, donde, por tormentas en la zona, dispararon varias líneas simultáneamente (destacando las líneas Hoya Morena-San Pedro Pinatar y El Palmeral-San Vicente) que provocaron un corte de mercado en la zona de 725 MW (afectando a las SSEE Hoya Morena, San Pedro Pinatar, Campoamor, San Miguel Salinas, Rojales, Elche, Saladas y El Palmeral). Otro incidente similar (11 de abril de 2008) produjo el disparo de todas las líneas del eje de 220 kV Campoamor-San Vicente, afectando a 130.000 clientes. Si bien el mallado actual de la red reduciría el valor de la demanda afectada, un incidente de estas características afectaría directamente a la demanda dependiente de las 6 SSEE no malladas existentes en este eje de 220 kV.

La demanda prevista por los distribuidores de la zona en estas SSEE no malladas de 220 kV es de 430 MW en la punta de invierno y de 320 MW en verano, por lo tanto, la actuación descrita supone un incremento de la calidad de suministro que afecta aproximadamente a 500.000 hogares.

## ACTUACIÓN TL-2: DC Morella-La Plana 400 kV

Refuerzo del mallado entre las CCAA de Aragón y Valenciana que da continuidad al mallado desde Aragón hasta Morella (actuaciones no paralizadas por RDL 13/2012 de marzo).

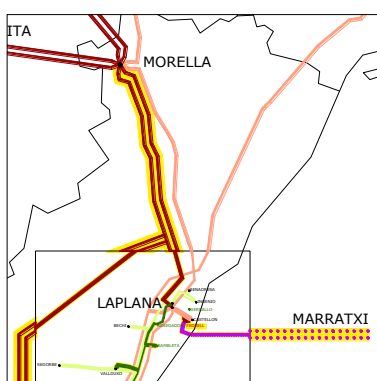
### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Nuevo doble circuito Morella-La Plana 400 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	6	-
Línea aérea (km)	156 km	-

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE					
	Subestación 400kV 220kV		Línea c.a. 400kV 220kV		Cable c.c. submarino
En operación:	●	●	—	—	-----
Red de partida:	●	●	—	—	-----
Complementarias estructurales:	●	●	—	—	-----
Dadas de baja:	●	●	—	—	-----

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

55,5 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Actualmente existe una conexión muy débil entre las CCAA de Aragón y Valenciana que están conectadas por dos ejes de simple circuito de 400 kV (Aragón-Morella-La Plana y Vandellós-La Plana). Esta debilidad afecta al apoyo mutuo entre ambas zonas y a la capacidad de evacuación de generación. El refuerzo entre ambas comunidades se divide en el mallado desde Aragón hasta la SE Morella 400 kV (actuaciones recogidas en la red de partida) y el mallado de Morella con La Plana mediante un nuevo DC de 400 kV objeto de esta justificación.

El gran beneficio socio-económico que supone este refuerzo para el sistema se observa en la potencia redespachada calculada que tiene un coste anual de **8,7 M€/año**, así como en la reducción de las pérdidas del sistema que da lugar a un ahorro anual **2,6 M€/año** favoreciendo la eficiencia económica y energética.

El coste medio anual de redespacho por restricciones de los grupos de Castellón en el periodo del 31-10-2011 a 01-11-2013 ha ascendido a 12,1 M€.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **18,1%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **6 años**.

### ACTUACIÓN TL-3: Mallado de la red de 220 kV de Valencia capital

El desarrollo de la red de 220 kV en el entorno de Valencia capital es necesario debido a la saturación de la red de distribución y la elevada demanda observada y prevista en la zona. El número de SSEE existentes y previstas da lugar a la necesidad de mallar dicha red para mantener la calidad y seguridad de suministro.

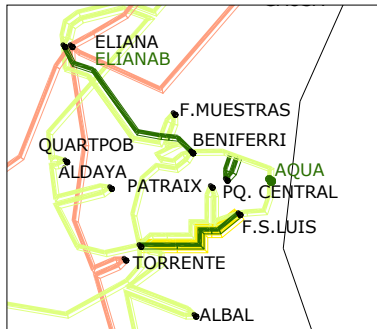
#### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

##### Nueva línea Torrente-Fuente de San Luis 2 220 kV

#### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	2
Línea aérea (km)	-	10
Cable (km)	-	0,1

#### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

#### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

8,2 M€

#### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Actualmente existen en el eje entre Beniferri 220 kV y Torrente 220 kV 2 subestaciones de 220 kV no malladas (Fuente de San Luis y Patraix) y además hay dos subestaciones en construcción previstas en dicho eje y no afectadas por el RDL 13/2012 (Aqua y Parque Central). Este elevado número de nudos no mallados supone una reducción en la seguridad del sistema y en la calidad de suministro tal y como se recoge en el P.O. 13.1 *Criterios de desarrollo de la Red de Transporte*. En dicho P.O. se indica que el número de nudos no mallados de 220 kV entre dos nudos mallados no debe exceder en dos, frente a los 4 finalmente previstos, lo que da idea del elevado riesgo de pérdida de suministro en la zona.

En el apartado 4.2 de este documento se presenta la influencia de el carácter “no mallado” de los nudos en la ENS y el NI y se presenta además el análisis histórico de esta zona.

La demanda prevista por el distribuidor de la zona en estas SSEE no malladas de 220 kV es de 350 MW en la punta de invierno y de 320 MW en verano, por lo tanto, la actuación descrita supone un incremento de la calidad de suministro que afecta aproximadamente a 470.000 hogares.

## ACTUACIÓN TL-4: Mallado de Torrellano 220 kV

Desarrollo del mallado de la SE Saladas 220 kV: reparto de posiciones entre la SE de Saladas y la futura SE Torrellano 220 kV.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

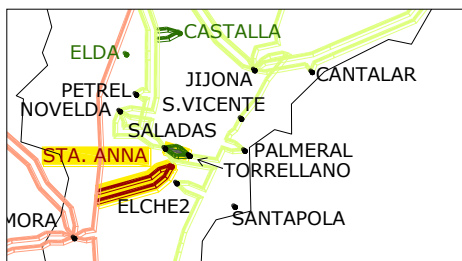
#### Mallado Torrellano 220 kV

- Modificación de la conexión de la línea El Palmeral-Saladas 220 kV que pasa a ser El Palmeral-Torrellano 220 kV (posición no paralizada por el RDL 13/2012).

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	-

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE		
	Subestación 400kV 220kV	Línea c.a. 400kV 220kV
En operación:	● ●	— —
Red de partida:	● ●	— —
Complementarias estructurales:	● ●	— —
Dadas de baja:	● ●	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

0 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La SE Torrellano 220 kV nace debido a la inviabilidad de ampliar la SE Saladas 220 kV para ejecutar la red prevista en la zona. Si bien la situación económica ha permitido el retraso de parte del desarrollo necesario en la zona a fechas fuera del horizonte 2020 (apoyo desde la red de 400 kV a la red de 220 kV, mallado en 220 kV entre Saladas/Torrellano y El Palmeral) se mantiene dentro de este horizonte la necesidad de apoyar al TAV, así como de apoyar la demanda de Santa Pola mediante un nuevo DC Torrellano-Santa Pola.

Por lo tanto, con objeto de permitir el apoyo al TAV y a la demanda de Santa Pola, así como los desarrollos futuros, que en otro caso resultarían inviables, es necesario ampliar la SE Saladas 220 kV mediante una nueva SE Torrellano 220 kV (conectadas entre sí mediante un DC Saladas-Torrellano 220 kV).

Para realizar estas actuaciones, debido a la limitación de posiciones en Saladas es necesario modificar la conexión de la línea El Palmeral-Saladas 220 kV que pasa a ser El Palmeral-Torrellano 220 kV.

## ACTUACIÓN TL-5: Refuerzo del eje de 220 kV entre La Plana y Morvedre

Actualmente existe un déficit de mallado en el nivel de 220 kV entre las subestaciones de La Plana y Morvedre que da lugar a un elevado riesgo de pérdida de suministro.

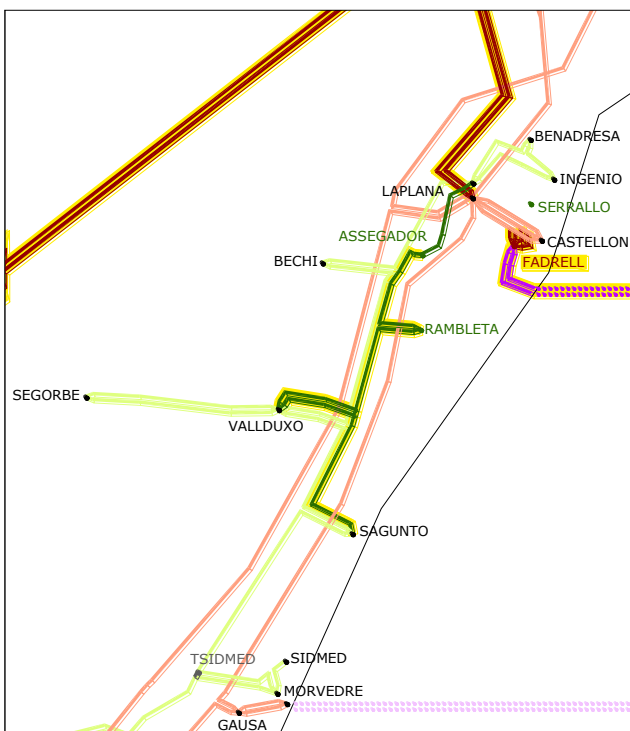
### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

- Nueva línea-cable La Plana-Assegador 2 220 kV.
- Nueva subestación Rambleta 220 kV (no paralizada por el RDL 13/2012).
- Cambio de tensión de 132 kV a 220 kV del eje Assegador-Rambleta-Sagunto.
- Entrada/salida en Vall D'Uxó 220 kV de Sagunto-Rambleta 220 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	6
Línea aérea (km)	-	34
Repotenciación	-	
Cable (km)	-	2

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE					
	Subestación 400kV	Subestación 220kV	Línea c.a. 400kV	Línea c.a. 220kV	Línea c.c. submarino
En operación:	●	●	—	—	—
Red de partida:	●	●	—	—	—
Complementarias estructurales:	●	●	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	—	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

19,2 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Actualmente existen entre La Plana 220 kV y Morvedre 220 kV 4 SSEE de 220 kV no malladas (Bechí, Vall D'Uxó, Segorbe y Sagunto). Este número de nudos no mallados supone una reducción en la seguridad del sistema y en la calidad de suministro tal y como se recoge en el P.O. 13.1 *Criterios de desarrollo de la Red de Transporte*. En dicho P.O. se indica que el número de nudos no mallados de 220 kV entre dos nudos mallados no debe exceder en dos, frente a los 4 existentes, lo que da idea del elevado riesgo de pérdida de suministro en la zona.

En el apartado 4.2 de este documento se presenta la influencia del carácter “no mallado” de los nudos en la ENS y el NI y se presenta además el análisis histórico de esta zona.

La demanda prevista por IB distribución dependiente de la red de 220 kV en estas SE no malladas de 220 kV es de 178 MW en la punta de invierno y de 188 MW en verano, por lo tanto, la actuación descrita supone un incremento de la calidad de suministro que afecta aproximadamente a 335.000 hogares



## ACTUACIÓN TL-6: Refuerzo red de 400 kV entre Castellón y Valencia

Refuerzo red de 400 kV entre Castellón y Valencia para hacer viable la evacuación de generación renovable.

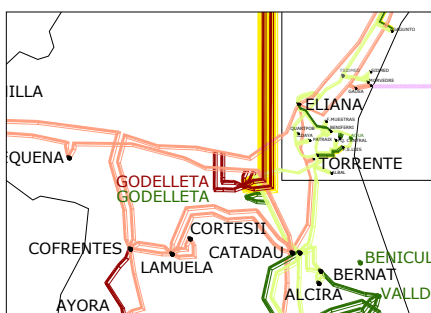
### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

- Repotenciación Cofrentes-Godelleta-La Eliana 400 kV.
- Repotenciación Catadau-Torrente-La Eliana 400 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Repot./Inc.capacidad (km)	-	144

### MAPA LOCAL



	Subestación		Línea c.a.	
	400kV	220kV	400kV	220kV
En operación:	●	●	—	—
Red de partida:	●	●	—	—
Complementarias estructurales:	●	●	—	—
Dadas de baja:	●	●	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

2,6 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La debilidad de la red de transporte de 400 kV existente desde la zona de Cofrentes/La Muela hasta La Plana da lugar a múltiples sobrecargas al constituir el camino fundamental de evacuación de la generación tanto en sentido sur-norte (generación nuclear de Cofrentes, hidráulica de la zona de La Muela, eólica de Sur de la Comunidad Valenciana y Castilla-La Mancha) como en sentido norte-sur (generación eólica del norte de la Comunidad Valenciana y Aragón). Los diferentes escenarios a que dan lugar los desequilibrios de la generación instalada al norte y al sur de este eje dan lugar a sobrecargas en ambos sentidos. Como primera parte para resolver esta problemática, (sobrecargas sur-norte) se incluye la repotenciación de las líneas cuya sobrecarga se ha observado (líneas Cofrentes-Godelleta 400 kV, Godelleta-La Eliana 400 kV, Catadau-Torrente 400 kV y Torrente-La Eliana 400 kV).

En caso de no realizarse ninguna actuación en la zona, para evitar estas sobrecargas, es necesario reducir generación de origen renovable (hidráulica y eólica) así como acoplar generación de ciclo combinado en la zona. El beneficio socio-económico de esta actuación al reducir dichos redespachos es de **10 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **>50%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **1 año**.

## ACTUACIÓN TL-7: Transformación La Eliana AT2 400/220 kV

Esta actuación está asociada a la ejecución del binudo de La Eliana en 220 kV.

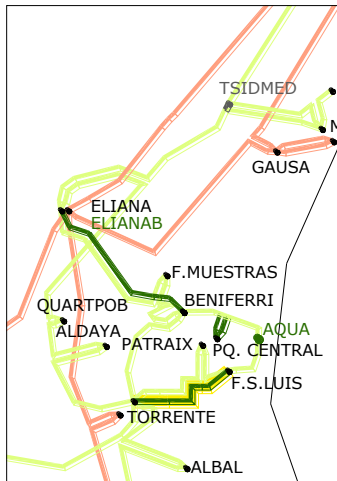
### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

- Baja transformación La Eliana 400/220 kV (375 MVA).
- Alta transformación La Eliana 2 400/220 kV (500 MVA).

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	1
Cable (km)		0,3
Transformadores (MVA)	125	

### MAPA LOCAL



#### PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

	Subestación 400kV 220kV		Línea c.a. 400kV 220kV	
En operación:	●	●	—	—
Red de partida:	●	●	—	—
Complementarias estructurales:	●	●	—	—
Dadas de baja:	●	●	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

4,8 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El elevado incremento de demanda observado en los últimos años en Valencia capital ha dado lugar a la saturación de la red de distribución de la zona y a la necesidad de desarrollar la red de 220 kV atendiendo al volumen de demanda existente y esperada.

Este desarrollo de red incluye la necesidad de ejecutar un binudo en la Eliana 220 kV que permita evitar las sobrecargas de la red, así como reducir la corriente de cortocircuito que se ha visto incrementada en la zona debido al incremento de la red soterrada unida a la cercanía de la generación existente.

La potencia de cortocircuito, como se comenta en el apartado 4.9.2.b, 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 tanto, afecta directamente a la calidad y seguridad de suministro.

Para poder ejecutar el binudo de La Eliana 220 kV, además de las actuaciones recogidas en la red de partida (línea La Eliana-Beniferri 220 kV, reubicación en la Eliana B 220 kV de la línea La Eliana-Feria de Muestras 220

kV, DC La Eliana-La Eliana B 220 kV) es necesaria la reubicación del AT2 de La Eliana 400/220 kV que en 220 kV pasará a Eliana B y el incremento de capacidad de este transformador a 500 MVA. De esta forma, se consigue la máxima flexibilidad de operación que permite evitar situaciones de sobrecarga y valores de potencia de cortocircuito inadmisibles y, a la vez, se facilita el mantenimiento de las instalaciones en un nudo crítico para la alimentación de Valencia capital y su entorno.

**g) Zona sur: Andalucía**

**ACTUACIÓN TS-1: Duplicación del eje de 220 kV entre Granada y Almería**

El proyecto consiste en duplicar el eje de 220 kV existente entre Granada y Almería. Con esta actuación se fortalece la interconexión Sur-Levante dando más flexibilidad al sistema y reduciendo las restricciones de generación de la Red de Transporte.

**DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN**

**Nueva subestación Saleres 220 kV**

- Nueva subestación Saleres 220 kV.
- Nueva entrada / salida en línea Gabias-Órgiva 220 kV.
- Nueva entrada / salida en línea Órgiva-Benahadux 220 kV.

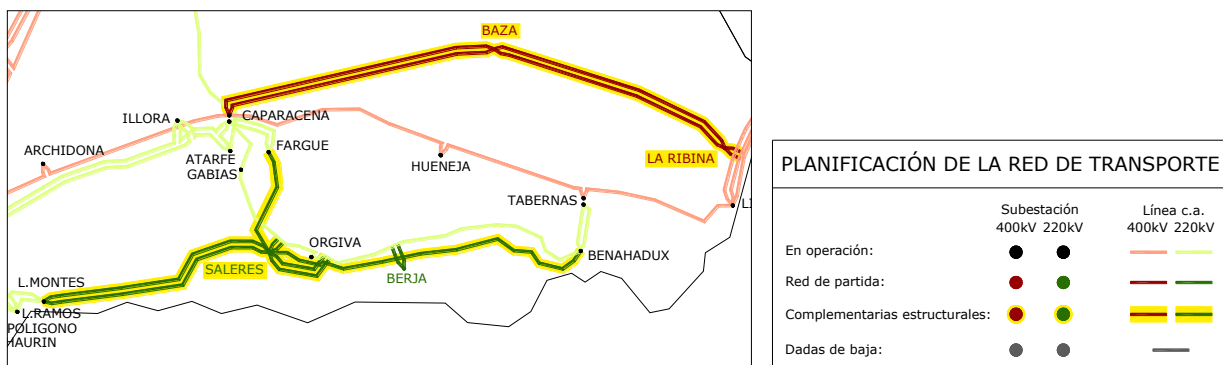
**Nueva línea Fargue-Saleres 220 kV**

**Nueva línea Saleres-Benahadux 2 220 kV (nuevo doble circuito aislado a 400 kV, inicialmente funcionando un circuito a 220 kV)**

**RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	10
Línea aérea (km)	-	176
Cable (km)	-	6

**MAPA LOCAL**



**VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

**82 M€**

**JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

Actualmente el eje de 400 kV Caparacena-Huéneja-Tabernas-Litoral es la única interconexión Sur-Levante, con la actuación propuesta se duplica el eje de 220 kV entre Granada y Almería, fortaleciendo dicha interconexión. Esto permite explotar la Red de Transporte con mayores desequilibrios generación-demanda entre las áreas Sur y Levante, dando mayor flexibilidad al sistema y reduciendo las restricciones de generación de la Red de Transporte.

En escenarios de alta importación desde Levante hacia el Sur y unido a una elevada producción de régimen

especial existente en la subestación de Huéneja 400 kV, se producen sobrecargas máximas de 21% en la línea Benahadux-Órgiva 220 kV ante el fallo de la línea Caparacena-Huéneja 400 kV. Los escenarios en que se producen estas sobrecargas representan un total de 777 horas que supone un 9% del año.

El proyecto permite cumplir el P.O.1.1 “Criterios de funcionamiento y seguridad” evitando sobrecargas superiores al 15% en la Red de Transporte que se producen en la zona en situación de contingencia N-1. El eje Caparacena-Hueneja-Tabernas-Litoral 400 kV va en paralelo al eje de 220 kV Caparacena-Gabias-Órgiva-Benahadux-Tabernas, ante el fallo del simple circuito de 400 kV Caparacena-Huéneja gran parte del flujo va por el eje de 220 kV produciendo sobrecargas en dicho eje.

Este proyecto permite dar un mayor apoyo mutuo entre áreas ante posibles escenarios excepcionales (alta penetración de generación de régimen especial, baja producción de ciclos combinados, etc) evitando que se ponga en riesgo el mercado de Granada por sobrecargas excesivas en el eje existente de 220 kV Gabias-Órgiva-Benahadux.

Finalmente, las actuaciones descritas permiten incrementar significativamente la capacidad de evacuación de la generación renovable instalada en la zona de Huéneja, lo que supone un beneficio socio-económico por reducción de las restricciones técnicas esperado que asciende a **11 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) = **11%**.
- Periodo de recuperación de la inversión (PR) = **9 años**.

## ACTUACIÓN TS-2: Apoyo desde la red de 400 kV a la red de 220 kV de Cádiz

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo mallado de la red de 220 kV de Cádiz capital y un nuevo doble circuito de 400 kV para apoyar a dicha red de 220 kV, mediante dos unidades de 400/220 kV en la subestación de Cartuja.

La motivación de esta actuación es mejorar la fiabilidad y calidad de suministro en la zona de Cádiz capital, evitando sobrecargas en la zona y subtensiones en régimen permanente en la zona de Cartuja.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

**Nueva línea Cartuja-Puerto Real 220 kV**

**Nueva línea Puerto de Santa María-Puerto Real 220 kV**

**Nuevo doble circuito Cartuja-Arcos de la Frontera 400 kV**

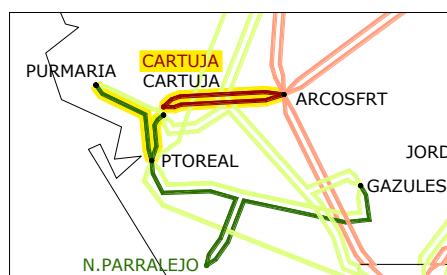
- Nueva subestación Cartuja 400 kV.
- Nuevo doble circuito Cartuja-Arcos de la Frontera 400 kV.

**Nuevos transformadores Cartuja 400/220 kV**

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	9	6
Línea aérea (km)	60	52
Transformadores (MVA)	1.200	

### MAPA LOCAL



#### PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

	Subestación		Línea c.a.	
	400kV	220kV	400kV	220kV
En operación:	●	●	—	—
Red de partida:	●	●	—	—
Complementarias estructurales:	●	●	—	—
Dadas de baja:	●	●	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

58,1 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Actualmente en situaciones de elevada demanda se producen subtensiones en régimen permanente en la subestación de Cartuja 220 kV, con valores entre 190 kV (0,86 p.u.) y 205 kV (0,93 p.u.), aumentando el riesgo de la pérdida de suministro y reduciendo la calidad del mismo.

También se observan sobrecargas de hasta el 15% en la línea Cartuja-Pinar del Rey 220 kV ante el fallo de la línea Cartuja-Don Rodrigo 220 kV y viceversa. Estas sobrecargas se producen porque ante el fallo de cualquiera de las dos líneas, el mercado de Jerez de la Frontera y Cádiz capital (350 MW en verano y 260 MW en verano) se queda suministrado en antena.

Esta situación se produjo el 24 de diciembre de 2009 cuando hubo un incidente en uno de los apoyos que comparten las líneas de 220 kV Cartuja-Don Rodrigo y Cartuja-Pinar del Rey dejando indisponibles ambos circuitos, que son las dos alimentaciones existentes a los nudos de Cartuja 220 kV y Puerto de Santa María 220 kV. La alimentación de la zona quedó muy debilitada alimentándose tanto Cartuja 220 kV como Puerto de Santa María 220 kV desde la red de distribución. El día 26 de diciembre de 2009 se produjo el disparo de un transformador de distribución en la subestación de Puerto Real 220 kV, provocando un corte de mercado en la zona de 118 MW, afectando a gran parte de la provincia de Cádiz. Esta situación de alimentación en precario duró hasta el 27 de diciembre de 2009 cuando se consiguió recuperar la línea Cartuja-Don Rodrigo.

Con el proyecto de apoyo de la red de 400 kV a la red de 220 kV y el nuevo mallado de la red de 220 kV, se hubiera evitado el incidente mencionado así como los actuales problemas de subtensiones y sobrecargas.

Por otra parte, el beneficio socio-económico por reducción de pérdidas estimada que proporcionan las actuaciones propuestas asciende a unos 9,2 MW en escenarios de punta de invierno, lo que supone un ahorro de **1,8 M€/año**, favoreciendo a la vez la eficiencia energética.

Para solventar las subtensiones y sobrecargas se tienen que tomar medidas de redespacho de generación en tiempo real. Con las actuaciones propuestas se produce un beneficio socio-económico por reducción de las restricciones técnicas esperado que asciende a **11,1 M€/año**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) = **19%**.
- Periodo de recuperación de la inversión (PR) = **6 años**.

### ACTUACIÓN TS-3: Repotenciones de la red de 220 kV de la zona de Andalucía

Actualmente existen muchas líneas de la Red de Transporte de 220 kV en Andalucía cuyo conductor es Cándor simplex tendido a 50 °C, y presentan cargas elevadas sobre todo en verano, por ese motivo para mejorar la calidad y fiabilidad de la Red de Transporte se propone aumentar la capacidad de estas líneas incrementando la temperatura de diseño a 85 °C, obteniendo unas capacidades de verano entre 310 MVA y 350 MVA.

#### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

##### Nuevas repotenciones de la red de 220 kV:

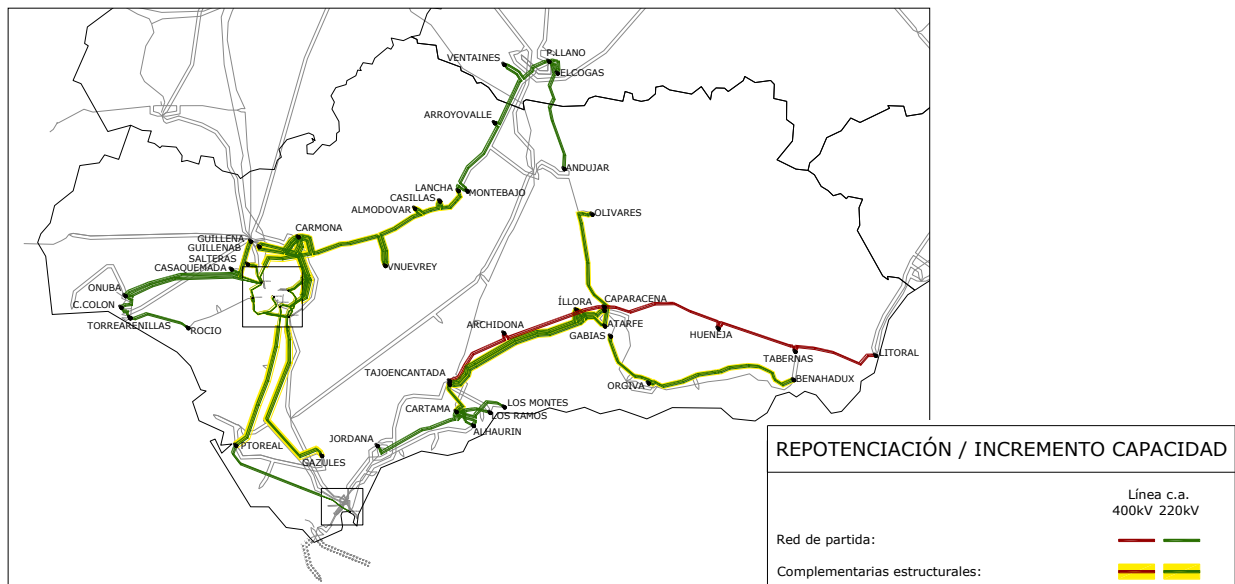
- Carmona-Alcores 220 kV.
- Carmona-Guillena 1 220 kV.
- Carmona-Guillena 2 220 kV.
- Carmona-Villanueva del Rey 220 kV.
- Villanueva del Rey-Almodóvar del Río 220 kV.
- Almodóvar del Río-Casillas 220 kV.
- Casillas-Lancha 220 kV.
- Benahadux-Órgiva 220 kV.
- Tajo de la Encantada-Cártama 220 kV.
- Guillena-Santiponce 4 220 kV.
- Don Rodrigo-Alcores 220 kV.
- Don Rodrigo-Quintos 220 kV.
- Gabias-Órgiva 220 kV.
- Salteras-Santiponce 220 kV.
- Puerto Real-Dos Hermanas 220 kV.
- Alcores-Gazules 220 kV.
- Carmona-Dos Hermanas 220 kV.
- Carmona-Santiponce 220 kV.
- Íllora-Tajo de la Encantada 1 220 kV.
- Íllora-Tajo de la Encantada 2 220 kV.
- Íllora-Caparacena 220 kV.
- Íllora-Atarfe 220 kV.
- Atarfe-Olivares 220 kV.
- Aljarafe-Don Rodrigo 220 kV.
- Aljarafe-Santiponce 220 kV

#### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Repotenc./Inc capacidad (km)	-	1.140



• MAPA LOCAL



• VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

22,7 M€

• JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La mayoría de las líneas de la Red de Transporte de 220 kV en Andalucía tienen una baja capacidad de transporte térmica por tener un conductor Cóndor simplex tendido a 50 °C. Esto hace que presenten una elevada carga sobre todo en estacionalidad de verano.

Esta situación está obligando en tiempo real a tomar medidas de redespacho de generación y en algunos escenarios de baja demanda y alta producción termosolar a limitar habitualmente la generación renovable en situación tanto de pre-contingencia como de post-contingencia (caso de la generación que evacua en la SE Villanueva del Rey 220 kV debido a la baja capacidad de transporte del eje de 220 kV Carmona-Villanueva del Rey-Almodóvar del Río-Casillas-Lancha).

En otras zonas como es el caso de Carmona (alimentación de Sevilla capital) y de las zonas de Huelva y Algeciras (evacuación de generación) se están incrementando los costes de explotación, puesto que entre ambas zonas de generación existe una correlación de efectos contrapuestos. En ciertos escenarios, en función del contingente de generación en la zona que case en el mercado diario, es necesario realizar desmallados en la zona, lo que además de reducir la seguridad de suministro, modifica la topología de los nudos Guillena 400 kV, Palos 400 kV y Carmona 220 kV. Esta situación aumenta el riesgo de la operación al provocar una redistribución de los flujos de potencia en el nivel de 400 kV no acordes con una explotación normal.

En la zona oriental de Andalucía, en escenarios de alta importación desde Levante hacia el Sur y unido a una elevada producción de generación de origen renovable en la zona, en situaciones de contingencias en la red de 400 kV (Tajo de la Encantada-Caparacena-Huéneja-Tabernas-Litoral) se producen sobrecargas en las líneas de 220 kV (Caparacena-Íllora-Caparacena-Atarfe-Órgiva-Benahadux), que transcurren en paralelo con el eje de 400 kV.

El Plan de repotenciación que se plantea afecta a 1.140 km de circuito aéreo de 220 kV.

## ACTUACIÓN TS-4: Reducción de la Icc en la red de 220 kV de Sevilla Capital

En la zona de Sevilla Capital se están observando subestaciones de la Red de Transporte con elevada corriente de cortocircuito y su evolución futura hace necesario plantear una serie de actuaciones con las que se puedan controlar y reducir los niveles de dicha corriente de cortocircuito previstos en la zona.

La corriente de cortocircuito, como se comenta en el apartado 4.9.2.b, 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 tanto, afecta directamente a la calidad y seguridad de suministro.

Para un buen comportamiento del Sistema el procedimiento de operación 13.1 establece que:

- Se ha de comprobar que las corrientes de cortocircuito esperadas son admisibles para todos los equipos de la Red de Transporte, y que los interruptores son capaces de cortar dichas corrientes.
- Se han de calcular las corrientes de cortocircuito máximas para los escenarios considerados.
- Se tiene que buscar que los valores calculados no superen el 85% de la capacidad del elemento más débil de las subestaciones afectadas.
- En aquellas zonas del sistema donde se prevea la superación de los límites anteriores, se planteará la sustitución de los equipos afectados (cuando la capacidad de los equipos sea inferior a la establecida en el P.O.) o soluciones de desarrollo u operación que reduzcan las corrientes de cortocircuito máximas en la zona.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

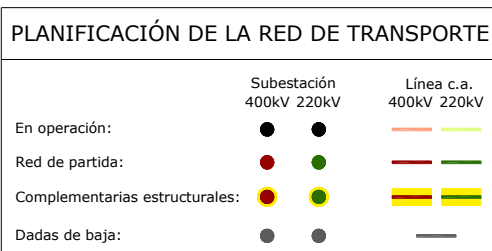
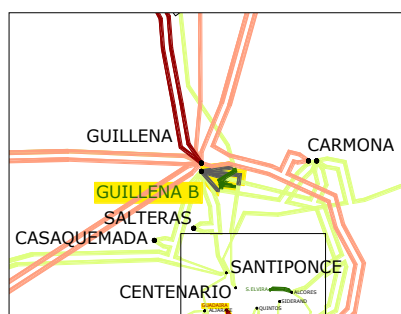
#### Binudo de Guillena 220 kV

- Separación de las barras de 220 kV en dos subnudos con acoplamiento longitudinal.
- Reparto de las posiciones actuales y futuras entre los dos subnudos:
  - Guillena A: Casaquemada, Santiponce 1 y 4, Salteras y transformador 400/220 kV.
  - Guillena B: Carmona 1 y 2, Centenario, Mérida y dos transformadores 400/220 kV.
- Interruptor de acoplamiento transversal en uno de los subnudos.
- Incluye dos tramos de cable de 220 kV que totalizan 0,6 km y diversas adecuaciones para la reconexión de posiciones (Carmona y AT1).

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	3
Cable (km)	-	0,6

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

8,2 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La corriente de cortocircuito, como ya se ha mencionado, es un dato básico para la caracterización de una red. Por ello resulta necesario conocer los valores de corrientes de cortocircuito (Icc) y las potencias de cortocircuito (Pcc) 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 como Sevilla. A esta situación se llega dado que para incrementar la fiabilidad del suministro se tiende a aumentar el mallado de la Red de Transporte de estas áreas; acción que va en contra de mantener unos valores de corriente de cortocircuito acordes con la capacidad de corte de la aparamenta instalada.

Una corriente de cortocircuito más elevada que la capacidad de corte del interruptor que tiene que despejar la falta, hará que este funcione mal (pudiendo llegar a explotar) ampliando la afcción de la falta a una zona mayor (con más pérdida de suministro).

Las distintas formas de abordar este tipo de situaciones se comentan en el apartado 4.9.2.b de este documento, estando entre ellas las actuaciones que aquí se plantean.

En la zona de Sevilla Capital los valores de intensidad de cortocircuito esperados sin contemplar las actuaciones antes descritas en la subestación de Guillena 220 kV serían superiores a la capacidad de la aparamenta instalada. En definitiva, en una de las subestaciones fundamentales para el suministro de Sevilla Capital se incumpliría con los niveles admisibles de potencia de corte recogidos en el P.O. 13.1.

Con las actuaciones propuestas se observa una muy significativa reducción de estos valores de cortocircuito previstos en uno de los nudos más críticos, con lo que se consigue controlar y reducir los niveles de corriente de cortocircuito en las subestaciones de 220 kV de Sevilla Capital.

## ACTUACIÓN TS-5: Doble circuito Cañuelo-Pinar del Rey 220 kV

Este doble circuito permite apoyar la demanda de 220 kV del Cañuelo desde la Red de Transporte mediante un nuevo mallado que evita la alimentación en antena y el incumplimiento de los Procedimientos de Operación.

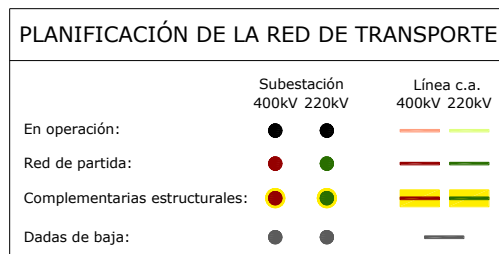
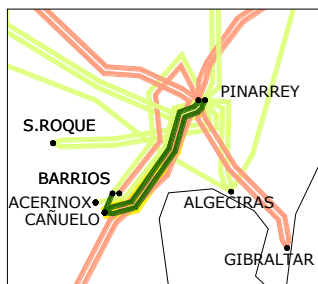
### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Nuevo doble circuito Cañuelo-Pinar del Rey 220 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	-	4
Línea aérea (km)	-	14

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

7,3 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La elevada demanda prevista por nuevos suministros singulares en el Campo de Gibraltar (Autoridad Portuaria Bahía de Algeciras y los PGOUs de las zonas de Algeciras y Los Barrios) hace inviable el suministro de la misma desde la red de distribución sin nuevos apoyos desde la red de transporte.

La necesidad de apoyo desde la red de transporte ha hecho que se planifique para 2014 una nueva subestación denominada Cañuelo 220 kV con una conexión en simple circuito a la subestación Los Barrios 220 kV.

Esta alimentación en antena de la subestación Cañuelo 220 kV no cumple con el criterio básico de la red de transporte de soportar un fallo simple (N-1), establecido en el P.O.13.1. Esto es debido a que el fallo de la línea Cañuelo-Los Barrios 220 kV puede provocar cortes de mercado, existiendo una potencia no garantizada.

Acorde a EDE Distribución, la demanda prevista en 2020 en la SE Cañuelo es de 74 MW y 67 MW en punta de invierno y verano respectivamente, lo cual supone un consumo estimado de 404 GWh/año en 2020, que corresponde aproximadamente a la demanda de 116.000 hogares.

La indisponibilidad potencial de la línea existente Cañuelo-Los Barrios 220 kV es de 26 horas al año, considerando mantenimiento, fallos forzosos y otras causas.

Asumiendo un apoyo desde la red de distribución de un 75% en el caso de falta de la RdT, hay una Energía No Suministrada (ENS) potencial en Parralejo 220 kV de 319 MWh/año. Esta energía supone un coste anual de 2 M€. El doble circuito Cañuelo-Pinar del Rey 220 kV evita dicha energía no suministrada, aumentando la

seguridad de suministro, este valor equivale al beneficio socio-económico del proyecto.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) = **23%**.
- Periodo de recuperación de la inversión (PR) = **5 años**.

## ACTUACIÓN TS-6: Palos 400/220 kV AT2 y cable Palos-Torrearenillas 2 220 kV

El proyecto consiste en la construcción de un segundo transformador 400/220 kV en la subestación de Palos y un segundo circuito Palos-Torrearenillas 220 kV que tiene que construirse en cable por inviabilidad física de hacerlo en aéreo.

Esta actuación mejora la Red de Transporte de la provincia de Huelva y permite mejorar la evacuación de la generación de ciclo combinado de gas natural actualmente instalada en la subestación de Palos 400 kV.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

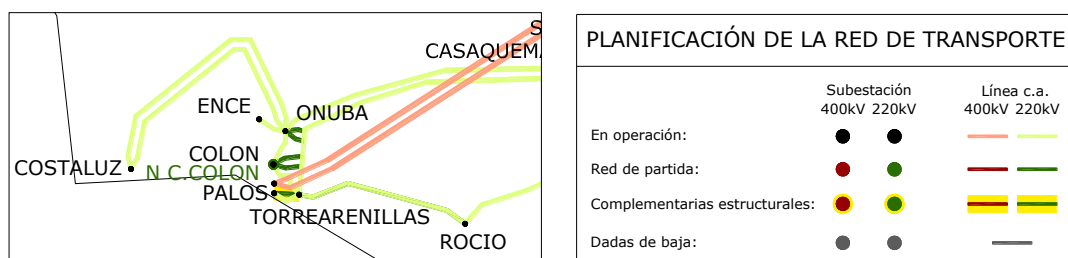
**Nuevo cable Palos-Torrearenillas 220 kV cto. 2**

**Nuevo transformador Palos 400/220 kV**

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	2	3
Cable (km)	-	3
Transformadores (MVA)	600	

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **22,3 M€**

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La segunda unidad de transformación 400/220 kV en Palos y el segundo cable Palos-Torrearenillas 220 kV, permiten mejorar la evacuación de la generación de ciclo combinado actualmente instalada en Palos a través de la Red de Transporte de 220 kV de la zona de Huelva.

El proyecto permite cumplir el P.O.1.1 "Criterios de funcionamiento y seguridad" evitando sobrecargas superiores al 15% en la Red de Transporte que se producen en la zona en situación de contingencia N-2. Ante el fallo del doble circuito Guillena-Palos 400 kV toda la generación conectada en la subestación de Palos va por el actual transformador Palos 400/220 kV y por la línea existente Palos-Torrearenillas 220 kV, produciendo sobrecargas en ambos elementos.

En muchos de los escenarios analizados, que suponen unas 3.677 horas/año, ante el fallo del DC Guillena-Palos 400 kV, se producen sobrecargas máximas del 97% en el transformador Palos 400/220 kV y del 73% en la línea Palos-Torrearenillas 220 kV, por lo que para evitarlas se aplican teledisparos a la generación de ciclo combinado actualmente instalada en Palos. Con este proyecto se evitarían las sobrecargas y se minimizarían los escenarios en que se tendrían que aplicar medidas de teledisparo a la generación.

Como se ha mencionado anteriormente, las actuaciones descritas permiten incrementar significativamente la

capacidad de evacuación de la generación de ciclo combinado instalada en la zona de Palos, lo que supone un beneficio socio-económico por reducción de las restricciones técnicas esperado que asciende a 3 M€/año.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) = **11%**.
- Periodo de recuperación de la inversión (PR) = **9 años**.

## h) Baleares

### ACTUACIÓN TIB-1: Ibiza. Repotenciación San Antonio-Santa Eulalia 66 kV

Esta repotenciación permite reforzar la alimentación de la zona de Santa Eulalia en la isla de Ibiza evitando el incumplimiento de PPOO por sobrecarga.

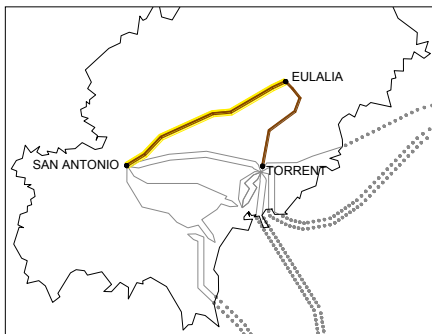
#### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

Repotenciación de la línea Eulalia-San Antonio 66 kV.

#### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	66 kV
Línea aérea (repot. km)	-	15

#### • MAPA LOCAL



REPOTENCIACIÓN/INCREMENTO CAPACIDAD	
	Línea c.a. 220kV 132kV 66kV
Red de partida:	
Complementarias Estructurales:	

#### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

**0,5 M€**

#### • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la actualidad la capacidad de la línea de 66 kV San Antonio-Santa Eulalia permite un aumento de la demanda muy limitado en la subestación Santa Eulalia 66 kV sin incumplimiento del criterio N-1 y por tanto incumplimiento del P.O. SEIE 13 "Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares". Por consiguiente la demanda futura de esta subestación no está garantizada.

Los análisis realizados dan como resultado sobrecargas no admisibles en la línea San Antonio-Santa Eulalia 66 kV ante el fallo de la línea Santa-Eulalia-Torrent 66 kV durante la punta de verano.

La demanda prevista en 2020 en la SE Santa Eulalia es de 67,4 MW en punta de verano, lo cual supone una demanda estimada de 1.011 MWh/año en 2020. Según las estadísticas de indisponibilidad de la línea Santa Eulalia-Torrent 66 kV durante los últimos 8 años, la indisponibilidad potencial de la línea existente Santa Eulalia-Torrent 66 kV es de 187 horas al año, considerando mantenimiento, fallos forzosos y otras causas. Por lo tanto hay una ENS potencial en Santa Eulalia 66 kV de 21,52 MWh/año. Esta energía tiene un coste de ENS anual de **0,14 M€**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **25 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **5 años**.



## ACTUACIÓN TIB-2: Mallorca. Reconfiguración de la capital

Esta actuación permite mejorar el suministro a la zona de Palma en Mallorca a la vez que se reducen las corrientes de cortocircuito a valores admisibles.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

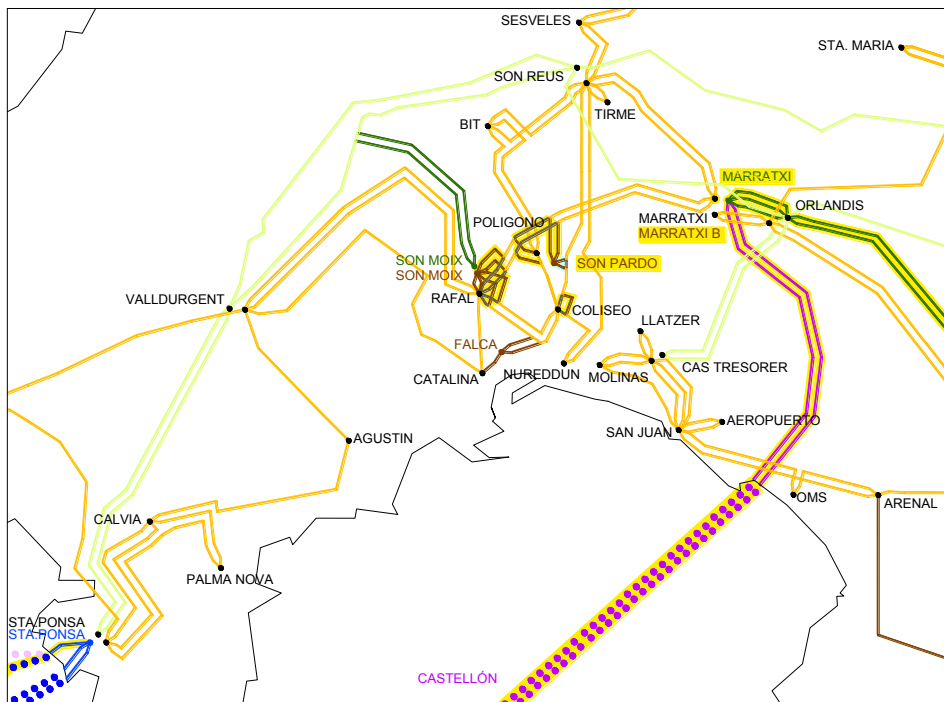
#### Reconfiguración de la red de Palma

- Nueva subestación Son Pardo 66 kV.
- Nueva subestación Marratxí B 66 kV resultante de la partición de la actual subestación Marratxí 66 kV en dos subestaciones, a través de la instalación de interruptores de acoplamiento longitudinales.
- Cambios topológicos que dan lugar a los circuitos de 66 kV: Son Moix-Polígono, Son Moix-Coliseo 1 y 2, Son Moix-Falca y Marratxí B-Son Pardo 1 y 2.
- Bypass operable en Coliseo 66 kV que da lugar al circuito Son Pardo-Nuredduna 66 kV con la baja de los circuitos Son Pardo-Coliseo 66 kV y Coliseo-Nuredduna 66 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	132 kV	66 kV
Posiciones	-	11
Cable (km)	-	3

### MAPA LOCAL



	Subestación			Línea c.a.			Cable submarino		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV	c.c.	c.a. 132kV	c.a. 66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—	⋯	⋯	⋯
Red de partida:	●	●	●	—	—	—	⋯	⋯	⋯
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—	⋯	⋯	⋯
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—	⋯	⋯	⋯

## • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

**11,7 M€**

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Se ha realizado una estimación de la ENS que supondría la no realización de la red propuesta en este informe:

- En situación de plena disponibilidad (N) para el horizonte 2020 se observan sobrecargas inadmisibles, acorde a lo establecido en el P.O. SEIE 13, en las líneas Rafal-Valldurgent 1 y 2 66 kV. Asimismo, en situación de fallo de uno de los circuitos Rafal-Son Moix 1 y 2 66 kV se observan sobrecargas inadmisibles en el otro circuito. Teniendo en cuenta lo anterior, así como la probabilidad de fallo de un cable de 66 kV, se estima una ENS anual de 1.995 MWh. Esta energía tiene un coste de ENS anual de **13 M€**.

Por otro lado, sin la puesta en servicio de las actuaciones descritas anteriormente, las potencias de cortocircuito al final de periodo de planificación alcanzarán valores por encima de los 35 kA (monofásica), valores superiores a los límites establecidos en PO-SEIE 12.2 (31,5 kA para 66 kV), con el consiguiente riesgo para los equipos y aparataje instalados en la subestación.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **> 50 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **1 año**.

### ACTUACIÓN TIB-3: Mallorca. Interruptor de acoplamiento en Murterar 220 kV

Actuación consistente en la instalación de interruptores y seccionadores longitudinales y de acoplamiento en la subestación Murterar 220 kV para permitir su explotación en dos subestaciones de doble barra y reducir así su criticidad.

#### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

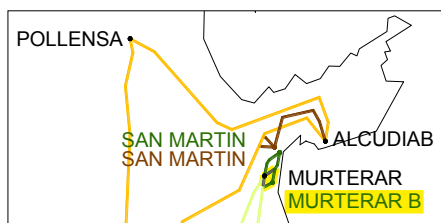
**Instalación de interruptor y seccionadores longitudinales y de acoplamiento para partir la actual subestación Murterar 220 kV en Murterar y Murterar B.**

**Cambios de topología de Murterar B-San Martín 220 kV y Murterar B-Llubí 220 kV.**

#### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	132 kV	66 kV
Posiciones	1	-

#### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE						
	Subestación			Línea c.a.		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—

#### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **1,4 M€**

#### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la actualidad en la subestación de Murterar 220 kV se encuentra instalada el 40% de la generación de la isla de Mallorca, por lo que ante restricciones ya sea por trabajos en la propia subestación o por indisponibilidad de una de las líneas de evacuación de la central, esto es Murterar-Llubí 1 y 2 220 kV, se encarece el precio de la energía en el global de las islas. La energía redespachada en la SE Murterar 220 kV por restricciones entre 2009 y lo que llevamos de 2013 ha sido de 330 GWh, lo que da lugar a una reducción de la eficiencia económica.

Por otro lado, una falta en esta subestación podría provocar un cero de tensión en el subsistema Mallorca-Menorca. Prueba de ello fue el cero de tensión ocurrido en noviembre de 2008 como consecuencia de una falta en barras en la SE Murterar 220 kV.

Los datos de afectación del incidente se reflejan en la siguiente tabla:

Islas afectadas	Mallorca/Menorca
Corte de mercado	638 MW
Energía no Suministrada	1.989 MWh
Nº Clientes Afectados	574.475 clientes
Duración del Incidente	413 minutos

Aunque el actual enlace Península-Mallorca ha permitido interconectar el subsistema eléctrico Mallorca-Menorca con el sistema eléctrico peninsular proporcionando una mejora sustancial tanto en términos de

seguridad del suministro ante desequilibrios demanda-generación como en costes variables de generación, no proporciona una seguridad absoluta ante incidentes de tal magnitud que conlleven desbalances generación-demanda mayores de los que el subsistema Mallorca-Menorca es capaz de sobrellevar. La pérdida de la SE Murterar 220 kV implica la desconexión de la generación base del subsistema Mallorca-Menorca que está en torno a los 400 MW. Ante esta contingencia y considerando el régimen de explotación máximo de la interconexión con la península (unos 280 MW), el enlace sería capaz de absorber únicamente unos 150 MW por lo que el resto del desbalance generación-demanda debería compensarse mediante el sistema automático de deslastre de cargas y la regulación disponible de la poca generación síncrona previsiblemente acoplada.

Mucho más importante, es el hecho de que la pérdida completa de la central de Murterar se traduciría en una importante reducción de la potencia de cortocircuito disponible, incluso por debajo de la necesaria para el funcionamiento efectivo de la interconexión HVDC, con lo que previsiblemente se produciría el disparo en cascada de la misma dependiendo del escenario de demanda y el resto de grupos acoplados en el sistema.

Las repercusiones del incidente dependerían de los diferentes escenarios de demanda, de Red de Transporte considerada y de generación síncrona acoplada, siendo crítico en los periodos valle de demanda, donde la contingencia descrita desembocaría con toda seguridad en un cero de tensión en el subsistema Mallorca-Menorca.

## ACTUACIÓN TIB-4: Mallorca. Transformadores AT1 y AT2 132/66 kV en Artá

Esta actuación consiste en la instalación de dos transformadores que posibiliten la conexión de la futura SE Artá 132 kV con el 66 kV para mejorar el suministro en la zona Noroeste de la isla de Mallorca.

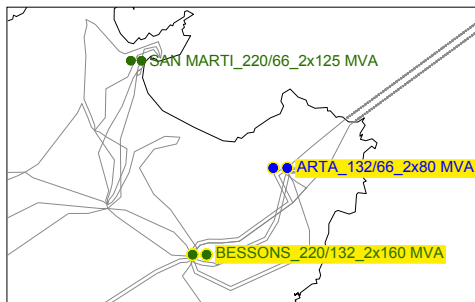
### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

Nuevos transformadores AT1 y AT2 132/66 kV en Artá.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	132 kV	66 kV
Posiciones	3	2
Transformadores (MVA)	160	

### MAPA LOCAL



ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN		
	Transformador	
	220/132/66 kV	132/66 kV
Red de partida:	●	●
Complementarias Estructurales:	● NOMBRE	● NOMBRE
Dados de baja:	●	●

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

6,6 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la propuesta de programa anual 2013 se incluye la conexión en Mallorca del segundo enlace a Menorca en Artá 132 kV. Para mejorar la seguridad de suministro en la zona noroeste de la isla de Mallorca se propone, además, la instalación de dos transformadores Artá 132/66 kV. Los estudios realizados indican que sin la puesta en servicio de esta actuación se producen sobrecargas inadmisibles, según lo establecido en el P.O. SEIE 13, de uno de los circuitos Artá –Manacor 1 y 2 66 kV ante la indisponibilidad del otro. Esta actuación permite por tanto mejorar la calidad y seguridad de suministro de la zona.

## ACTUACIÓN TIB-5: Mallorca. Cambio de tensión a 132 kV de los circuitos Artá-Capdepera 1 y 2 66 kV

Esta actuación permite hacer viable la conexión física del segundo enlace Mallorca-Menorca 132 kV contemplados en la propuesta de programa anual de instalaciones de las redes de transporte de 2013.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

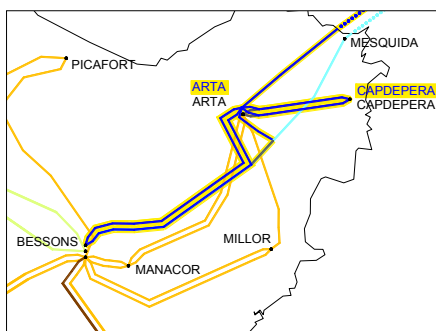
#### Cambio de tensión de los circuitos 1 y 2 Artá-Capdepera 66 kV a 132 kV

- Cambio tensión Artá-Capdepera 1 y 2 66 kV a 132 kV.
- Subestación Capdepera 132 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	132 kV	66 kV
Posiciones	6	-
Cable (km)	0.4	-

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE						
	Subestación			Línea c.a.		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

5,4 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El refuerzo del enlace existente entre las islas de Mallorca y Menorca a través de un segundo enlace permite mejorar notablemente la seguridad de suministro de la isla de Menorca. Por ello en la propuesta de programa anual de 2013 se incluye junto con otras actuaciones este segundo enlace, que en su conjunto da lugar a un ahorro en costes variables de generación de 135 M€ anuales. Este ahorro se traduce en definitiva en un incremento del beneficio socio-económico.

La implantación física del segundo enlace Mallorca-Menorca requiere, entre otros, de una subestación de 132 kV, Artá en Mallorca y dos transformadores 132/66 kV en la misma subestación. Actualmente, la subestación Artá 66 kV no cuenta con espacio disponible para las dos posiciones necesarias para los transformadores 132/66 kV. Se requiere por tanto liberar dos posiciones existentes en Artá 66 kV para poder conectar los transformadores. La solución propuesta consiste en cambiar la tensión del D/C existente Artá-Capdepera 66 kV, puesto que en la actualidad estos cables ya están preparados para su explotación a 132 kV y no requieren por tanto cambio de conductor. De esta manera, estos dos cables se conectarán a la subestación Artá 132 kV liberando las dos posiciones necesarias en la subestación de 66 kV.

## ACTUACIÓN TIB-6: Adecuación de la subestación Cala Millor 66 kV a los procedimientos de operación

Esta actuación consiste en la instalación del interruptor de acoplamiento para adecuación de la subestación Cala Millor 66 kV a los procedimientos de operación.

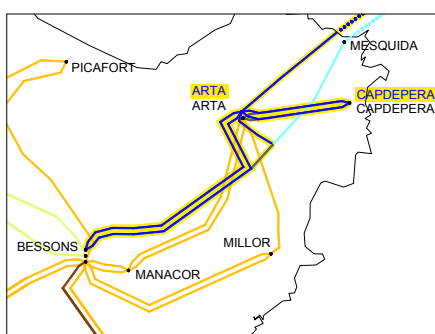
### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

Instalación del interruptor de acoplamiento en la subestación existente Cala Millor 66 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	132 kV	66 kV
Posiciones	-	1

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE						
	Subestación			Línea c.a.		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

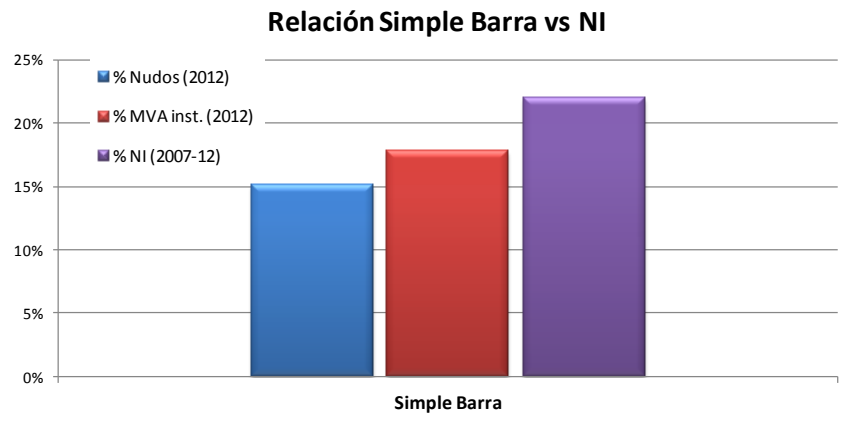
El coste total estimado para esta actuación asciende a: **0,5 M€**

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la actualidad la subestación Cala Millor 66 kV presenta una configuración de simple barra con barra de transferencia, configuración no preferente de acuerdo a lo establecido en el P.O. SEIE 13. La repercusión de la existencia de este tipo de configuraciones en la Red de Transporte es uno de los aspectos que se desarrollan en el capítulo 4.2 “La calidad de servicio en la planificación de la Red de Transporte” de este documento.

Debido a que las subestaciones de simple barra son las que resultan más críticas para el sistema, se propone la instalación en la SE Cala Millor 66 kV de un interruptor de acoplamiento, de esta manera Cala Millor 66 kV pasaría a operarse como una SE con configuración de doble barra, mejorando por tanto la calidad de suministro en la zona.

En el siguiente gráfico se muestra para el año 2012 y para el SEPE, el porcentaje de subestaciones con configuración en simple barra, los MVA de transformación instalada en estas subestaciones, y el porcentaje sobre el total de NI (número de interrupciones en punto frontera). Se puede observar que existe un porcentaje significativo de nudos con una configuración en simple barra, que a su vez son responsables de un porcentaje notorio del total del número de interrupciones en los puntos frontera obtenida en los últimos años.



Efecto configuraciones en simple barra respecto al NI del SEPE



## ACTUACIÓN TIB-7: Enlaces en el sistema balear

Los dos problemas más relevantes de la operación de los sistemas eléctricos aislados, o débilmente conectados, como los del sistema eléctrico de Baleares, son por una parte el control de frecuencia, ya que se debe garantizar la estabilidad de la frecuencia del sistema en caso de desconexión imprevista de generación o de demanda, y por otro lado los elevados costes de generación.

Para resolver los problemas comentados anteriormente se han planificado los siguientes enlaces, que contribuirán a robustecer el sistema balear: Segundo enlace Mallorca-Menorca 132 kV, tercer enlace Mallorca-Ibiza 132 kV y segundo enlace en continua Península-Mallorca 2 x 500 MW en tecnología VSC. Adicionalmente, estos enlaces derivarán en una mejor gestión de la generación, por ende, en una reducción de los costes del sistema.

El desarrollo de dichas actuaciones se plantea en dos fases, siendo la primera de ellas la puesta en servicio del segundo enlace Mallorca-Menorca 132 kV y posteriormente el tercer enlace Mallorca-Ibiza 132 y los dos nuevos enlaces en tecnología VSC de 500 MW entre Península y Mallorca.

La situación actual es la siguiente:

- Los enlaces HVDC Península – Mallorca están en servicio.
- Los enlaces Mallorca-Ibiza 1 y 2 se encuentran en construcción.
- Los enlaces Ibiza-Formentera 1 y 2 iniciando la tramitación al estar incluidos en las actuaciones aprobadas el 1 de julio de 2014 en la *ORDEN IET/1131/2014*.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Segundo enlace Mallorca-Menorca:

- Nuevo enlace submarino Artá-Ciudadela 132 kV.
- Cambios topológicos que dan lugar al D/C Artá-Bessons 220 kV funcionando inicialmente a 132 kV.
- Nueva subestacion Artá 132 kV.
- Adecuación subestación Bessons 132 kV.
- Adecuación subestación Ciudadela 132 kV.
- Dos unidades de transformación Bessons 220/132 kV.
- Nuevas reactancias en Artá 132 kV REA 1 y REA 2 y en Ciudadela 132 kV REA 1 y REA 2.
- Tercer enlace Mallorca-Ibiza:
- Nuevo enlace submarino Torrent-Santa Ponsa 132 kV.
- Tercera unidad de transformación 220/132 kV.
- Nuevas reactancias en Torrent 132 kV REA 1, REA 2 y REA 3 y en Santa Ponsa 132 kV REA 1, REA 2 y REA3.
- Enlace VSC Península-Mallorca:
- Actuaciones en la península.
- Nuevo enlace submarino cc Península-Mallorca.
- Doble circuito de línea-cable en Lluçmajor-Orlandis 220 kV
- Tres circuitos de cable en Marratxi-Orlandis 220 kV.
- Nueva subestacion Lluçmajor 220 kV.
- Dos unidades de transformación Lluçmajor 220/66 kV.

• **RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	220 kV	132 kV/66 kV
Posiciones	22	29/2
Línea (km)	79	-
Cable (km)	20	1/0-
Línea c.c. (km)	600	
Enlace submarino (km)		197
Transformadores (MVA)	480 ( 220/132 kV), 250 (220/66 kV)	
Reactancias (Mvar)	-	170

• **VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **1378 M€**

• **JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

El reducido tamaño de los subsistemas que componen el sistema eléctrico de Baleares, así como el carácter aislado de los mismos, influyen en la estabilidad del sistema en su conjunto. La reducida inercia total es la característica diferencial de los sistemas pequeños y aislados frente a los sistemas interconectados, lo que contribuye a que se produzcan grandes variaciones de frecuencia en caso de perturbaciones tales como la desconexión de grupos generadores o cortocircuitos que acarreen desequilibrios generación-demanda. En los sistemas aislados pequeños, incluso con reserva rodante superior a la potencia de la generación que se desconecta, se puede producir el colapso del sistema si la frecuencia cae con más rapidez que la capacidad de respuesta de los reguladores de carga-velocidad. Los sistemas pequeños y aislados precisan planes de deslastre de cargas que aseguren la estabilidad en caso de desconexión de un grupo generador, minimizando la magnitud de la carga deslastrada.

Además el sistema eléctrico balear se caracteriza por una alta concentración de la generación de régimen ordinario que conlleva que ante un único incidente, como una perturbación de red severa o la desconexión completa de una central, se deje fuera de servicio un mayor número de infraestructuras del sistema eléctrico provocándose la desconexión de clientes al actuar los sistemas automáticos de deslastre para intentar reponer el equilibrio de generación-demanda.

En particular, en este tiempo se han constatado infinidad de problemas asociados a la antigüedad del parque a 220 kV de la central de Es Murterar. Los constantes problemas en el embarrado obligan a desacoples de barras con el objeto de realizar recargas del mismo, generándose restricciones técnicas a la generación acoplada en dicha central (esta central provee la potencia base del sistema balear, representando hasta un 50% de la generación acoplada). Dadas las características del actual enlace y sus requisitos mínimos de potencia de cortocircuito (que es aportada por la mencionada central de Es Murterar) se puede advertir el riesgo intrínseco de un fallo del embarrado en dicha central que inequívocamente conllevaría problemas de explotación del actual enlace.

Por otro lado el pasado 25 de febrero de 2013, como consecuencia del disparo del enlace HVDC (High Voltage Direct Current) 250 kV Morvedre-Santa Ponsa 1 y 2, se pierde una demanda de 127 MW en el subsistema Mallorca-Menorca (que actualmente no se encuentra conectado con Ibiza), que afectó a 144.580 clientes. En el instante del incidente el enlace estaba limitado a 160 MW, por el descargo en curso de la línea de 220 kV Valldurgent-Son Reus 2 debido a trabajos de adecuación a los estándares de Red Eléctrica.

En definitiva, la interconexión múltiple del sistema eléctrico de Baleares con la Península y de los propios subsistemas interinsulares entre sí permitirán reducir la vulnerabilidad de estos sistemas y mejorar considerablemente la seguridad de suministro, disminuyendo la energía no suministrada fruto de incidentes en la red.

Por otro lado, estos enlaces permitirán una utilización más eficiente de los recursos de generación necesitando

el sistema conjunto una menor cuantía de reserva, un menor número de arranques y una menor potencia instalada, así como permitiendo una mayor integración de energías renovables al tratarse de un sistema más grande. El ahorro anual que suponen estos enlaces en términos de costes variables y fijos de generación se sitúa en **300 M€**.

A partir del valor anterior se ha estimado la rentabilidad social global del conjunto de actuaciones de desarrollo de la Red de Transporte necesarias para la puesta en servicio de los enlaces propuestos mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **20 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **5 años**.

**i) Canarias**

**ACTUACIÓN TIC-1: Gran Canaria. Criticidad del nudo Barranco Tirajana 220 kV**

En la isla de Gran Canaria existen dos importantes nudos de generación, uno al norte de la isla (Jinamar 220-66 kV) y el otro en el sur (Barranco –Bco- de Tirajana 220-66 kV). Ambos nudos se consideran críticos, es decir son nudos en los que cortocircuitos despejados en 500 ms, o incluso tiempos más cortos, pueden tener consecuencias muy severas (incluso el cero de la isla completa). La criticidad del nudo de Jinamar 200 kV se reduce con el desmallado de esta subestación con la creación de El Sabinal 220-66 kV aprobada en el programa anual de 2012. Reducir la criticidad del nudo de Bco de Tirajana 220 kV es el objeto de esta actuación.

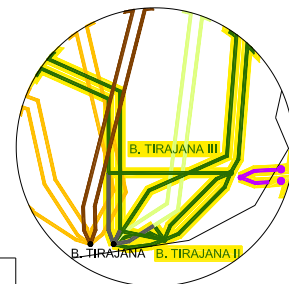
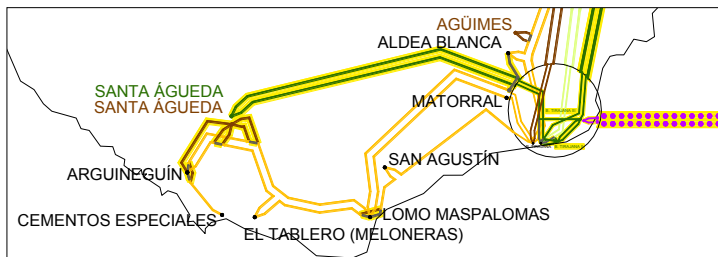
**DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN**

**División de la actual Bco de Tirajana en dos: Bco Tirajana I y Bco Tirajana II 220 kV (inclusión de interruptores longitudinales y acoplamiento).**

**RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	220 kV	66 kV
Posiciones	4	-

**MAPA LOCAL**



	Subestación			Línea c.a.			Cable submarino		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV	c.c.	c.a. 132kV	c.a. 66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—	⋯	⋯	⋯
Red de partida:	●	●	●	—	—	—	⋯	⋯	⋯
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—	⋯	⋯	⋯
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—	⋯	⋯	⋯

**VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **5,9 M€**

**JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

La subestación de Bco de Tirajana 220 kV constituye uno de los dos centros donde se conecta la generación ordinaria de los existentes en Gran Canaria. Concretamente, en Bco Tirajana 220 kV se encuentra directamente acoplada el 64% de la generación ordinaria total del sistema. Se trata, pues, del nudo con mayor concentración de generación ordinaria del sistema eléctrico de Gran Canaria.

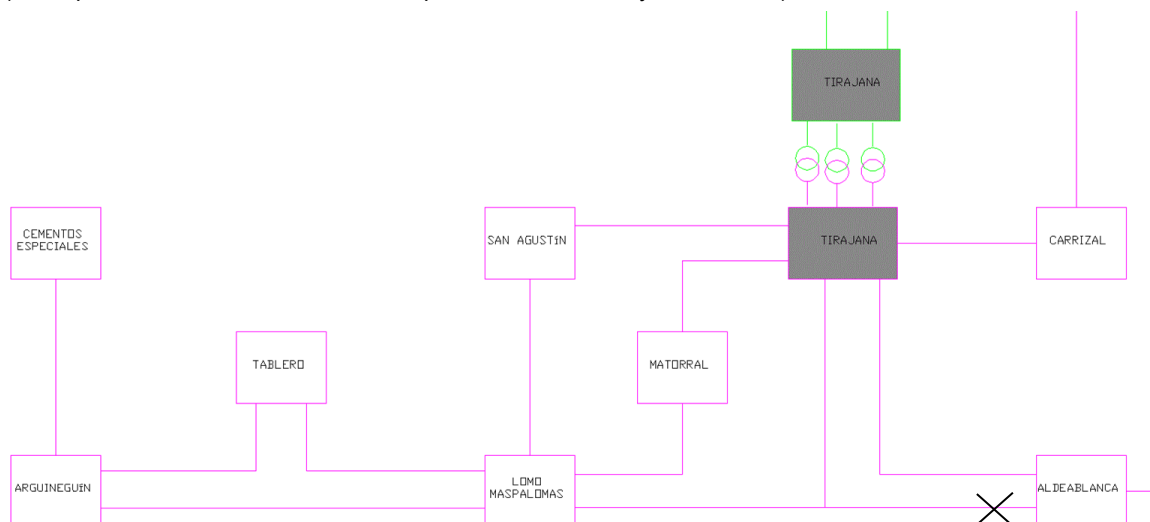
Por lo tanto, el postulado de una falta en barras de este nudo con fallo de protecciones supone la pérdida del parque de generación acoplado al mismo por el simple hecho de aislar la falta. Además, la pérdida de semejante volumen de generación conlleva una sub-frecuencia en el sistema que provoca el disparo del resto del parque de generación por actuación de los relés de sub-frecuencia de los propios grupos, tanto para el caso

de punta como para el valle. Esta situación implica, para determinados tiempos de falta, el colapso total del sistema, es decir la pérdida total del suministro.

La criticidad del nudo se reduce mediante una separación física de ambos nudos con la inclusión de dos interruptores longitudinales, uno transversal y la reconfiguración de las posiciones para garantizar la seguridad de suministro.

## ACTUACIÓN TIC-2: Gran Canaria. Mallado de la red en la zona de Santa Águeda

El suministro eléctrico de la zona sur y suroeste de la isla de Gran Canaria se efectúa a partir de un única subestación, Bco de Tirajana 66 kV, de la que parten tres ejes, ya que para evitar sobrecargas en tiempo real, la T de Aldea Blanca se opera en abierto. Esta red resulta ya deficitaria para abastecer los niveles de demanda actuales ya que la indisponibilidad de alguno de estos elementos tiene efectos en la fiabilidad y calidad del suministro (incumplimiento de Procedimiento de Operación POSEIE 1 y POSEIE 13).



Esquema unifilar de la Red de Transporte actual en la zona sur y suroeste de Gran Canaria

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Nueva subestación Santa Águeda 220 kV, doble circuito Santa Águeda-Barranco Tirajana 220 kV y dos unidades de transformación 220/66 en Santa Águeda.

- Doble circuito Santa Águeda-Barranco de Tirajana 220 kV.
- La subestación Santa Águeda 220 kV no está paralizada por el RDL 13/2012.
- Las dos unidades de transformación Santa Águeda no están paralizadas por el RDL 13/2012.

#### Nueva subestación Santa Águeda 66 kV, entrada/salida en Arguineguín-Lomo Maspalomas y en Arguineguín-El Tablero 66 kV.

- Entrada/salida de Santa Águeda en Arguineguín-Lomo Maspalomas 66 kV.
- Entrada/salida de Santa Águeda en Arguineguín-El Tablero 66 kV.
- La nueva subestación Santa Águeda 66 kV no está paralizada por el RDL 13/2012.

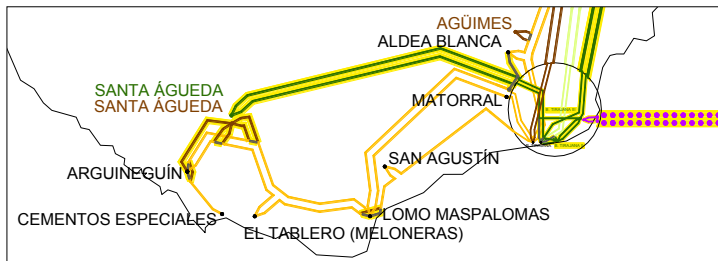
#### Cambio topología Santa Águeda-Cementos Especiales 66 kV.

#### Nueva línea Arguineguín- Santa Águeda 66 kV.

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	66 kV
Posiciones	4	8
Línea aérea (km)	64	8
Cable (km)	2	5

• **MAPA LOCAL**



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE									
	Subestación			Línea c.a.			Cable submarino		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV	c.c.	c.a. 132kV	c.a. 66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—	—	—	—

• **VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

**51,5 M€**

• **JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

El suministro eléctrico de la zona sur y suroeste de Gran Canaria, que representa un 30 % de la demanda total de la isla, se efectúa a partir de una única subestación, Bco de Tirajana 66 kV, de la que parten tres ejes. La pérdida de la subestación de Bco. de Tirajana supone pues la pérdida de la alimentación de esta zona, tal y como ocurrió en 2010 donde se produjo una pérdida de mercado de 171 MW (37 % de la demanda total) provocando un cero de tensión en las subestaciones de 66 kV de Barranco de Tirajana, Carrizal, Matorral, Lomo Maspalomas, San Agustín, El Tablero, Arguineguín y Cementos Especiales. Asimismo, se produjo la desconexión de una bolsa de generación de 187 MW.

Adicionalmente la red de esta zona incumple los criterios básicos de seguridad de suministro e idoneidad de la Red de Transporte (POSEIE 1 y POSEIE 13), incrementando las probabilidades de pérdida de suministro con incidentes que producirían cortes de mercado de hasta 47 MW, como en el último incidente producido el pasado 22 de febrero de 2013, con la pérdida de suministro de demanda de un 10% del total de la isla de Gran Canaria, durante un máximo de 13 minutos que, afectando a 22.484 clientes, según ha informado ENDESA Distribución.

Si bien no resulta tan grave como la indisponibilidad de la subestación de Bco de Tirajana completa, la indisponibilidad de cualquiera de los tres ejes de alimentación de la zona sur produce asimismo efectos en el suministro. En el informe del Operador del Sistema, "Informe anual de cobertura de la demanda en Canarias (julio 2012-junio 2013) de REE (Red Eléctrica de España)", se detallan las consecuencias previstas del fallo de dichos ejes en el suministro del año móvil de estudio (julio 2012 a junio 2013).

En los estudios realizados en el actual proceso de planificación de la red transporte los casos más desfavorables, disparo del circuito El Tablero-Lomo Maspalomas 66 kV por una parte y del circuito Arguineguín-El Tablero 66 kV por otra, podría llevar a que fuera necesario deslastrar unos 28,5 MW en la zona sur.

Así pues la red que alimenta la zona sur de la isla, incumple los criterios básicos de seguridad de suministro e idoneidad de la Red de Transporte (POSEIE 1 y POSEIE 13) según los cuales el sistema debe soportar contingencias simples (N-1) sin afección a la calidad y seguridad de suministro.

Las sobrecargas observadas en N en el trafo de Bco Tirajana II 200/66 kV en un total de 483h anuales nos llevan a un redespacho de la generación de 5 MW con un coste estimado de **0,47 M€**, teniendo en cuenta el

coste reconocido por el sistema del grupo acoplado por redespacho.

Se ha realizado una estimación de la ENS que supondría la no realización del mallado de Santa Águeda 220/66 kV:

- Teniendo en cuenta la demanda anual consumida en la zona sur y suroeste de Gran Canaria, que representa un 30 % de la demanda total de la isla (685 MW) , suponiendo la indisponibilidad de la línea El Tablero-Lomo Maspalomas 66 kV (5,3 km de cable) por una parte y la indisponibilidad de la línea Arguineguín-El Tablero 66 kV (8 km de cable) por otra, en unas 49h/año (según estadísticas de indisponibilidad de los últimos 8 años), se estima una ENS de 950 MWh que, valorada a 6.350 €/MWh (referencia ENTSOE), da un coste estimado de ENS anual evitado por el proyecto **6,03 M€**.

Adicionalmente, se ha observado que el mallado de Santa Águeda 220/66 kV no resuelve toda la situación ya que en el caso más desfavorable se siguen observando sobrecargas en el nuevo circuito Arguineguín-Santa Águeda 66 kV (40 MVA) ante el disparo del nuevo circuito dos Arguineguín-Santa Águeda 66 kV (60 MVA). Por ello, se incluye en este estudio la necesidad del tercer circuito Arguineguín-Santa Águeda y los cambios topológicos que implica.

Se ha realizado una estimación de la ENS que supondría la no realización de dicha red adicional necesaria:

- La demanda anual consumida en Arguineguín 66 kV representa un 6 % de la demanda total de la isla (685 MW), suponiendo la indisponibilidad del circuito dos Arguineguín-Santa Águeda 66 kV (7 km) de unas 49h/año (según estadísticas de indisponibilidad de los últimos 8 años), se estima una ENS de 104 MWh que, valorada a 6.350 €/MWh (referencia ENTSOE), da un coste estimado de ENS anual evitado por el proyecto **0,66 M€**.

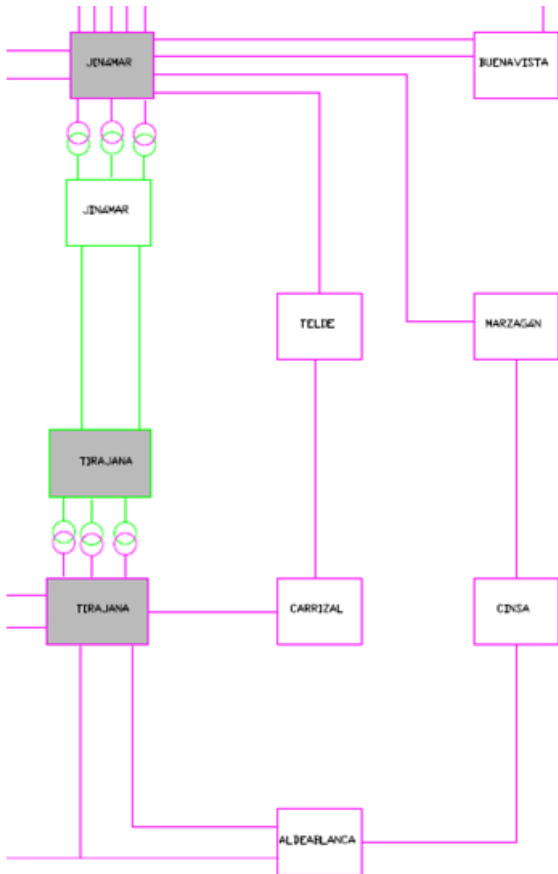
Finalmente, el análisis realizado permite estimar la rentabilidad social global del conjunto de actuaciones de desarrollo de la Red de Transporte planteadas mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **10 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **10 años**.



### ACTUACIÓN TIC-3: Gran Canaria. Nuevo eje 220 kV norte-sur

La Red de Transporte de 220 kV de Gran Canaria se compone actualmente únicamente de un doble circuito entre los nudos de Barranco de Tirajana y de Jinamar, nudos donde se concentra toda la generación de régimen ordinario instalada en la isla. Este eje de 220 kV junto con el doble circuito de 66 kV en paralelo (Jinámar-Telde-Carrizal-Bco. Tirajana y Jinámar-Marzagán-Cinsa-Aldea Blanca-Bco. Tirajana) garantiza la conexión entre la Red de Transporte del norte de la isla y la del sur de la isla.



Esquema unifilar de la Red de Transporte actual en la zona sur y suroeste de Gran Canaria

#### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

**Nuevo eje Sabinal-Bco Tirajana I y III 220 kV.**

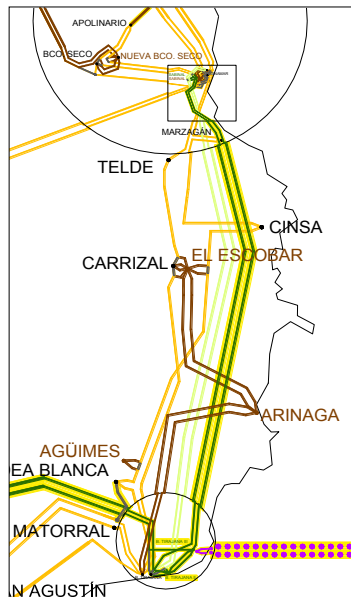
**Nueva Bco Tirajana III y Cambios de topología asociados:**

- Nueva subestación de Bco de Tirajana III 220 kV
- Nuevo DC Bco de Tirajana II-Bco de Tirajana III 220 kV
- Cambio de topología de Bco Tirajana I-Sta Águeda 220 kV a Bco Tirajana III-Sta Águeda 220 kV

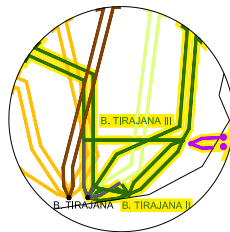
#### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	66 kV
Posiciones	11	-
Línea aérea (km)	66	-
Cable (km)	11	-

## • MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE									
	Subestación			Línea c.a.			Cable submarino		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV	c.c.	c.a. 132kV	c.a. 66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—	—	—	—



## • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

70 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Hoy en día, el disparo del eje de 220 kV fuerza al paso de todo el flujo de potencia norte-sur a través del eje de 66 kV (Jinámar-Telde-Carrizal-Bco. Tirajana y Jinámar-Marzagán-Cinsa-Aldea Blanca-Bco. Tirajana). En función de las distribuciones de demandas y de generación en el momento del disparo existirá más o menos riesgo de sobrecarga del eje de 66 kV con el posterior disparo de dicho eje y la consiguiente separación del sistema en dos islas eléctricas. En condiciones de fuerte desequilibrio generación-consumo en cada una de estas islas eléctricas es muy probable que finalmente el incidente derive en un cero zonal importante, con riesgo de colapso de tensiones que pondría en riesgo el conjunto del sistema, es decir a la seguridad del suministro.

La longitud del doble circuito de 220 kV Jinámar-Bco de Tirajana superior a 30 km, lo que incrementa la probabilidad de fallo, así como las importantes consecuencias de su disparo en la garantía de suministro hacen que deba considerarse esta contingencia doble, N-2, en los análisis de red. Ahora bien, esta contingencia provoca, ya en la red actual, sobrecargas en las líneas de 66 kV así como, en ocasiones, pérdidas de estabilidad, generación y de suministro que incumplen los criterios de idoneidad y estabilidad de la Red de Transporte incluidos en el procedimiento de operación POSEIE 13 (BOE de 31 de mayo de 2006).

Con objeto de minimizar el riesgo, el eje de 66 kV dispone actualmente de automatismos que, en caso de producirse la sobrecarga, deslastran carga de forma selectiva evitando el disparo de las líneas que lo componen. Sin embargo, con la situación de generación prevista la actuación de dichos automatismos puede no ser suficiente y subsiste el riesgo de disparo de líneas en cascada e incluso de colapso de tensión que pondría en riesgo el conjunto del sistema.

En el informe del Operador del Sistema, "Informe anual de cobertura de la demanda en Canarias (julio 2012-junio 2013) de REE (Red Eléctrica de España)", se analiza, a partir del despacho de generación más probable, el riesgo esperable de colapso o disparo de líneas en cascada en el año de estudio (julio 2012 a junio de 2013). El resultado del análisis es significativo ya que en el 24 % de las horas del año estudiado existe riesgo de colapso de tensiones y, por tanto, de pérdida completa del suministro de la isla. Este dato justifica la urgencia de la puesta en servicio del refuerzo de la red de 220 kV considerado en este informe.

Además, para evitar la concentración de las líneas en la subestaciones de Barranco de Tirajana y de Jinamar y dotar al sistema de mayor fiabilidad la conexión de este nuevo eje se realizará en nuevas subestaciones de 220 kV en las zonas norte y sur. La conexión en el norte se efectuará en la subestación de Sabinal 220 kV, incluida en el programa anual 2012, y en el sur en Barranco de Tirajana III. La reconfiguración de la red de 220 kV de Gran Canaria tiene por objeto reducir la criticidad de los nudos, contener las potencias de cortocircuito y permitir tanto la adecuación de flujos en condiciones normales como las tareas de mantenimiento de estos nudos vitales para el sistema. En concreto, para el caso de Barranco de Tirajana III se contempla su conexión mediante doble circuito en cable con Barranco de Tirajana II, así como que quede conectada con Sabinal (Nueva Jinamar) mediante un circuito de 220 kV norte-sur.

La actuación contemplada permite aumentar la fiabilidad del suministro eléctrico de la zona, sin embargo, para garantizar completamente la calidad de dicho suministro a futuro, debe completarse con la duplicación del eje de 220 kV.

Se ha realizado una estimación de la ENS que supondría la no realización de la red propuesta en este informe:

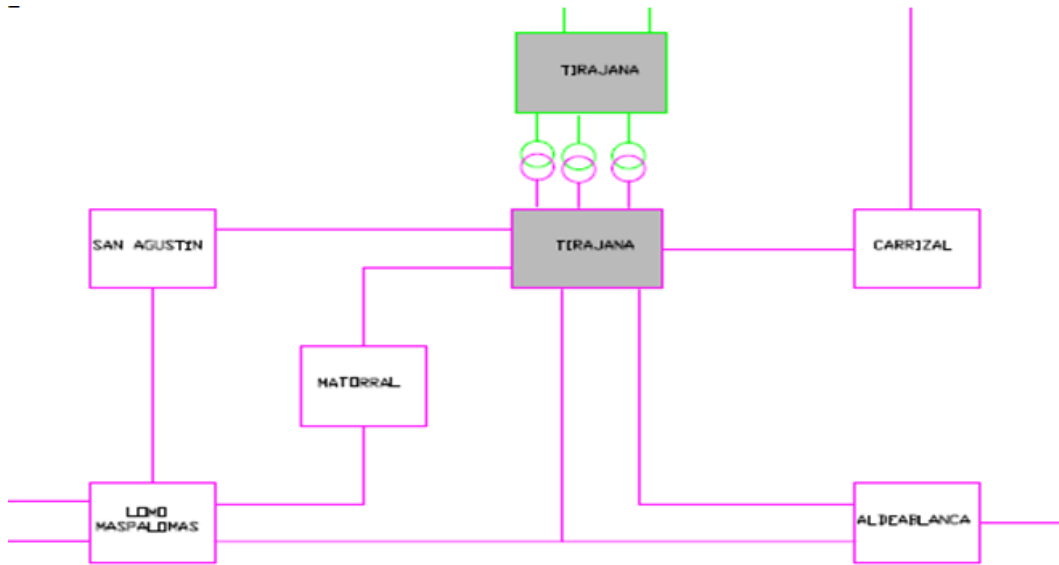
- La demanda anual afectada por el disparo del doble circuito de 220 kV Jinámar-Bco. Tirajana representa un 81 % de la demanda total de la isla (685 MW). Teniendo en cuenta que el sistema tendría 2.060 horas de riesgo de colapso, considerando el despacho más probable de generación y la probabilidad de fallo (según estadísticas de indisponibilidad de los últimos 8 años en Canarias de líneas de 220 kV), da un coste estimado de ENS anual evitado por el proyecto **33,6 M€**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **45 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **3 años**.

### ACTUACIÓN TIC-4: Gran Canaria. Eliminación de la T Aldea Blanca 66 kV

Para evitar situaciones que afecten a la calidad del suministro eléctrico de la zona de Aldea Blanca en Gran Canaria, se plantea la eliminación de la actual T Aldea Blanca. Las conexiones en T existentes se muestran en la siguiente figura.



Esquema unifilar de la Red de Transporte actual en la zona

#### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

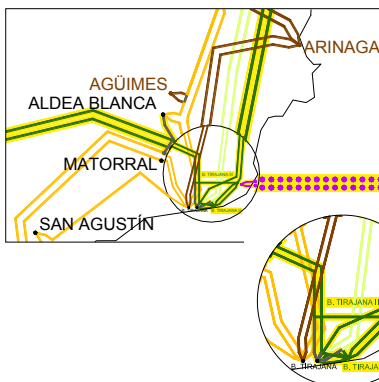
##### Eliminación de la T Aldea Blanca 66 kV

- Nueva línea entre Lomo Maspalomas-Bco de Tirajana 66 kV.
- Baja línea Bco de Tirajana-T Aldea Blanca 66 kV.
- Baja línea Lomo Maspalomas-T Aldea Blanca 66 kV.
- Baja línea Aldea Blanca-T Aldea Blanca 66 kV.

#### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	66 kV
Cable (km)	-	-

#### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE									
	Subestación			Línea c.a.			Cable submarino		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV	c.c.	c.a. 132kV	c.a. 66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—	—	—	—

## • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

0 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Entre los factores más relevantes con influencia en la continuidad de suministro se encuentra topologías singulares de la Red de Transporte como son las conexiones T en la red. Este aspecto es contemplado en la planificación en vigor, recogiendo en las conclusiones del capítulo dedicado a “la calidad de servicio de la Red de Transporte” que se han de eliminar de forma progresiva condiciones topológicas históricas como son las conexiones en T. Por otra parte, como consecuencia de lo anterior el POSEIE 13 establece que para nuevas líneas no se admitirán conexiones en T.

Hay que destacar que las zonas con una alta densidad de demanda, como la zona sur y suroeste de Gran Canaria que representa un 30 % de la demanda total de la isla, son especialmente sensibles a este tipo de conexiones. Esto es así puesto que el descargo por mantenimiento o avería de una conexión T, en la práctica supone dejar fuera de servicio a tres líneas (los tres brazos de la T). Condicionando de esta forma la operación del sistema para mantener una adecuada calidad de suministro.

Esta situación se agrava, ya que el suministro eléctrico de la zona sur y suroeste de Gran Canaria se efectúa a partir de un única subestación, Bco de Tirajana 66 kV, de la que parten tres ejes, confluyendo uno de ellos en la TAldea Blanca.

El análisis realizado permite comprobar la rentabilidad social de la actuación ya que, aportando ventajas para el sistema, no supone ningún coste.

## ACTUACIÓN TIC-5: Gran Canaria. Reconfiguración de la subestación El Sabinal 66 kV

En la isla de Gran Canaria existen dos importantes nudos de generación, uno al norte de la isla (Jinamar 220-66 kV) y el otro en el sur (Barranco-Bco- de Tirajana 220-66 kV). Ambos nudos se consideran críticos, es decir son nudos en que se producen perturbaciones críticas en tiempos de 500 ms o inferiores. La criticidad del nudo de Jinamar 200-66 kV se resuelve con el desmallado de esta subestación mediante la creación de El Sabinal 220-66 kV, aprobada en el programa anual de 2012. No obstante queda pendiente parte de la reconfiguración del nivel de 66 kV que es el objeto de este informe.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

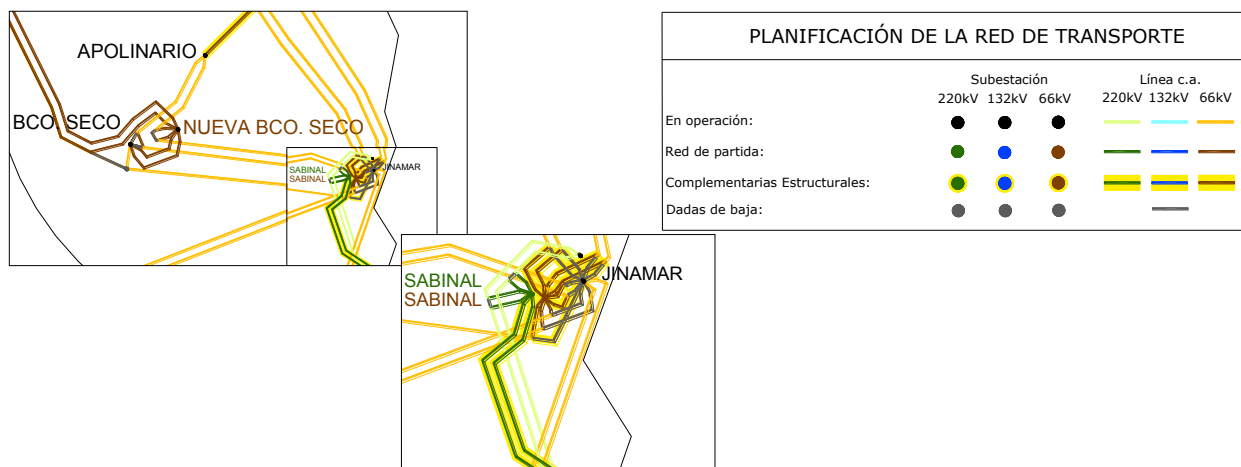
#### Segunda parte de la reconfiguración de la subestación El Sabinal 66 kV.

- Cambio de topología del DC Nvo Bco Seco-Jinamar a DC Nvo Bco Seco-Sabinal.
- Cambio de topología de Lomo Apolinario-Jinamar a Lomo Apolinario-Sabinal.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	66 kV
Posiciones	-	5
Cable (km)	-	2

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

6,1 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La subestación de Jinámar 220/66 kV, en la C.T. de Jinámar (Gran Canaria), consta de un parque de 66 kV que es el parque con mayor número de posiciones de todo el sistema eléctrico español (37 posiciones). Además, en este parque evacúa más de un tercio de la generación instalada en el sistema eléctrico de Gran Canaria.

La concentración de posiciones, líneas y de evacuación de generación, deriva en una elevada vulnerabilidad del nudo y de la red de la zona. Por un lado, el nudo tiene una alta criticidad, con un tiempo crítico de despeje de cortocircuitos inferior a 100 ms que hace la red muy vulnerable ante cortocircuitos en esta zona. Por otro, gran parte de las líneas de la subestación de Jinámar presentan actualmente en los tramos de salida de dicha subestación un gran deterioro, con zonas muy corroídas e incluso agujereadas, incrementando aún más la

vulnerabilidad de la red en este punto y refuerza la necesidad de su reconfiguración a corto plazo.

Ante situaciones de descargo de líneas o transformadores en Jinamar, así como en situaciones de riesgo de pérdida del doble circuito de 220 kV entre centrales (por trabajos o condiciones meteorológicas), en la actualidad se programan grupos por restricciones para evitar contingencias graves en la zona.

Finalmente, sin la puesta en servicio de Sabinal 220/66 kV, y de los cambios topológicos correspondientes, las potencias de cortocircuito al final de periodo de planificación alcanzarían, los 32 kA (trifásica) y 36 kA (monofásica), valores superiores a los límites establecidos en PO-SEIE 12.2 (31,5 kA para 66 kV), con el consiguiente riesgo para los equipos y aparataje instalados en la subestación.

En el programa anual 2012 aprobado se contempla la puesta en servicio de la nueva subestación 220/66 kV El Sabinal, así como parte de la reconfiguración de la Red de Transporte de la zona de Jinámar, pero quedaría pendiente la reconfiguración total del nudo El Sabinal 66 kV con objeto de reducir en todo lo posible la vulnerabilidad, criticidad y potencias de cortocircuito.

La reconfiguración incluida en el presente informe consiste en llevar parte de las posiciones no incluidas en el programa anual 2012 de la SE Jinamar 66 kV a la SE El Sabinal 66 kV. La reconfiguración de la red de 66 kV de la zona se complementa con el traslado desde Jinamar a Sabinal 66 kV de las líneas a La Paterna, Guanarteme y Buenavista 66kV, incluidas en la ficha TIC-7. De esta forma, el nudo de Sabinal hace las veces de nudo concentrador/distribuidor, tanto del 220 kV como del 66 kV de la zona.

## ACTUACIÓN TIC-6: Gran Canaria. Mallado de la zona norte (capital)

El suministro eléctrico de la zona norte de la isla de Gran Canaria y, por tanto, toda la red de distribución de dicha zona está abastecido por la red que malla las subestaciones de Muelle Grande, Buenavista, Guanarteme, La Paterna y Lomo Apolinario. Esta red cuelga íntegramente de la subestación de Jinamar 66 kV, subestación crítica para el sistema y que no dispone de una configuración robusta. Para evitar situaciones que afecten a la calidad del suministro eléctrico de esta zona se plantea un plan de desarrollo consistente en el paso de las líneas desde Jinamar a Sabinal así como un aumento del mallado. Estos cambios requieren asimismo el aumento de la capacidad de transformación 220/66 kV en Sabinal.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

**Tercera unidad de transformación de 125 MVA en la subestación El Sabinal 220/66 kV.**

**Traslado de la tercera unidad de transformación de 125 MVA de la subestación Jinamar 220/66 kV a la subestación El Sabinal 220/66 kV.**

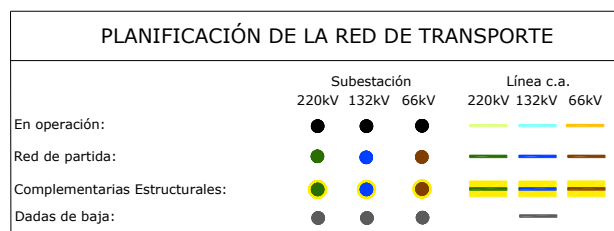
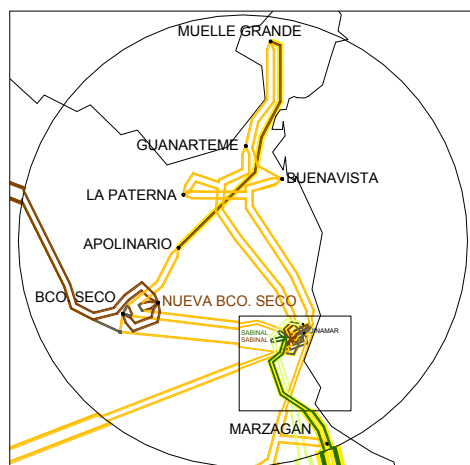
**Reconfiguración del 66 kV.**

- Cambio de topología de La Paterna-Jinamar 1 y 2 a La Paterna-Sabinal 1 y 2 66 kV.
- Cambio de topología de Guanarteme-Jinamar a Guanarteme-Sabinal 66 kV.
- Cambio de topología de Buenavista-Jinamar a Buenavista-Sabinal 66 kV.
- Nuevo cable Muelle Grande-Lomo Apolinario 66 kV.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	66 kV
Posiciones	3	11
Cable (km)	-	12
Transformadores (MVA)	125	

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

26,9 M€



## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En la actualidad la red que constituye la zona norte (capital) de Gran Canaria, incumple los criterios de operación, seguridad de suministro e idoneidad de la Red de Transporte incluidos en los procedimientos de operación POSEIE 1 y POSEIE 13, poniendo en riesgo el suministro de la zona con probabilidad de pérdidas de mercado por bajas tensiones.

La actuación contemplada en este informe permite aumentar la fiabilidad del suministro eléctrico de la zona.

Se ha realizado una estimación de la ENS que supondría la no realización de la red propuesta en este informe:

- Suponiendo la indisponibilidad de una unidad de transformación 220/66 kV de 125 MVA en la SE Jinamar de unas 51h/año (según estadísticas de indisponibilidad de los últimos 8 años en transformadores), se estima una ENS de 662 MWh que valorada a 6.350 €/MWh (referencia ENTSOE) da un coste estimado de ENS anual evitado por el proyecto **4,2 M€**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) **12%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **7 años**.

## ACTUACIÓN TIC-7: Tenerife. Actuaciones zona oeste

Esta actuación permite reforzar la Red de Transporte que da suministro eléctrico a la zona oeste de la isla de Tenerife (suministro de las demandas de las subestaciones de Icod de Los Vinos, Guía de Isora y Los Olivos) que supone en torno a un 20 % de la demanda del sistema eléctrico tinerfeño.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

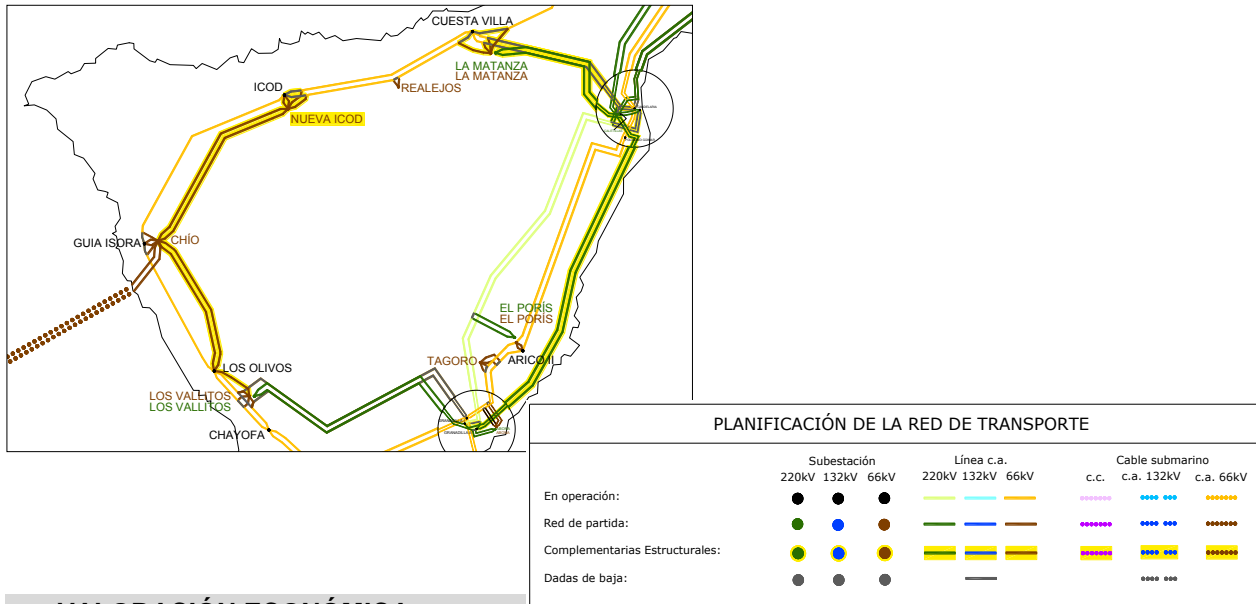
#### Nuevos ejes Candelaria-Cuesta de la Villa, Guía Isora-Icod y Guía Isora-Los Olivos en 66 kV

- Nuevas subestaciones La Matanza 220 kV, Chío 66 kV (no paralizada por el RDL 13/2012), Nueva Icod 66 kV y La Matanza 66 kV
- Dos nuevas unidades de transformación 220/66 kV de 125 MVA en La Matanza
- Nuevo doble circuito Caletillas-La Matanza 220 kV
- Nuevo doble circuito Chío-Los Olivos 66 kV (ctos 2 y 3)
- Nuevo doble circuito Chío-Nueva Icod 66 kV (ctos 2 y 3)
- Nuevo doble circuito Guía Isora-Chío 66 kV (no paralizada por el RDL 13/2012)
- Nuevo doble circuito Icod-Nueva Icod 1 y 2 66 kV
- Nuevo circuito Los Olivos-Los Vallitos 66 kV (cto 3)
- Cambios topológicos que dan lugar a los circuitos de 66 kV: Cuesta de la Villa-La Matanza 1 y 2, La Matanza-Tacoronte, Nueva Icod (Realejos)-La Matanza, Cuesta de la Villa (Realejos)-Nueva Icod, Chío- Nueva Icod (parcialmente no paralizada por el RDL 13/2012) y Chío-Los Olivos (no paralizada por el RDL 13/2012).

### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	66 kV
Posiciones	6	27
Línea aérea (km)	30	98
Cable (km)	2	34
Transformadores 220/66 (MVA)	250	

• MAPA LOCAL



• VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

107,4 M€

• JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La red que permite abastecer el suministro eléctrico de la zona oeste de Tenerife resulta deficitaria puesto que en la actualidad el mantenimiento de las tensiones en los rangos admisibles, tanto en determinadas situaciones de total disponibilidad como ante determinados fallos simples requiere la conexión de los grupos electrógenos de Guía de Isora y de Arona, con el consiguiente sobrecoste de generación y efectos medioambientales.

Asimismo, en las situaciones de punta, la pérdida de uno de los circuitos de la línea Candelaria-Cuesta Villa 66 kV supone la sobrecarga del otro circuito de la misma. La resolución de esta contingencia requiere la pérdida de mercado, incumpliendo los criterios básicos de seguridad e idoneidad de la Red de Transporte (P.O. SEIE 13).

Como ejemplo de la debilidad de la zona, cabe mencionar el incidente que tuvo lugar en marzo de 2008, ya con el apoyo del eje Granadilla-Vallitos en 66 kV, en el que se produjo la pérdida de la línea Los Olivos-Guía de Isora 66 kV que derivó en la pérdida de 6 MW de mercado afectando a unos 6600 clientes. En febrero de 2010, se produjo asimismo un cero en la subestación de Icod de Los Vinos con la pérdida de unos 5 MW de demanda. Esta situación puede agravarse a corto plazo con el fin de la autorización transitoria de funcionamiento de las turbinas de Guía de Isora en enero de 2014.

Se ha realizado una estimación de la ENS que supondría la no realización de la red propuesta en este informe:

- En situación de plena disponibilidad (N) para el horizonte 2020 se observan sobrecargas inadmisibles, acorde a lo establecido en el P.O. SEIE 13, en la línea Guía Isora-Los Olivos 66 kV. Asimismo en situación de fallo de esta línea se observan sobrecargas inadmisibles en la línea Guía de Isora-Icod 66 kV. Teniendo en cuenta lo anterior así como la probabilidad de fallo de la línea Guía Isora-Los Olivos 66 kV se estima una ENS anual de 7377 MWh. Esta energía tiene un coste de ENS anual de 46 M€.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **40 %**
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **3 años**

## ACTUACIÓN TIC-8: Tenerife. Reconfiguración de las subestaciones de 220 kV Caletillas y Granadilla

En la isla de Tenerife existen dos importantes nudos de generación, uno al norte de la isla, Candelaria 220 kV, y el otro en el sur, Granadilla 220 kV. Ambos nudos se consideran críticos, es decir son nudos en los que la ocurrencia de determinados incidentes (como cortocircuitos en el propio embarrado o en el extremo inicial de uno de los circuitos de salida de dichos nudos) provoca perturbaciones críticas para el sistema. Ambos nudos están eléctricamente muy próximos ya que están directamente conectados por un doble circuito. Todo ello deriva en que cualquier incidente en uno de estos nudos se propaga rápidamente y supone la pérdida de gran parte de la generación de la isla, sino toda. Para resolver esta situación, la planificación plantea la creación de los nuevos nudos de Granadilla II y Caletillas 220 kV y la reconfiguración de la red de 220 kV.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

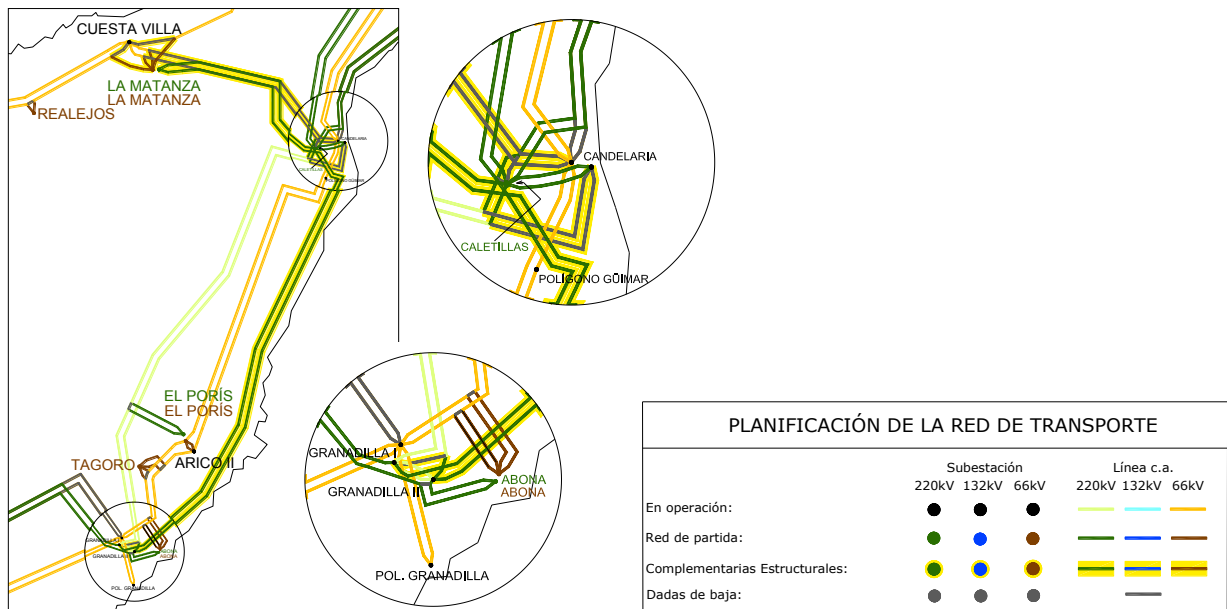
#### Reconfiguración de las subestaciones Caletillas 220 kV y Granadilla 220 kV

- Nueva subestación de Caletillas 220 kV (no paralizada por el RDL 13/2012)
- Cambio topológico de Candelaria-Granadilla cto 1 a Caletillas-Granadilla cto 1.
- Cambio topológico de Candelaria-Granadilla cto 2 a Caletillas-Granadilla II cto 1.
- Cambio topológico de Caletillas-Granadilla cto 1 y Buenos Aires-Caletillas cto 2 a Buenos Aires-Granadilla cto 1.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV
Posiciones	3
Cable (km)	2

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

11,3 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La subestación de Granadilla 220/66 kV constituye uno de los dos centros existentes en Tenerife donde se vuelca la generación de régimen ordinario. Concretamente, en Granadilla 220 kV se encuentra directamente acoplada el 50% de la generación ordinaria total del sistema. Se trata, pues, del nudo con mayor concentración de generación ordinaria del sistema eléctrico de Tenerife. Ello plantea problemas de vulnerabilidad, estabilidad de red así como, a futuro, de potencias de cortocircuito. Con objeto de reducir la vulnerabilidad de dicho nudo, se ha planteado la separación eléctrica del nudo en Granadilla I y Granadilla II, subestación robusta de interruptor y medio, así como la consecuente reconfiguración de la red de 220 kV. Dicha separación en dos bolsas de la generación, permite reducir considerablemente el impacto nocivo de los incidentes en la zona.

La central de Candelaria (220 y 66 kV) es el otro nudo principal de generación de régimen ordinario del sistema eléctrico de Tenerife. En este nudo se encuentra acoplado el 34% de la generación ordinaria del sistema y también es nudo de paso del flujo proveniente de la generación del sur de la isla. Para ejemplificar la vulnerabilidad de dicho nudo, cabe mencionar los incidentes ocurridos el 18 de febrero de 2010 y 1 de marzo de 2010, y que supusieron ambos la pérdida del suministro total en la isla con afección a los más de 460 000 clientes que lo componen. Asimismo, ante situaciones de descargo de líneas o transformadores en Candelaria, así como en situaciones de riesgo de pérdida del doble circuito de 220 kV entre centrales (por trabajos o condiciones meteorológicas), en la actualidad se programan grupos por restricciones para evitar contingencias graves en la zona.

Para reducir la criticidad de Candelaria 220 kV se aprobó en el programa anual de 2012 una nueva subestación, Caletillas 220 kV, que permite reducir la afección al suministro ante incidentes como los ocurridos en 2010 así como el coste de las restricciones técnicas mencionadas. En esta subestación, dotada de una configuración segura de interruptor y medio, se ha planificado conectar los nuevos ejes de 220 kV de alimentación a la zona metropolitana y norte de Tenerife. Contará también con una conexión con la actual subestación de Candelaria 220 kV. De esta manera, Caletillas 220 kV se convertirá en el nudo concentrador/distribuidor de la red de 220 kV en la zona, permitiendo la reducción de la criticidad del nudo de Candelaria 220 kV.

Frente a lo sucedido en los incidentes antes mencionados, la puesta en servicio de Caletillas 220 kV y la reconfiguración propuesta para el 220 kV (Figura 1) permite que una pérdida de Candelaria no suponga la pérdida del eje de transporte de 220 kV norte-sur, ni de las líneas de alimentación a la zona metropolitana. Por otro lado, al separar eléctricamente Candelaria y Granadilla 220 kV, los incidentes en una de ellas podrán no suponer la pérdida adicional de la generación de la otra.

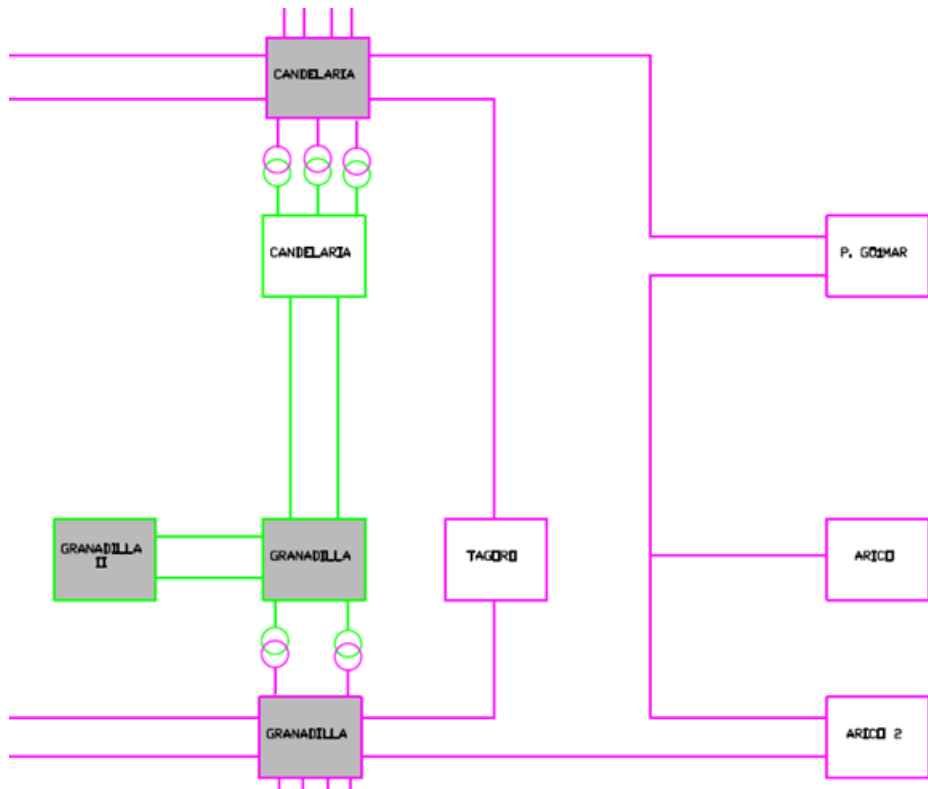
En definitiva, las actuaciones planteadas permiten robustecer la red de 220 kV de Tenerife, minimizando las consecuencias nocivas de los incidentes.

Basado en los datos de los incidentes anteriormente mencionados, se ha estimado que la ENS media anual que supondría la no realización de la red propuesta en este informe es de **2 M€**. Teniendo en cuenta esto, la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte planteada queda reflejada en los siguientes indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **14 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **11 años**.

## ACTUACIÓN TIC-9: Tenerife. Nuevo eje 220 kV norte-sur.

La red de transporte de 220 kV de Tenerife se compone actualmente únicamente de un doble circuito entre los nudos de Granadilla y de Candelaria, nudos donde se concentra toda la generación de régimen ordinario instalada en la isla. Este eje de 220 kV junto con el doble circuito de 66 kV en paralelo (Candelaria-Polígono de Guïmar-Arico-Granadilla y Candelaria-Granadilla) constituyen el eje vertebral de la conexión entre la red de transporte del norte de la isla y la del sur de la isla.



Esquema unifilar de la red de transporte existente en el este entre el norte y sur de Tenerife

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

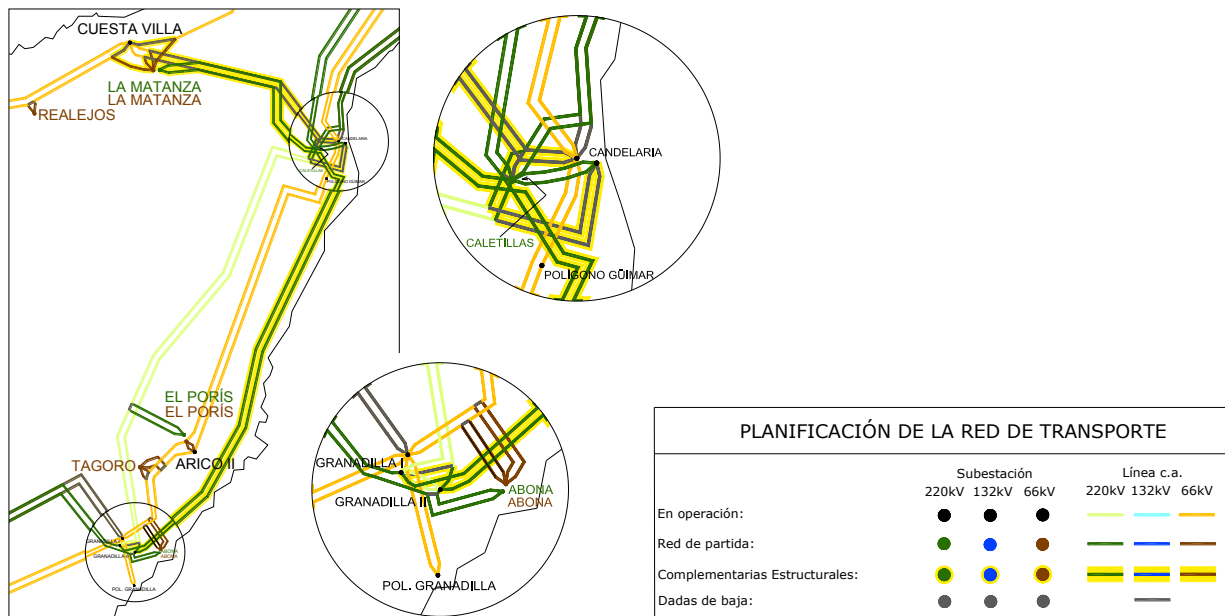
#### Doble circuito Caletillas-Granadilla y Caletillas-Granadilla II 220 kV Reconfiguración red de 220 kV

- Cambio topológico de Caletillas-Granadilla cto 2 y El Rosario-Caletillas cto 2 a El Rosario-Granadilla cto 1.
- Cambio topológico de Caletillas-Granadilla II cto 2 y La Matanza-Caletillas cto 2 a La Matanza-Granadilla II cto 1.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV
Posiciones	3
Línea aérea (km)	68
Cable (km)	22

• **MAPA LOCAL**



• **VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

84,9 M€

• **JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

En la actualidad, el disparo del eje de 220 kV entre Granadilla y Candelaria fuerza el paso de la mayor parte del flujo de potencia norte-sur a través del eje de 66 kV que une las centrales (Candelaria-Polígono de Guímar-Arico-Granadilla y Candelaria-Granadilla). Ello supone, en la mayor parte de las situaciones de cobertura, una sobrecarga del eje de 66 kV así como una fuerte caída de tensiones en la zona metropolitana y norte de Tenerife y, por tanto, un fuerte riesgo de provocar un cero zonal importante.

En un futuro próximo, los planes de desarrollo de nueva generación en el sur de la isla (tercer ciclo combinado en Granadilla) así como el cierre de parte de la generación de Candelaria incrementan las posibilidades de desequilibrio de generación norte-sur y, por tanto, aumentan el riesgo de suministro ante el disparo del eje de 220 kV norte-sur.

Como muestra de la vulnerabilidad actual del sistema frente al disparo del actual eje de 220 kV norte-sur cabe recordar el incidente ocurrido el 10 de octubre de 2006, que afectó a este doble circuito y que tuvo como consecuencia la pérdida de suministro eléctrico a unos 83.000 clientes. Asimismo, el incidente en el eje de transporte de 66 kV norte-sur (Candelaria-Polígono de Guímar-Arico-Granadilla y Candelaria-Granadilla), ocurrido en marzo de 2009 y que derivó en una pérdida total del suministro de Tenerife, pone de relieve la importancia de reforzar la red de transporte entre el norte y sur de la isla.

Por último, cabe referirse a los resultados del informe del Operador del Sistema, "Informe anual de cobertura de la demanda en Canarias (julio 2012-junio 2013) de REE (Red Eléctrica de España)", donde se pone de manifiesto que actualmente existe riesgo de colapso de tensiones o de disparo de líneas en cascada, es decir de pérdida parcial del suministro de Tenerife, incluso total en determinadas circunstancias en el 86% de las horas del año.

Atendiendo a lo anteriormente expuesto, queda patente que, para obtener unos niveles de fiabilidad adecuados en el suministro eléctrico de Tenerife, es necesario la puesta en servicio lo antes posible del segundo doble circuito de 220 kV entre el norte y sur de la isla.

Se ha realizado una estimación de la ENS que supondría la no realización de la red propuesta en este informe:



- La energía anual afectada por el disparo del doble circuito de 220 kV Candelaria-Granadilla se estima en 298 GWh, con lo que, teniendo en cuenta la probabilidad de fallo (según estadísticas de indisponibilidad del D/C de 220 kV durante los últimos 8 años), se obtiene un coste estimado de ENS anual evitado por el proyecto de **22 M€**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la red de transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **23 %**
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **4 años**

## ACTUACIÓN TIC-10: Refuerzo de la red de Lanzarote-Fuerteventura en 132 kV

Actualmente, el sistema eléctrico de Fuerteventura y Lanzarote se caracteriza por tener una configuración prácticamente lineal, estando compuesta por una única línea de 66 kV desde la subestación de Mácher, en Lanzarote, hasta la subestación de Matas Blancas, en Fuerteventura, y conectadas ambas islas a través de un cable submarino a 66 kV.

Por otro lado, la inyección de generación se realiza únicamente desde dos nudos, uno en cada isla: la única central de régimen ordinario en Fuerteventura es la central térmica de Las Salinas, ubicada en el término municipal de Puerto del Rosario, y la de Lanzarote es la central térmica de Punta Grande, en el municipio de Arrecife.

Finalmente, la reducida inercia total del sistema deriva en grandes variaciones de frecuencia en caso de perturbaciones tales como la desconexión de grupos generadores o cortocircuitos. Incluso con reserva rodante superior a la potencia de la generación que se desconecta, se puede producir el colapso del sistema si la frecuencia cae con más rapidez que la capacidad de respuesta de los reguladores de carga-velocidad.

Por todo ello, el actual sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura resulta débil y presenta un alto riesgo de sufrir cortes de mercado y la red de transporte incumple los criterios básicos de seguridad de suministro e idoneidad POSEIE 1 y POSEIE 13.

Ante esta situación, se ha planificado un plan de desarrollo de la red de transporte consistente en la creación de un nuevo eje de doble circuito en 132 kV entre Macher y Matas Blancas, incluyendo un nuevo enlace submarino entre las islas en 132 kV.

### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Nuevo eje de 132 kV entre Tías y Playa Blanca

- Doble circuito Tías-Playa Blanca 132 kV
- Nuevas subestaciones de Playa Blanca 132 kV y Tías 66 kV
- 2 transformadores 132/66 kV en Playa Blanca
- E/S Tías en el DC Punta Grande-Macher 66 kV y 3 reactancias en Tías 66 kV
- Segundo circuito Punta Grande-Callejones 66 kV
- La subestación Tías 132 kV y las dos unidades de transformación en Tías no están paralizadas por el RDL 13/2012

#### Nuevo enlace Lanzarote-Fuerteventura 132 kV

- Nuevo enlace submarino entre Playa Blanca y La Oliva 132 kV
- Reactancias asociadas: 1 en Playa Blanca y 2 en La Oliva 132 kV

#### Nuevo eje de 132 kV entre La Oliva y Matas Blancas

- Doble circuito La Oliva-Puerto del Rosario 132 kV
- Subestaciones de La Oliva 132 kV y 66 kV y Puerto del Rosario 132 kV y 66 kV
- Doble circuito La Oliva-Corralejo 66 kV y cambios topológicos de los actuales circuitos de 66 kV Corralejo-Salinas y Salinas-Gran Tarajal a La Oliva-Puerto del Rosario 66 kV y Puerto del Rosario-Gran Tarajal 66 kV.
- El doble circuito Puerto del Rosario-Gran Tarajal-Matas Blancas 132 kV y las subestaciones de Gran Tarajal y Matas Blancas 132 kV no están paralizadas por el RDL 13/2012
- Unidades de transformación 132/66 kV en La Oliva (2), Puerto del Rosario (4), Gran Tarajal (2) y Matas Blancas (2)

#### Segundo circuito Punta Grande-Callejones 66 kV

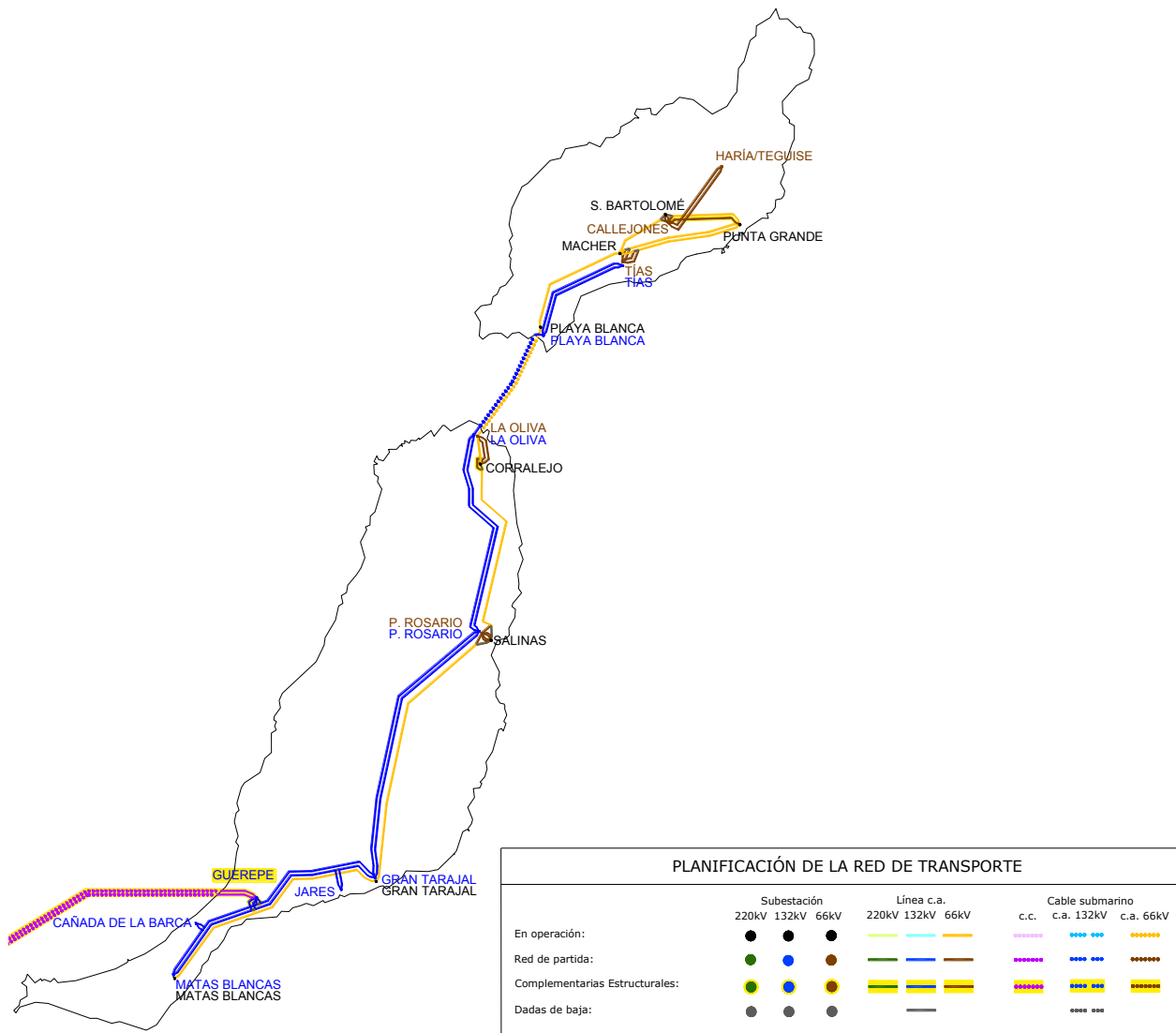
**Nota:** Gran parte de estas actuaciones han sido desbloqueadas recientemente con la publicación del acuerdo de Ministros por el que se desbloquean aspectos puntuales del plan de desarrollo de la red de transporte de

electricidad incluido en la planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016; quedando pendientes de desbloqueo el circuito Punta Grande Callejones 66 kV y la cuarta unidad de transformación en Puerto del Rosario.

**RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	132 kV	66 kV
Posiciones	32	44
Línea aérea (km)	79	11
Cable (km)	10	14
Enlace submarino (km)	20	
Reactancias (Mvar)	27	18
Transformadores 132/66kV (MVA)	960	

**MAPA LOCAL**



**VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

182,8 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Tal y como se ha comentado anteriormente, dada la falta de mallado y debido a la escasez de centros de generación, la red de transporte de Lanzarote-Fuerteventura incumple en la actualidad, los criterios básicos de seguridad de suministro e idoneidad de la Red de Transporte (POSEIE 1 y POSEIE 13):

- Incumplimiento de POSEIE 1 ya que el sistema presenta en algunos de sus nudos tensiones por debajo de los límites admisibles con plena disponibilidad de la red de transporte (N). En efecto, toda la demanda del centro/sur de la isla de Fuerteventura se suministra mediante una única línea de 66 kV de longitud considerable. Ello provoca que en las subestaciones de Gran Tarajal y Matas Blancas, cuya demanda puede suponer alrededor del 40-50% de la demanda total de Fuerteventura, se registren tensiones inferiores al límite operativo inferior –62 kV– recogido en el procedimiento. Según el “Informe anual de cobertura de la demanda en Canarias (julio 2012-junio 2013) de REE, se incumplirían los criterios de seguridad en un 23 % de las horas del año de estudio debido a las bajas tensiones en la subestación de Matas Blancas.
- Incumplimiento de POSEIE 13 según el cual el sistema debe soportar contingencias simples (N-1) sin afección a la calidad y seguridad de suministro. A día de hoy, ante la apertura intempestiva de alguna de las líneas que forman parte del eje Fuerteventura-Lanzarote, se produce la separación del sistema en dos, con el consiguiente desequilibrio generación-consumo que, en muchos casos, da lugar a una gran inestabilidad, pudiendo llegar a producir un cero de tensión en la totalidad del sistema. Si la contingencia se produce en las líneas que alimentan el sur de Fuerteventura, Gran Tarajal y Matas Blancas, se producen ceros de tensión en éstas, o lo que es lo mismo, un apagón eléctrico en todo el sur de Fuerteventura, que representa en torno al 40 % de la demanda de esta isla. En el período 2008-2010 se han registrado cuatro ceros eléctricos en esta zona con una afección a entre 7380 y 18250 clientes (13 a 30 MW).

Debido a la estructura radial de la red de transporte de Lanzarote-Fuerteventura se presentan asimismo enormes dificultades y riesgos para poder llevar a cabo el mantenimiento de las instalaciones que la conforman. Puesto que las líneas son las únicas vías, ya sea de alimentación de determinadas zonas (sur de Fuerteventura) como de conexión entre subsistemas, no resulta recomendable su desconexión para llevar a cabo labores de mantenimiento. Por ello, gran parte de los trabajos de mantenimiento deben realizarse con las instalaciones en tensión realizando complejos “puentes eléctricos”, con el consiguiente riesgo para la seguridad de suministro y, sobre todo, para la seguridad del personal de mantenimiento. En las ocasiones en que no se pueden realizar trabajos en tensión, la calidad del suministro puede verse afectada. En los años 2008 y 2009, se debieron programar trabajos de mantenimiento sin tensión, lo que supuso una energía no servida de 50 MWh.

Finalmente, debido a la debilidad de la red y a la reducida interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura, en muchas ocasiones deben programarse por restricciones cambios en la generación despachada, con el consiguiente aumento de costes para el sistema.

En resumen, la debilidad del sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura queda patente en el número de incidentes que derivan en cortes en el suministro: en el periodo 2008-2013 la energía no suministrada debida a incidentes ascendió a unos 1272 MWh, lo cual supone un coste anual en Energía No Suministrada (ENS) de unos 1,35 M€.

En los estudios realizados para el horizonte 2020 y si se supone la no realización de las actuaciones de mejora planificadas, la situación se agudiza al aumentar la demanda, de forma que, a final del horizonte, se observan importantes problemas de red entre los que destacan los siguientes:

- En los casos de alta demanda y con total disponibilidad de la red actual, se producen sobrecargas sistemáticas en la línea Salinas-Gran Tarajal 66 kV que se resuelven reduciendo la demanda en el sur de Fuerteventura, lo que supondría una ENS estimada de unos 1385 MWh/año que, valorados a 6.350 €/MWh (referencia ENTSOE), da un coste estimado de ENS anual de **8,8 M€/año**, que se evitarían con la

construcción de las actuaciones propuestas.

- En un número importante de horas del año, para evitar los efectos adversos de un posible fallo del enlace Lanzarote-Fuerteventura o de alguna de las líneas que llegan a él, se requiere redespachar generación por resolución de restricciones técnicas, lo que supondría un coste de, al menos, **2,6 M€/año**, que se evitarían con la construcción de las actuaciones propuestas.
- Debido a la estructura lineal de la red y a la falta de mallado, determinados fallos simples suponen importantes pérdidas de suministro (que no se pueden resolver ni por restricciones). Tal es el caso del suministro del sur de Fuerteventura ante la pérdida de las líneas Salinas-Gran Tarajal 66 kV y Gran Tarajal-Matas Blancas 66 kV. Teniendo en cuenta la indisponibilidad por separado de cada uno de estos circuitos, de unas 71h/año y 1h/año respectivamente (según estadísticas de indisponibilidad de los últimos 8 años), se estima, en conjunto, una ENS de 3225 MWh/año, que valorada a 6350 €/MWh (referencia ENTSOE) da un coste estimado de ENS anual de **20,5 M€**, que se evitarían con la construcción de las actuaciones propuestas.

Adicionalmente, se observa que la construcción de la red de 132 kV propuesta permite reducir las pérdidas anuales del sistema en unos 30 GWh/año, lo cual supone un ahorro para el sistema de unos **6,2 M€**.

Finalmente, el análisis realizado permite estimar la rentabilidad social global del conjunto de actuaciones de desarrollo de la Red de Transporte planteadas mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **17 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **6 años**.

## ACTUACIÓN TIC-11: La Palma. Nuevo eje Las Breñas-Valle de Aridane 66 kV.

La red de transporte en la isla de La Palma está constituida por un único eje entre las subestaciones Valle de Aridane y Guinchos, siendo esta última subestación crítica para el sistema. Para evitar situaciones que afecten a la calidad del suministro eléctrico en esta isla se plantea la creación del nuevo nudo de Las Breñas y un nuevo eje este-oeste.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Nueva subestación Las Breñas 66 kV y entrada/salida de Las Breñas en el circuito Guinchos-Valle de Aridane 66 kV

- Nueva subestación Las Breñas 66 kV (interruptor y medio).
- Entrada/salida de Las Breñas en Guinchos-Valle de Aridane 66 kV.

#### Nueva línea Guinchos-Las Breñas 66 kV

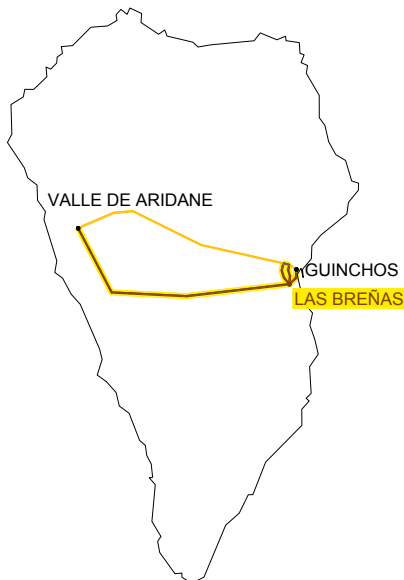
#### Nueva línea Valle de Aridane-Las Breñas 66 kV

#### Adecuación a procedimiento de operación de la subestación Guinchos 66 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	66 kV
Posiciones	-	9
Línea aérea (km)	-	15
Cable (km)	-	7

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE						
	Subestación			Línea c.a.		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

23,3 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En los estudios realizados en el actual proceso de planificación de la red transporte para todos los casos, el disparo del actual circuito Valle de Aridane-Guinchos 66 kV provocaría la pérdida de suministro de la demanda que cuelga del nudo Valle de Aridane 66 kV.

En los casos más desfavorables se podría llegar a perder el suministro total de la isla, como en el incidente ocurrido el pasado 3 de septiembre de 2013 donde se produjo un cero total en la isla llegando a una pérdida de suministro de 32 MW.

Así pues la red que alimenta la isla de La Palma, incumple los criterios básicos de seguridad de suministro e idoneidad de la Red de Transporte (POSEIE 1 y POSEIE 13) según los cuales el sistema debe soportar contingencias simples (N-1) sin afección a la calidad y seguridad de suministro.

Se ha realizado una estimación de la ENS en la zona que supondría la no realización de la red propuesta en este informe. Suponiendo la indisponibilidad del actual circuito Valle de Aridane-Guinchos 66 kV de unas 40h/año (según estadísticas de indisponibilidad de los últimos 8 años), se estima una ENS de 510MWh que valorada a 6.350 €/MWh (referencia ENTSOE) da un coste estimado de ENS anual evitado por el proyecto **3,24 M€**.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **10 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **10 años**.

## ACTUACIÓN TIC-12: Enlace submarino-Gran Canaria-Fuerteventura en 132 kV

El reducido tamaño de los subsistemas que componen el sistema eléctrico de Canarias, así como el carácter aislado de los mismos, influyen en la estabilidad del sistema en su conjunto. La reducida inercia total, característica de estos sistemas, contribuye a agravar las consecuencias en la seguridad de suministro frente a incidentes.

Frente a ello, se ha planificado un nuevo enlace submarino entre el sistema eléctrico de Gran Canaria y el de Fuerteventura-Lanzarote, que contribuirá a robustecer ambos sistemas. Adicionalmente, este enlace derivará en una mejor gestión de la generación de ambos sistemas y, por ende, en una reducción de los costes del sistema.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Nuevo enlace Guerepe-Barranco de Tirajana III

- Nuevo enlace submarino entre Guerepe y Barranco de Tirajana III en corriente continua

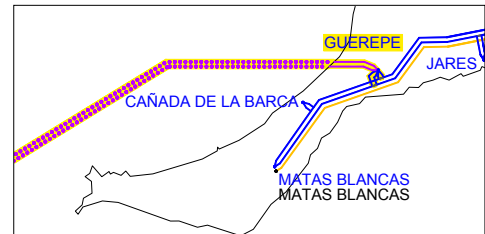
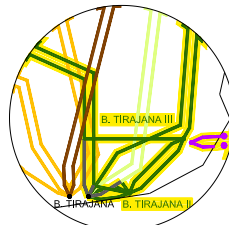
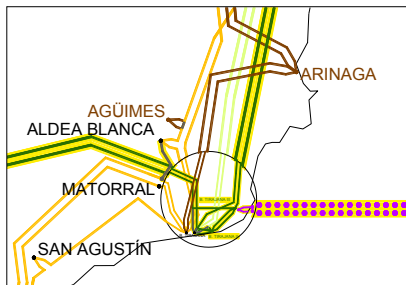
#### Nueva subestación de Guerepe

- Nueva subestación de Guerepe 132 kV como E/S en Gran Tarajal-Cañada de la Barca 132 kV y en Matas Blancas-Jares 132 kV

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	220 kV	132 kV
Posiciones	-	12
Cable (km)	-	2
Enlace submarino cc (km)	320	

### MAPA LOCAL



#### PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

	Subestación			Línea c.a.			Cable submarino		
	220kV	132kV	66kV	220kV	132kV	66kV	c.c.	c.a. 132kV	c.a. 66kV
En operación:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Red de partida:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Complementarias Estructurales:	●	●	●	—	—	—	—	—	—
Dadas de baja:	●	●	●	—	—	—	—	—	—

### VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

474,5 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Los sistemas de Gran Canaria y Fuerteventura-Lanzarote son sistemas eléctricos vulnerables debido a que, por su reducida inercia, la proximidad eléctrica y geográfica de las instalaciones y al mayor tamaño relativo de los elementos del sistema con respecto al total, cualquier incidente resulta más crítico que en sistemas mayores e



interconectados. En efecto, en caso de perturbaciones tales como la desconexión de grupos generadores se producen grandes variaciones de frecuencia. Incluso con reserva rodante superior a la potencia de la generación que se desconecta, se puede producir el colapso del sistema si la frecuencia cae con más rapidez que la capacidad de respuesta de los reguladores de carga-velocidad. Por ello, estos sistemas precisan de planes de deslastre de cargas que aseguren la estabilidad en caso de desconexión de un grupo generador, minimizando la magnitud de la carga deslastada. La dotación de la interconexión entre los subsistemas de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura permitiría a éstos brindarse un apoyo mutuo, aumentar la inercia del sistema y, por ende, reducir considerablemente los deslastres por subfrecuencia que se producen, principalmente, en las islas de Lanzarote y Fuerteventura.

Esta situación se ve agravada por el hecho de que estos sistemas se caracterizan por una alta concentración de la generación de régimen ordinario: En Gran Canaria este tipo de generación está concentrada en dos nudos (Jinámar y Barranco de Tirajana) mientras que Fuerteventura y Lanzarote disponen cada una de ellas de un único centro, Salinas y Punta Grande, respectivamente. Esta concentración de generación da lugar a un mayor riesgo de apagones en las islas debido a que, como consecuencia de la ocurrencia de incidentes en cualquiera de estos nudos, se puede producir, con una alta probabilidad, la pérdida de un contingente elevado de generación. La puesta en servicio de una interconexión equivale, desde el punto de vista eléctrico, a dotar al sistema de un nuevo punto de inyección de generación, reduciendo la vulnerabilidad del sistema frente a las pérdidas de generación.

En definitiva, la existencia de un nuevo enlace entre los sistemas de Gran Canaria y Fuerteventura-Lanzarote permitirá reducir la vulnerabilidad de estos sistemas y mejorar considerablemente la seguridad de suministro, disminuyendo la energía no suministrada fruto de incidentes en la red, que ascendió a unos 1272 MWh en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura entre los años 2008-2013.

Por otro lado, el enlace permitirá una utilización más eficiente de los recursos de generación necesitando el sistema conjunto una menor cuantía de reserva, un menor número de arranques y una menor potencia instalada, así como permitiendo una mayor integración de energías renovables al tratarse de un sistema más grande. Con objeto de valorar estos beneficios para el horizonte de estudio 2020, se han comparado los resultados de cobertura y los costes de generación para los casos con y sin enlace, obteniendo los siguientes beneficios en el caso de disponer del enlace Gran Canaria-Fuerteventura:

- Se produce una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de unas **240 ktCO<sub>2</sub>**, lo que supone una reducción de más del 6 % de las emisiones del sistema conjunto.
- Se produce una disminución de los **costes variables de generación de 62 M€**.
- Se produce una disminución de las necesidades de nueva potencia instalada para 2020 de unos 127 MW, lo cual supone un ahorro en términos de **costes fijos de generación de unos 30 M€ en 2020**.

A partir de los valores anteriores y asumiendo como hipótesis conservadoras que el ahorro en costes variables de generación se mantiene constante a lo largo de la vida útil del enlace mientras que el ahorro en costes fijos se amortiza en 25 años (vida útil de la generación evitada), se ha estimado la rentabilidad social global del conjunto de actuaciones de desarrollo de la Red de Transporte necesarias para la puesta en servicio del enlace Gran Canaria-Fuerteventura mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **17 %**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **6 años**.

### 3. INFRAESTRUCTURAS CON FUNCIÓN DE INTERCONEXIÓN CON SISTEMAS ELÉCTRICOS EXTERNOS

#### Interconexión con Francia

Actualmente, entre España y Francia hay tan solo 4 líneas de interconexión, 2 en 220 kV y 2 en 400 kV. Con ellas se obtiene una capacidad de intercambio comercial de 1.400 MW de Francia a España y 1.000 MW de España a 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. Este objetivo fue establecido por primera vez entre los gobiernos español y francés en la cumbre hispano-francesa de octubre de 2001 y refrendado en diversas ocasiones posteriormente.

La nueva interconexión entre España y Francia por los Pirineos Orientales que se pondrá en servicio en 2015 permitirá duplicar la capacidad de intercambio actual y alcanzar capacidades de hasta 2.800 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 para ambos países en cuanto al trazado concreto de la línea llevó a acudir a la mediación de la Comisión Europea, quien nombró en 2007 un Coordinador Europeo a tal efecto, el profesor Mario Monti. Como resultado de la mediación, la nueva interconexión por los Pirineos Orientales se está desarrollando como un enlace soterrado en corriente continua de 2x1.000 MW de capacidad, entre las subestaciones de Sta. Llogaia (España) y Baixas (Francia).

No obstante, la necesidad de seguir incrementando la capacidad de la interconexión España – Francia aparece como conclusión en múltiples estudios a nivel europeo, 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. Así pues, en primera instancia se prevé un nuevo transformador desfasador en la línea de interconexión Arkale-Argia 220 kV con el fin de equilibrar las capacidades comerciales de intercambio de exportación e importación a medio plazo.

Por otra parte, 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 convencionales, como pueden ser las líneas aéreas, se plantea como solución más viable una interconexión submarina en corriente continua por el golfo de Vizcaya. Una definición más exacta de esta actuación 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. Debido a la envergadura de este proyecto, se considera que no será posible su puesta en servicio dentro del horizonte que cubre la presente planificación (2020). No obstante, debido a su carácter estratégico, se incluye como un proyecto previsto para que puedan seguir dándose los pasos necesarios para su consecución.

Adicionalmente, otra nueva interconexión, aún pendiente de definición, será necesaria para un horizonte de más largo plazo.

### **Interconexión con Portugal**

En 2006 se estableció entre los gobiernos español y portugués el objetivo de alcanzar una capacidad de intercambio de 3.000 MW entre España y Portugal, con el fin de conseguir el pleno funcionamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad. A su vez, se definieron una serie de proyectos en la zona del Duero, y en el Norte y Sur de la frontera.

En diciembre de 2010 se puso en servicio la nueva interconexión del 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 220 kV que finalmente suponen 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. Con esta línea, se obtienen valores de capacidad de intercambio comercial entre 1.500 y 2.400 MW, muy dependientes de la situación de demanda y generación a ambos lados de la frontera.

El proyecto de interconexión Sur, en la zona de Huelva, supone un nuevo eje de 400 kV entre Puebla de Guzmán (España) y Tavira (Portugal). El proyecto está en su fase final, y se prevé la puesta en servicio en 2014.

Por último, se plantea también dentro del presente horizonte de planificación un nuevo proyecto de interconexión Norte, en la zona de Galicia, entre Fontefría (España) y Vilafría (Portugal).

### **Interconexión con Marruecos**

En 2006 se puso en servicio el segundo circuito de interconexión entre Tarifa y Fardioua 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 a largo plazo 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 España a importar energía de Marruecos, no serán en ningún caso 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, incluyendo la ampliación de la capacidad de la interconexión entre España y Francia.

### **Interconexión con Andorra**

Actualmente, Andorra supone una demanda para España, con la que está conectada a través de un doble circuito de 110 kV, que está ya al límite de su capacidad. Se plantea una nueva interconexión con Andorra a 220 kV desde la subestación Adrall 220 kV en Cataluña.

## ACTUACIÓN TI-1: Nueva interconexión Norte España-Portugal

Este proyecto entre Galicia en España y el Minho Portugués responde a la necesidad de un aumento de capacidad de intercambio entre España y Portugal con objeto de finalizar la completa integración del Mercado Ibérico de la Electricidad

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Subestación Beariz 400 kV, anteriormente Cañiza

- Entrada/salida de Beariz en la línea Cartelle-Mesón do Vento 400 kV.
- Subestación Beariz 400 kV.

#### Subestación Fontefría 400 kV, anteriormente O Covelo

#### Línea doble circuito Beariz-Fontefría 400 kV

Línea de interconexión Fontefría-Vilafría 400 kV (línea construida a doble circuito con sólo uno instalado inicialmente).

#### Subestación Fontefría 220 kV, anteriormente O Covelo

- Subestación Fontefría 220 kV.
- Entrada/salida de Fontefría en la línea Pazos de Borben-Suido 220 kV.

#### Segundo circuito Pazos-Fontefría 220 kV

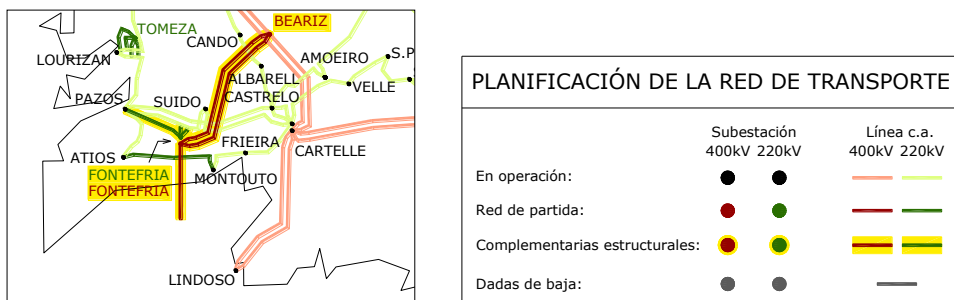
#### Unidad de transformación Fontefría 400/220 kV

- Unidad de transformación 400/220kV (traslado de unidad desde Cartelle).

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400 kV	220 kV
Posiciones	12	6
Línea aérea (km)	82	5

### MAPA LOCAL



### VALORACIÓN ECONÓMICA (parte española)

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

48,2 M€

## • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Con el fin de cumplir el objetivo intergubernamental de alcanzar una capacidad de intercambio de 3.000 MW entre España y Portugal a medio plazo, se plantea una nueva interconexión en la parte norte de la frontera.

La puesta en servicio en 2014 de la interconexión sur Puebla de Guzman-Tavira 400 kV entre Andalucía y el Algarve portugués, reforzará los flujos de la zona sur principalmente en situaciones con flujos de Portugal a España. La nueva interconexión norte entre Galicia y el Minho portugués permite aumentar la capacidad de intercambio en 600-1.000 MW, principalmente de España a Portugal, siendo la principal restricción la diferencia angular resultante al fallo de la línea de interconexión existente Cartelle-Lindoso 400 kV. Ya que en determinadas situaciones una diferencia angular entre los extremos del eje evitaría una correcta reconexión de la línea, se debe limitar la capacidad de intercambio.

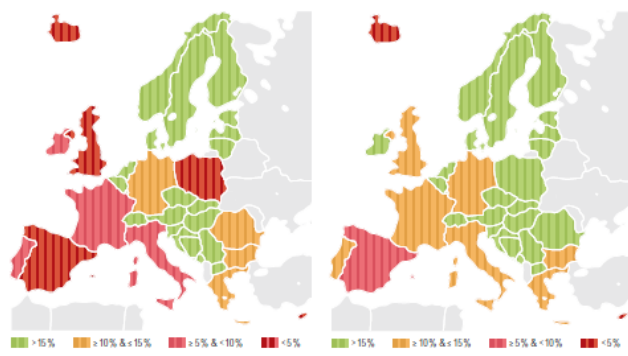
Este aumento de capacidad de intercambio se traduce en que la congestión esperada en la frontera se reducirá en 2020 en un 9-11% permitiendo alcanzar valores relativamente reducidos en torno al 10%. Adicionalmente permite un incremento de flujos de energía en ambos sentidos favoreciendo la utilización de la energía más barata en cada momento, de forma que proporciona un beneficio socio-económico en toda Europa, en términos de costes variables de generación según la metodología de ENTSO-E, de **6-17 M€** al año, valor dependiente del escenario macroeconómico considerado a futuro. El valor inferior corresponde a un escenario tendencial con enfoque nacional y de desarrollo económico limitado, y el valor superior corresponde a un escenario con enfoque europeo y cumplimiento de objetivos 20-20-20.

El análisis realizado, considerando coste y beneficios a ambos lados de la frontera, permite estimar la rentabilidad social media de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) = **9%**.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PR) = **20 años**.

Por otra parte, el proyecto ofrece otros beneficios más complejos de cuantificar como la integración total del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), con acoplamiento de mercados total y sin diferencia de precios en ambos países, lo cual aumentaría la competencia. El proyecto, que ofrece un mayor mallado del sistema ibérico, permite aumentar la seguridad del sistema e incrementa la posibilidad de apoyo mutuo en caso de situaciones extremas. Una mayor capacidad de intercambio evitará la instalación de generación de punta en ambos países y facilitará la posibilidad de compartir mecanismos de balance, haciendo más eficiente el sistema Ibérico en su conjunto.

Por último, este proyecto permite incrementar el ratio de interconexión de España un 0,6 puntos en 2020. El Consejo Europeo estableció en 2001 en Barcelona que este ratio, que representa la suma de las capacidades de importación frente a la potencia instalada, debería alcanzar el 10% para todos los Estados Miembros. Actualmente es del 4,2%, y en 2020 España será el único país de Europa continental por debajo de dicho objetivo.



Debido a los beneficios que este proyecto proporciona a todo el sistema europeo, y a su carácter estratégico,

forma parte de los Proyectos de Interés Común de 2013 dentro del “Energy Infrastructure Package” de la Comisión Europea y forma parte también del Plan Decenal de Desarrollo de la Red de Transporte Europea de julio de 2012 de ENTSO-E.

## ACTUACIÓN TI-2: Nueva interconexión España-Francia por Bahía Vizcaya

Este proyecto responde a la necesidad de un aumento de capacidad de intercambio entre España y Francia con objeto de disminuir el aislamiento de España frente al resto del sistema europeo, aumentar la seguridad del sistema, facilitar la integración de renovables en el sistema Ibérico y contribuir a que el Mercado Ibérico de la Electricidad forme parte del Mercado Interno de la Electricidad promovido por la Comisión Europea.

### DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

#### Estación Conversora HVDC

- Doble Circuito Gatica-Estación conversora HVDC.
- Estación Conversora HVDC con tecnología Voltage Source Converter (VSC) y configuración en dos bipolos de 1000 MW (2x1000 MW), asumiendo una pérdida máxima de 1000 MW.

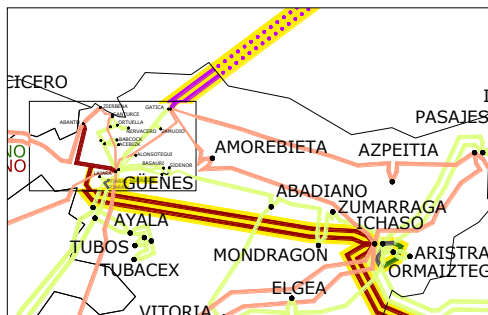
#### Enlace de interconexión

- 4 cables submarinos (2 por bipoles): traza de 400 km en total.

### RESUMEN UNIDADES FÍSICAS (parte española)

	400 kVac	HVDC kVdc
Posiciones	6	4
Línea aérea (km)		-
Cable (km)	-	400

### MAPA LOCAL



PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE						
	Subestación 400kV	Subestación 220kV	Línea c.a. 400kV	Línea c.a. 220kV	Línea c.c. submarino	Cable c.c. submarino
En operación:	●	●	—	—	—	.....
Red de partida:	●	●	—	—	—	.....
Complementarias estructurales:	●	●	—	—	—	.....
Dadas de baja:	●	●	—	—	—	.....

### VALORACIÓN ECONÓMICA (coste total, no solo parte española)

El coste total estimado para el proyecto de interconexión asciende a:

1.600-1.900 M€

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Con el fin de cumplir el objetivo intergubernamental de alcanzar una capacidad de intercambio de 4.000 MW entre España y Francia a largo plazo, se plantea una nueva interconexión en la parte occidental de la frontera.

Este proyecto permite aumentar la capacidad de intercambio de Francia a España en 1.200 MW y de España a Francia en 2.000MW. Considerando la puesta en servicio en 2015 de la interconexión Sta.Llogaia–Baixas que refuerza los flujos de la zona este de la frontera, un aumento de la capacidad de intercambio requiere reforzar la zona oeste de la frontera con el fin de mantener un equilibrio en los flujos este-oeste en la frontera.

Asociado a este proyecto, serán necesarios algunos refuerzos en redes internas de ambos países. Algunos de ellos se consideran necesarios antes del horizonte 2020 como el transformador desfasador de Arkale 220 kV incluido en la modificación de la planificación de junio de 2013 o el eje Abanto/Gueñes-Ichaso 400 kV. Otros

proyectos de menor envergadura como la repotenciación de los ejes de 400 kV que llegan a Gatica y el refuerzo o redefinición de la transformación de Gatica se dejan para futuros ejercicios de planificación.

El aumento de capacidad de intercambio que permite este proyecto se traduce en que la congestión esperada en la frontera se reducirá en 2020 en un 10-13% desde valores que alcanzarían un 63-77% sin este proyecto. Adicionalmente, permite un incremento de flujos de energía en ambos sentidos permitiendo utilizar la energía más barata en cada momento, de forma que proporciona un beneficio socio-económico en toda Europa, en términos de costes variables de generación según la metodología de ENTSO-E, de **140-240 M€ al año**, valor dependiente del escenario macroeconómico considerado a futuro. El valor inferior corresponde a un escenario tendencial con enfoque nacional y de desarrollo económico limitado, y el valor superior corresponde a un escenario con enfoque europeo y cumplimiento de objetivos 20-20-20. Por otra parte se estima que el proyecto evitará la emisión de unos **1,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>** y el vertido de unos **0,9-1,5 TWh** de energía renovable, sin considerar las restricciones en la red interna española.

Por otra parte, Francia prevé que en los próximos años un riesgo de energía no suministrada de hasta 20 GWh en 2017<sup>2</sup> en situaciones extremas de demanda ante una previsible falta de generación. Este valor se puede reducir de forma importante gracias a las importaciones de sus vecinos. Dado que España cuenta con un excedente de generación y que la menor sensibilidad de la demanda a la temperatura hace que las situaciones extremas en España no tengan tanto impacto en el consumo, el apoyo de España a Francia puede ser importante para mejorar la seguridad de suministro. Se estima que el apoyo desde España podría ahorrar al sistema europeo unos **15 M€/año** por evitar energía no suministrada.

El análisis realizado, considerando coste y beneficios a ambos lados de la frontera, permite estimar la rentabilidad social a 2020 de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos, dando una tasa interna de rentabilidad media del 7% y un periodo de recuperación de la inversión superior a 20 años.

Aunque los beneficios obtenidos por el aumento de capacidad de intercambio que permite el proyecto son muy elevados en términos de eficiencia económica del sistema, su coste es también importante, por lo que la rentabilidad del proyecto es limitada. Tras el análisis de diversas alternativas por la parte central y oeste de los Pirineos se concluyó que la opción con menos impacto medioambiental y social en ambos países sería una opción submarina por el Golfo de Vizcaya que permitiera alcanzar un nudo suficientemente fuerte en la red francesa. Con estos condicionantes, la única alternativa técnicamente viable es una conexión en tecnología de corriente continua, la cual tiene un coste más elevado que los proyectos estándar de la Red de Transporte.

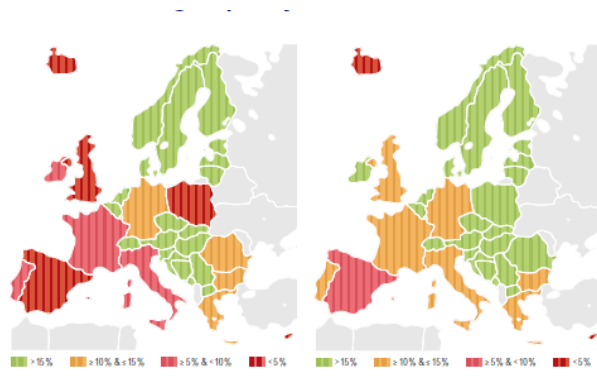
Sin embargo, el proyecto ofrece otros beneficios más complejos de cuantificar en términos monetarios como beneficios, como por ejemplo la integración del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) en el Mercado Interno de la Electricidad promovido por la Comisión Europea, lo cual aumentaría la competencia, permitiendo a más agentes participar en los mercados de ambos países interconectados, lo que en última instancia permitiría disminuir los precios del consumidor final. El proyecto, que ofrece un mayor mallado con el resto del sistema europeo, permite también aumentar la seguridad del sistema e incrementa la posibilidad de apoyo mutuo en caso de incidentes y situaciones extremas. Adicionalmente, una mayor capacidad de intercambio permite además evitar la instalación de generación de punta en ambos sistemas y da la posibilidad de compartir mecanismos de balance, haciendo más eficiente el sistema global europeo.

Por último, este proyecto permitiría incrementar el ratio de interconexión de España del 6 al 7% en 2020. El Consejo Europeo estableció en 2001 en Barcelona que este ratio, que representa la suma de las capacidades de importación frente a la potencia instalada, debería alcanzar el 10% para todos los Estados Miembros. Actualmente es del 4,3%, y en 2020 España será el único país de Europa continental por debajo de dicho objetivo. Sin un desarrollo de interconexiones continuado paralelo al desarrollo de generación del sistema eléctrico español, este ratio irá disminuyendo progresivamente alejándose del objetivo establecido.

---

<sup>2</sup> "Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France" RTE (2012).





**Ratio de interconexión en 2011 (izda.) y 2020 (dcha.) Fuente. ENTSO-E**

Debido a los beneficios que este proyecto proporciona al sistema europeo en su conjunto, y a su carácter estratégico, forma parte de los Proyectos de Interés Común de 2013 dentro del “Energy Infrastructure Package” de la Comisión Europea y forma parte también del Plan Decenal de Desarrollo de la Red de Transporte Europea de julio de 2012 de ENTSO-E. Para conseguir la consecución de este proyecto será necesario un alto compromiso por parte de ambos gobiernos francés y español, así como un fuerte apoyo político, económico y financiero por parte de la Comisión Europea.

## 4. CONTROL DE TENSIÓN

### ACTUACIÓN TREA-1: Instalación de nuevas reactancias en la Red de Transporte Peninsular

En la actualidad se observan sobretensiones permanentes en el sistema eléctrico peninsular español, especialmente en horas valle, lo que pone de manifiesto la necesidad de instalar nuevas reactancias en las zonas más problemáticas. El futuro desarrollo de la RdT traerá consigo un empeoramiento de la situación actual si de forma paralela no se desarrollan los medios adecuados de compensación de potencia reactiva.

La instalación de estas nuevas reactancias permitirá por una lado mantener el perfil de tensiones en la RdT dentro de los valores establecidos en los Procedimientos de Operación, sin tener que recurrir a la apertura de líneas con la consiguiente pérdida de calidad, fiabilidad y seguridad de suministro, y por otro, reducir y evitar que aumenten los actuales costes de las restricciones técnicas del mercado diario derivados del acoplamiento sistemático de grupos con el único objetivo de mejorar en parte el control de las tensiones en la red.

#### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

##### Nuevas reactancias previstas en el sistema eléctrico peninsular

C. Autónoma	Subestación	Tipo de compensación	Unidad	Tensión (KV)	Capacidad (Mvar)
Andalucía	GUILLENA	Nueva reactancia	REA2	400	150
Andalucía	CABRA	Nueva reactancia	REA1	400	150
Aragón	ESCATRÓN	Nueva reactancia	REA1	220	100
Aragón	MEZQUITA	Nueva reactancia	REA2	400	150
Aragón	MAGALLON	Nueva reactancia	REA2	400	150
Asturias	SOTO DE RIBERA	Nueva reactancia	REA3	400	150
Castilla y León	ALDEADÁVILA	Nueva reactancia	REA2	400	150
Castilla y León	LOMBA	Nueva reactancia	REA3	400	150
Castilla-La Mancha	MINGLANILLA	Nueva reactancia	REA1	400	150
Cataluña	PIEROLA	Nueva reactancia	REA2	400	150
Comunidad Valenciana	LA ELIANA B	Nueva reactancia	REA1	220	100
Comunidad Valenciana	TORRENTE	Nueva reactancia	REA1	400	150
Extremadura	JOSE MARIA DE ORIOL	Nueva reactancia	REA1	220	100
Extremadura	BROVALES	Nueva reactancia	REA1	400	150
Extremadura	ALMARAZ ET	Nueva reactancia	REA1	220	100
Madrid	MORATA	Nueva reactancia	REA4	400	150
Madrid	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	Nueva reactancia	REA5	400	150
Madrid	ARROYO DE LA VEGA	Nueva reactancia	REA1	220	100
Madrid	LA CEREAL	Nueva reactancia	REA1	400	150
Andalucía	BEGUES	Nuevo STATCOM	STATCOM	220	150

• **RESUMEN UNIDADES FÍSICAS**

	400 kV	220 kV
Posiciones	20	6
Reactancia (Mvar)	2.100	650

• **VALORACIÓN ECONÓMICA**

El coste total estimado para esta actuación asciende a: **72 M€**

• **JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

Los principales factores que influyen en la problemática de sobretensiones antes descrita, son:

- La disminución de la demanda de energía como consecuencia de la coyuntura económica.
- El dimensionamiento de la RdT para la evacuación de la generación de origen renovable.
- El creciente soterramiento de red en entornos urbanos, lo que tiene un impacto directo en el balance de reactiva pues los cables tienen un carácter más capacitivo que las líneas aéreas. Esto afecta no sólo a la RdT sino también a la RdD, que se ve obligada a inyectar reactiva en la Red de Transporte.
- El hecho de que la normativa actual no contemple que las instalaciones de régimen especial -entre las que la generación eólica instalada- participen en un control continuo de tensión, a pesar de que técnicamente algunas instalaciones serían capaces de proveer este servicio.

En la actualidad el agotamiento total de recursos habituales de control de tensión, con el parque de reactancias acopladas prácticamente en permanencia durante todas las horas del día, obliga a un desmallado excesivo de la red, lo que representa un riesgo para la seguridad suministro, -más de 90 líneas de la RdT en valles extremos y del orden de 50 de media en horas valle- y a programar generación térmica específica en horas valle con el único objetivo de controlar las tensiones paliando sólo en parte el problema antes descrito. Esta programación de generación repercute negativamente en los costes de restricciones y dificulta la integración de energías renovables -eólica- en horas de baja demanda.

Actualmente la problemática de sobretensiones se ha agravado notablemente en Aragón, País Vasco, Levante y Andalucía.

Sólo en el mes de marzo 2013, más del 30% de la energía programada en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del mercado diario -342 GWh- fue debida a la necesidad de mantener grupos acoplados en el sistema para reducir el perfil de tensiones, especialmente en Levante y el Sur.

La programación sistemática de generación para control de tensión -el 100% de los días del mes de marzo, con un mínimo diario de 3 grupos térmicos y un máximo de 10- supone un sobrecoste para el sistema. Sólo en marzo 2013, el coste de restricciones por control de tensión fue de unos 24 M€. Esta cifra se va incrementando cada año, en el año 2011 el coste de restricciones por control de tensiones fue de unos 22 M€, similar al coste registrado sólo en el mes de Marzo de 2013.

El futuro desarrollo de la RdT traerá consigo un empeoramiento de la situación actual. Para reducir y evitar que aumenten los actuales costes de las restricciones técnicas, en el actual proceso de planificación horizonte 2020 se precisa acometer el plan de instalación de nuevas reactancias aquí descrito.

El plan propuesto de instalación de 14 nuevas reactancias en subestaciones de 400 kV y 8 en subestaciones de 220 kV, permitirá reducir el perfil de tensiones en horas valle, sin necesidad de depender tanto de la generación térmica zonal y evitando una apertura significativa de líneas, mejorando de esta forma la seguridad de suministro.

Tomando como referencia el mes de marzo de 2013, donde el sobrecoste para el sistema por control de

tensión fue de 24 M€, y teniendo en cuenta que no todos los meses tienen un mismo comportamiento, se puede estimar que en un año el sistema tiene un sobrecoste por control de tensión de 150 – 180 M€. En el año horizonte 2020, haciendo una estimación conservadora y teniendo en cuenta la incorporación de los desarrollos planificados, el sobrecoste esperado por control de tensiones para el sistema será de unos **200 M€**.

Comparando esta cifra con el coste total del plan de compensación de potencia reactiva, se puede decir que dicho quedaría amortizado en un año.

El análisis realizado permite estimar la rentabilidad social de la actuación de desarrollo de la Red de Transporte mediante el cálculo de los indicadores económicos:

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) > **50%**.
- Período de Recuperación de la Inversión (PR) = **1 año**.

## 5. UNIDADES MÓVILES

### ACTUACIÓN: Unidades móviles

Conjunto de instalaciones no asignadas a una ubicación concreta que tienen por objeto dar una respuesta rápida a problemas puntuales surgidos en el sistema.

#### • DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

##### Península

- 5 unidades monofásicas (3 de 200 MVA y 2 de 100 MVA).

##### Islas Baleares

- 10 posiciones móviles de 132 kV de subestaciones de tecnología GIS (válidas también para 66 kV).
- 3 unidades monofásicas de 220/132/66 kV de 30 MVA cada una.
- 1,6 km de cable aislado de 66 kV preparado en bobinas móviles.

##### Islas Canarias

- 10 posiciones móviles de subestaciones de tecnología GIS (8 de 66 kV y 2 de 132 kV, válidas también para 132 kV).
- 3 unidades monofásicas de 220/132/66 kV de 30 MVA cada una.
- 3,2 km de cable aislado de 66 kV preparado en bobinas móviles.

#### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

Península	400 kV	220 kV
Transformadores (MVA)	800	
<b>Islas Baleares</b>		
	132 kV	66 kV
Posiciones	10	-
Cable (km)	-	1,6
Transformadores (MVA)	90	
<b>Islas Canarias</b>		
	132 kV	66 kV
Posiciones	2	8
Cable (km)	-	3
Transformadores (MVA)	90	

#### • VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado en la península para esta actuación asciende a:	8,4 M€
El coste total estimado en las islas Baleares para esta actuación asciende a:	8,5 M€
El coste total estimado en las islas Canarias para esta actuación asciende a:	10,1 M€

#### • JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La instalación de unidades móviles responde a la necesidad de salvaguardar el 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. Dotando de esta forma al sistema de mayor flexibilidad.

Las soluciones móviles son más críticas en los sistemas insulares puesto que se trata de sistemas más débiles desde el punto de vista eléctrico.

## 6. AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES

### Aumento de capacidad en transformadores de la Red de Transporte

En los casos de renovación de unidades de transformación, cuya vida útil está agotada, las nuevas unidades que las sustituyen están estandarizadas por los fabricantes con soluciones más modernas. Ello conlleva que, en algunos casos, la sustitución de esos transformadores implique un aumento de la capacidad de transformación, ya que las máquinas actuales son de difícil reemplazo por máquinas equivalentes al tratarse de diseños muy antiguos.

Por otra parte, desde el punto de vista de un correcto funcionamiento de la Red de Transporte, en el caso de tener varias unidades de transformación en una subestación, es preferible contar con unidades de parámetros y potencia similar para evitar comportamientos asimétricos y recirculación de flujos.

De igual forma, el transformador 400/220 kV previsto en la planificación vigente en la subestación Vitoria con una capacidad prevista de 500 MVA, debe adaptar su capacidad a 600 MVA de acuerdo a la mencionada estandarización de unidades de transformación, por lo que aparece a efectos de valoración por su capacidad total.

A continuación, se listan aquellos transformadores cuya renovación supone un incremento de potencia, valorándose su coste individual y finalmente global.

#### • DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES

##### **Ampliación de capacidad en el transformador ATP9 de Escatrón 400/220 kV**

- La capacidad de transformación pasa de 318 MVA a 600 MVA.
- El coste total estimado para esta actuación asciende a: 3 M€.

##### **Ampliación de capacidad en el transformador ATP4 de Sentmenat 400/220 kV**

- La capacidad de transformación pasa de 500 MVA a 600 MVA.
- El coste total estimado para esta actuación asciende a: 1,1 M€.

##### **Ampliación de capacidad en el transformador ATP4 de Mequinzenza 400/220 kV**

- La capacidad de transformación pasa de 300 MVA a 600 MVA.
- El coste total estimado para esta actuación asciende a: 3,15 M€.

##### **Ampliación de capacidad en el transformador ATP5 de Hernani 400/220 kV**

- La capacidad de transformación pasa de 400 MVA a 600 MVA.
- El coste total estimado para esta actuación asciende a: 2,1 M€.

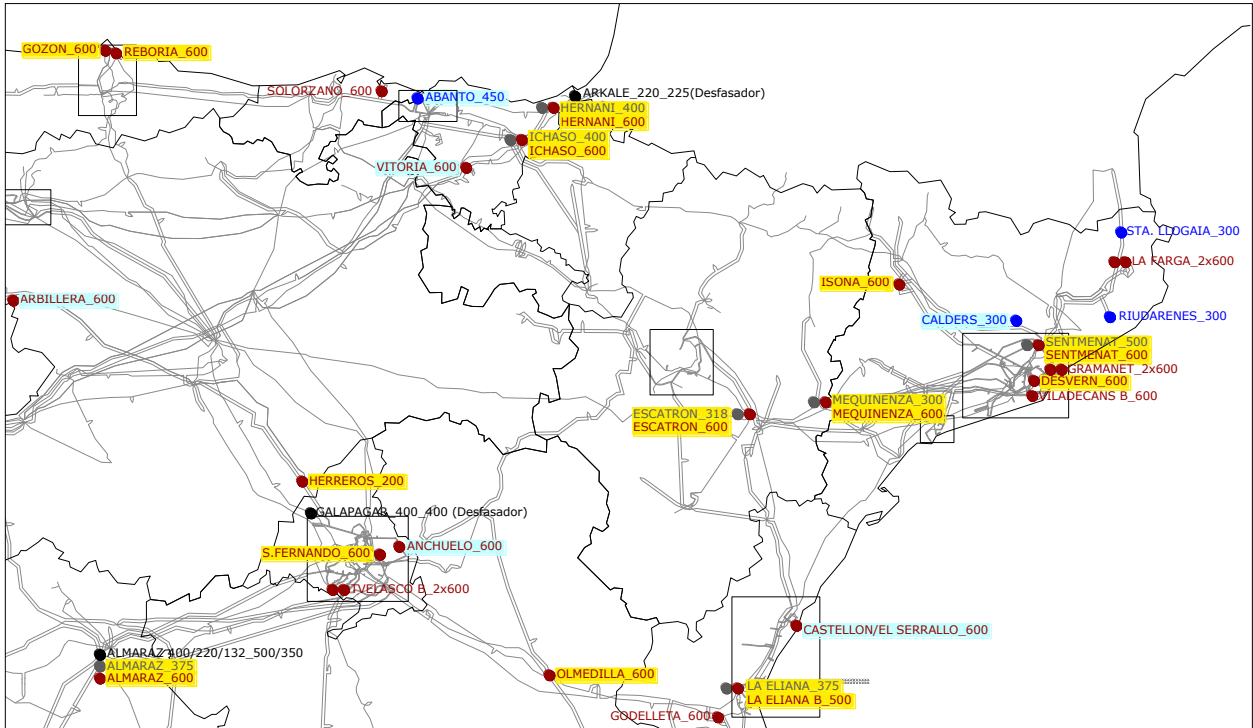
##### **Ampliación de capacidad en el transformador ATP2 de Ichaso 400/220 kV**

- La capacidad de transformación pasa de 400 MVA a 600 MVA.
- El coste total estimado para esta actuación asciende a: 2,1 M€.

#### • RESUMEN UNIDADES FÍSICAS

	400/220 kV
Transformadores (MVA)	1.082

• MAPA LOCAL



ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN			
	Transformador 400/220 kV	Transformador de reserva 400/132-110 kV	Desfasador 400/220/132-110 kV
Red de partida:	●	●	● (Desfasador)
Complementarias estructurales:	● NOMBRE	● NOMBRE	● NOMBRE (Desfasador)
Dados de baja:	●	●	● (Desfasador)

• VALORACIÓN ECONÓMICA

El coste total estimado para esta actuación asciende a:

11,4 M€





## **Anexo IV**

### **DICCIONARIO DE ACRÓNIMOS**



En la siguiente lista se detallan los acrónimos utilizados en el presente documento:

ACP	Acoplamiento de barras en SE
Alm	Almacenamiento
ApD	Apoyo a Demanda-Distribución
ATA	Alimentación Tren Alta Velocidad
C	Cable
CA	Comunidad Autónoma
DC	Doble Circuito
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity ( <a href="http://www.entsoe.eu">www.entsoe.eu</a> )
EvCo	Evacuación Generación Convencional
EvGen	Evacuación Generación
EvRe	Evacuación Generación Renovable, Cogeneración y Residuos
E/S	Entrada / Salida
Fiab	Fiabilidad
$I_{cc}$	Corriente de cortocircuito
Int	Interconexiones internacionales, de la península con sistemas extrapeninsulares y entre islas
L	Línea
L-C	Línea-Cable
MRdT	Mallado Red de Transporte
P.O.	Procedimiento de Operación
REA	Reactancia
RdD	Red de Distribución
RdT	Red de Transporte
REE	Red Eléctrica de España
RRTT	Resolución de restricciones técnicas
RTE	Reseau de Transport de l'Electricite
SC	Simple Circuito
$S_{cc}$	Potencia de cortocircuito
SdS	Seguridad de suministro
SE	Subestación
SEIE	Sistema Eléctrico Insular y ExtraPeninsular
T	Conexión en T



## FE DE ERRATAS

Advertido error en el documento *PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA. PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2015-2020*, y conforme al artículo 109.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas (BOE nº 236, de 02/10/2015), sobre revocación de actos y rectificación de errores “Las Administraciones Públicas podrán, asimismo rectificar en cualquier momento, de oficio o a instancia de los interesados, los errores materiales, de hecho o aritméticos existentes en sus actos”, se procede a la rectificación siguiente:

En la página 52 del anexo I.1, Unidades de transformación 400/220 kV, 400/132-110 kV programadas en el horizonte 2020, en la séptima columna de la tabla, relativa a la potencia en MVA, en la fila correspondiente a la actuación GALAPAGAR Nuevo transformador desfasador, donde dice: “920”, debe decir: “1270”.





GOBIERNO  
DE ESPAÑA

MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, ENERGÍA  
Y TURISMO

