

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE APRUEBAN ADAPTACIONES DE CARÁCTER TÉCNICO DEL DOCUMENTO “PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA. PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2015-2020”, APROBADO POR ACUERDO DEL CONSEJO DE MINISTROS DE 16 DE OCTUBRE DE 2015.

Expediente núm.: IPN/CNMC/038/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 10 de octubre de 2018

En el ejercicio de las competencias que le atribuyen los artículos 5.2 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la *“Propuesta de Orden por la que se aprueban adaptaciones de carácter técnico del documento Planificación energética. Plan de desarrollo de la Red de transporte de energía eléctrica 2015-2020”*.

1. Antecedentes

El artículo 4.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, ahora el Ministerio para la Transición Ecológica, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá aprobar las adaptaciones de carácter técnico necesarias para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica.

El 13 de noviembre de 2017 se recibió en la CNMC el oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) por el que se remite la propuesta de Orden por la que se aprueban adaptaciones de carácter técnico del documento Planificación energética. Plan de desarrollo de la Red de transporte de energía eléctrica 2015-

2020, para que, de acuerdo a lo establecido en los artículos 5.2, 7 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, se emita informe preceptivo sobre la misma. Dichos documentos fueron remitidos para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el día 14 de noviembre de 2017.

Por otro lado, con fecha 11 de diciembre de 2017 se remitió oficio a la Subdirección General de Energía Eléctrica del MINETAD solicitando información complementaria con el fin de poder informar preceptivamente la propuesta de Orden. En concreto se solicitaron las propuestas del operador del sistema sobre las adaptaciones de carácter técnico de determinadas actuaciones planificadas para la red de transporte de energía eléctrica. Dicha solicitud fue atendida el 19 de diciembre de 2017 (Anexo 1).

A fecha de emisión del presente informe, se han recibido, ante esta Comisión, las alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad que se adjuntan en el Anexo 2.

Con fecha 15 de marzo de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria emitió el informe sobre *“Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.”*¹ Dicho informe supone la actualización de la planificación vigente en lo que se refiere a las instalaciones contempladas, viéndose actualizadas, reemplazadas o sustituidas respecto de las contempladas en la aprobación por parte del Consejo de Ministros el 16 de octubre de 2015, y resulta ser complementario al que aquí se informa.

Finalmente, con fecha 3 de agosto de 2018, ha sido publicado en el BOE la Resolución de 30 de julio de 2018, de la Secretaria de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de julio de 2018, por el que se modifican aspectos puntuales del documento planificación energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015. Dicha Resolución no incluye las adaptaciones de carácter técnico objeto de este informe.

2. Contenido de la propuesta de Orden

La propuesta de Orden sobre “Adaptaciones de carácter técnico Del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020” tiene por objeto modificar la Planificación Energética mediante una serie de correcciones de carácter técnico, necesarias para la realización efectiva de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, todo ello de conformidad con la propuesta del Operador del Sistema Eléctrico.

¹ Expdte. INF/DE/214/17: <https://www.cnmc.es/expedientes/infde21417>

Según se expone, una vez aprobada la Planificación Energética, por Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, han surgido problemas que impiden la ejecución de los planes de desarrollo tal y como se han especificado en la misma.

Adicionalmente, se manifiesta que existen actuaciones en las que, una vez que se avanza en su definición, se identifica la posibilidad de construirlas con un menor coste de inversión para el sistema, por lo que es necesaria su modificación en la planificación conforme al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y, en todo caso, teniendo en cuenta los límites de inversión anual establecidos por el artículo 11 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

Por ello, las modificaciones propuestas se tratan, bien de nuevas inclusiones dentro de la Planificación vigente, bien de adaptación de características técnicas de las ya existentes.

En total se tienen 36 actuaciones² cuya estimación de coste de inversión ascendería a -14,5 millones de euros³, es decir, una reducción de costes para el Sistema eléctrico respecto a lo planificado originalmente en el horizonte 2015-2020, donde las estimaciones del OS, en lo relativo a las ampliaciones para evacuación de generación o los cambios de tensión⁴, no suponen un coste de inversión para el sistema.

En esta línea, atendiendo a lo dispuesto en el artículo 13.1 del Real Decreto 1047/2013, el volumen máximo de inversión anual recogido en la Planificación de la red de transporte se ha proyectado, para algunos años, hasta 1,2 veces el máximo establecido en el artículo 11.1 del mentado Real Decreto 1047/2013, siempre que para el periodo planificado el volumen total de inversión planificado no supere el 0,065% del PIB previsto. Por ello, aunque las actuaciones suponen una reducción de costes de inversión para el Sistema eléctrico, se expone que se han considerado los límites máximos de inversión conforme a los valores de PIB publicados y se han proyectado hasta el año 2020 con tasas de variación según el Programa Nacional de Reformas de España 2017. De la misma forma, se han calculado los costes de inversión para el sistema conforme a los *valores*

² Las actuaciones nº 35 (*SE Torremendo Norte 220 kV*) y nº 36 (*SE Torremendo Sur 220 kV*) constituyen una única actuación: "*Nueva subestación (SE) Torremendo 220 kV (Binudo)*" que se analiza y desarrolla en el apartado **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

³ Obsérvese que la estimación económica recogida en el Anexo de la propuesta de Orden contempla un valor total de -14,7 millones de euros). Cabe señalar que dicho importe se obtiene a partir de la inversión a realizar estando afectada por el factor de retardo retributivo de la inversión, FRRI, dando lugar al valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del Sistema.

⁴ Según consta en la memoria de propuesta de Orden, los incrementos de coste de inversión para el Sistema, en lo que se refiera a los cambios de tensión, son contemplados en la valoración económica como nulos ya que se estiman para planificación como los de una línea nueva.

unitarios de referencia recogidos en la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, aplicando el factor de retardo establecido en el Real Decreto 1047/2013.

Finalmente, el listado completo de las modificaciones de la Planificación en vigor se recoge de manera detallada en los Anexos I y II de la misma, cuya información debe interpretarse de acuerdo con los códigos definidos en el Anexo I de la Planificación energética. Al igual que en la planificación vigente, la información de dichos anexos se organiza en tablas para Líneas, Subestaciones, Unidades de transformación y Reactancias.

3. Resumen de las alegaciones recibidas

Con carácter general se recibieron alegaciones de forma conjunta al referido “Acuerdo del Consejo de Ministros para la Modificación de Aspectos puntuales de la Planificación energética”⁵. Dadas las implicaciones de cada una de las propuestas, la mayor parte de las alegaciones recibidas iban destinadas a las modificaciones puntuales de la Planificación, relegando a un segundo puesto meramente testimonial las propias de la propuesta de Orden sobre la que versa el presente informe.

No obstante, desde una comunidad autónoma se ha manifestado “Falta del principio de transparencia” durante este proceso de modificación de adaptaciones de características técnicas de la Planificación vigente.

A este respecto recuerda que el artículo 4.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece la necesidad de someterse al principio de transparencia. Sin embargo, expone que el procedimiento de adaptación de características técnicas de la Planificación no ha sido desarrollado con la participación activa de las CCAA, dado que no ha tenido conocimiento del proceso ni de la documentación que lo motiva.

De igual forma recuerda que la Ley 19/2013 de 9 de diciembre, en su artículo 5.1, establece que: “*Los sujetos enumerados en el artículo 2.1⁶ publicarán de forma periódica y actualizada la información cuyo conocimiento sea relevante para garantizar la transparencia de su actividad relacionada con el funcionamiento y control de la actuación pública.*” Sin embargo, señala que tal publicación no se ha producido durante el proceso de desarrollo de la adecuación de características técnicas de la Planificación recogido en la propuesta de Orden que se pretende informar.

⁵ Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020., aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión de 15 de marzo de 2018. Expdte. INF/DE/214/17: <https://www.cnmc.es/expedientes/infde21417>

⁶ Ley 19/2013, de 9 de diciembre. Art. 2.1.a) La administración General del Estado, las Administraciones de las Comunidades Autónomas y de las Ciudades de Ceuta y Melilla y las entidades que integran la Administración Local.

En este mismo sentido, manifiesta que se ha producido una “Falta de colaboración entre las administraciones”. La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece la necesidad de cooperación entre administraciones Públicas y las técnicas de colaboración a través de las cuales esta debe ser materializada, tal y como se encuentran reguladas en los Art. 141-142 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre⁷. A este respecto solicita que, no habiéndose recibido respuesta alguna a las alegaciones expuestas por las administraciones autonómicas, se considere imprescindible que dichas alegaciones sean atendidas o respondidas motivadamente.

Finalmente, una empresa distribuidora alega la necesidad de participación de las empresas distribuidoras de forma activa en los procedimientos de elaboración de las propuestas relativas a la Planificación energética. A este respecto, expone que debe tomarse en consideración que los gestores de las redes de distribución ostentan, entre sus funciones, la operación, planificación y desarrollo de las mismas de forma que las incorporaciones de dichas redes al ámbito del transporte se traduce en acciones no previsibles, pudiendo afectar de lleno a las redes de distribución y motivando previsiones de desarrollo en el corto plazo de las infraestructuras de distribución, que no serían requeridas de no efectuarse acciones en la red de transporte.

4. Motivaciones y causas para la modificación de las características técnicas de instalaciones de la Propuesta

En el Anexo 3 se ha procedido a recoger una breve descripción⁸ de las infraestructuras sobre las que se proponen las modificaciones técnicas, tanto en el sistema eléctrico peninsular como en los sistemas eléctricos insulares, recogiendo en cada una de ellas los comentarios que se entienden precisos, así como, en su caso, los que hayan sido realizados por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector.

No obstante, a continuación, se recogen las motivaciones y causas generales que se aprecian sobre las propuestas evaluadas, agrupándolas de forma análoga a como se recogen en la planificación, es decir, Sistema Peninsular, Sistema Balear y Sistemas Canarios. Asimismo, se recogen las adaptaciones de carácter técnico que se solicitan sobre otras infraestructuras no recogidas en la propuesta de orden y que han sido solicitadas a través del proceso de audiencia pública realizado entre los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

⁷ Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

⁸ La justificación detallada de las actuaciones se ha realizado a partir de la información aportada por el OS y que remitió la DGPEM a la CNMC en diciembre de 2017, conforme se recoge en el apartado de *Antecedentes* del presente informe.

4.1. Sistema eléctrico Peninsular, SEP

La propuesta de Orden que se informa incluye un total de 21 adaptaciones técnicas en el sistema eléctrico peninsular de las cuales, tras el análisis realizado junto con las observaciones manifestadas por los miembros del Consejo Consultivo, no se tiene objeciones y se consideran debidamente justificadas y motivadas:

- a) Nueva línea Alcores-Santa Elvira 220 kV (reemplaza cambio tensión de la actual línea de 132 kV)
- b) Nuevo DC entre Cartuja-Pto. Real 220 kV
- c) DC Collblanc-Can Jardí B 220 kV
- d) Ampliación Loeches 220 kV
- e) Eliminación de la T de Leganés y T Retamar
- f) Arkale-Irún 2 220 kV

En lo que respecta a las adaptaciones restantes, cabe exponer que, en algunos casos, se ha detectado inconsistencia en la valoración del impacto económico para el Sistema de lo propuesto por el OS, bien porque no se compadece con los valores estándares de inversión reconocidos, bien porque hay incertidumbre sobre las unidades constructivas consideradas. En estos últimos casos se han detectado discrepancias entra las propuestas de adaptación solicitadas versus las declaraciones de dichas actuaciones que ha efectuado REE en las distintas entregas obligatorias de información, conforme a lo establecido en el Real Decreto 1047/2013.

Por otro lado, en lo que se refiere a casos como el de las “Reactancias asociadas al enlace Península-Ceuta”, entre otros, la adaptación propuesta supone una definición de actuaciones recogidas en la Planificación o modificaciones de características técnicas como la capacidad de transporte de algunas instalaciones o la modificación de la tecnología constructiva de una subestación (de convencional a blindado y viceversa). En la misma medida también se solicitan modificaciones del campo de observaciones de las actuaciones en los anexos del documento de Planificación.

Consideración diferente suponen aquellos casos en los que se han detectado solicitudes de adaptaciones de carácter técnico sobre instalaciones que ya se encuentran en servicio, caso de “*SE Torremendo Norte 220 kV y Torremendo Sur 220 kV*” o de la “*SE Regoelle 220 kV. Ampliación*”. En tales circunstancias, lo que se estaría solicitando es una modificación de características técnicas, expost a la ejecución de la misma. Cuestión que, de adoptarse, conforme señala la Generalitat Valenciana en sus alegaciones, podría conllevar una revisión de todas y cada una de las instalaciones puestas en servicio.

De igual manera se han detectado casos en los que se solicitan adaptaciones que realmente suponen inclusión de nuevas actuaciones en la Planificación por lo que en realidad no supondrían una adaptación de características técnicas.

Por último, la propuesta de Orden incluye algunas adaptaciones sobre las que agentes del consejo consultivo han presentado alegaciones que evidencian discrepancias de gran calado entre los agentes implicados, lo que hace desestimar la idoneidad de su consideración.

Con todo, tal y como se ha expuesto con anterioridad, la información desglosada para cada actuación, así como las observaciones recibidas y las consideraciones de carácter particular se recogen en el mentado Anexo 3.

4.2. Sistema eléctrico Insular Balear, SEIE-Balear

La propuesta de Orden que se informa incluye 2 adaptaciones técnicas en los sistemas eléctricos del archipiélago balear. Cabe exponer que no se han recibido observaciones al respecto de ninguna de ellas.

En el caso de la “*SE Coliseo 66 kV*”, la adaptación versa sobre una modificación meramente técnica en el Bypass de dicha subestación recogiendo la solución constructiva en tecnología blindada dentro del campo de “observaciones” de los anexos del documento de Planificación. La citada adaptación se considera oportuna, pero sobre la misma se solicitan una serie de aclaraciones, tal y como se señala en el Anexo 3.

Caso distinto supone la propuesta de adaptación en la “*SE Cala Millor 66 kV*”, en el que por imposibilidad de cumplimiento del P.O. 13 de SEIE se solicita la consideración de singular de dicha actuación, mediante la inclusión de la misma en el campo de “observaciones” de los anexos del documento de Planificación. La citada adaptación va más allá de una modificación técnica, suponiendo realmente una modificación de la planificación. El detalle, las observaciones y consideraciones de la misma se recogen en el mentado Anexo 3.

4.3. Sistemas eléctricos Insulares Canarias, SEIE-Canarias

La propuesta de Orden que se informa incluye 12 adaptaciones técnicas en los sistemas eléctricos de los archipiélagos canarios. Al igual que en el caso Balear, cabe exponer que no se han recibido observaciones al respecto de ninguna de ellas.

De igual forma que el caso del Sistema eléctrico Peninsular, tras el análisis realizado junto con las observaciones manifestadas por los miembros del Consejo Consultivo, no se tienen objeciones y se consideran debidamente justificadas y motivadas las que se detallan a continuación:

- a) Nuevo Doble Cto Puerto del Rosario-La Oliva 132 kV
- b) DC Arinaga-Bco. de Tirajana 66 kV
- c) Nueva línea El Tablero-Sta Águeda 66 kV cto 2.
- d) Nueva SE El Escobar 66 kV

En los casos restantes se han detectado solicitudes de adaptaciones de carácter técnico sobre instalaciones que ya se encuentran en servicio, caso de “*Ampliación SE Muelle Grande 66 kV*”, lo que supone una solicitud de modificación de características técnicas, ex post a la ejecución de la misma.

De igual manera se han detectado casos en los que se solicitan adaptaciones que realmente suponen inclusión de nuevas actuaciones en la Planificación y que en realidad no supondrían una adaptación de características técnicas, caso de las ampliaciones de las subestaciones: “*SE Corralejo, 66 kV*”, “*SE Matas Blancas, 66 kV*”, “*SE Gran Tarajal, 66 kV*” y “*SE Lomo Apolinario, 66 kV*”.

Finalmente, el detalle de dichas actuaciones, así como las observaciones y consideraciones sobre las mismas se recogen en el mentado Anexo 3.

4.4. Comentarios sobre otras infraestructuras

A continuación, se recogen una serie de actuaciones que, si bien no se encuentran recogidas en la Propuesta remitida por la SEE, han sido solicitadas por miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector, para su consideración adicionalmente a las ya contempladas en la mentada Propuesta. Todas ellas versan sobre actuaciones a abordar para el Sistema eléctrico peninsular, siendo dichas adaptaciones las que se recogen a continuación:

- a) Línea Carrió-Soto 220 kV.
- b) Bypass de Trinitat 220 kV
- c) Conexiones de Transbadalona 220 kV.
- d) Bypass de Viladecans 220 kV
- e) DC San Miguel de Salinas-Torre Vieja 220 kV
- f) Conexión del desfaseador de Arkale
- g) Bypass de Morata 400 kV
- h) Modificación de la Línea Ayora-Cofrentes 400 kV
- i) Subestación de transporte Santa Pola 220 kV (Ampliación SE existente).

Salvo en los dos últimos casos, todas ellas han sido solicitadas por Red Eléctrica de España en calidad de Operador del Sistema, al amparo de lo establecido en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico. Se trata de adaptaciones de características técnicas en todos los casos siendo el impacto económico para el sistema, según la valoración de los agentes, de un incremento de 6,21 M€. Todas ellas se consideran debidamente justificadas y motivadas.

La adaptación de la *Línea Ayora-Cofrentes 400 kV* es una solicitud de Red Eléctrica de España en calidad de Transportista, en la que se busca consensuar la información contenida en el documento de Planificación con las Resoluciones

de autorización administrativa y de aprobación del proyecto de ejecución, todo ello por suponer la solución constructiva de mayor eficiencia económica.

Por último, la adaptación técnica sobre la *Subestación de transporte de Santa Pola 220 kV*, surge a solicitud de Iberdrola Distribución, y supone la corrección de una errata detectada dentro de la Tabla 3.60 del documento de Planificación aprobado por Consejo de Ministros el 16 de octubre de 2015.

Como en los apartados anteriores, el detalle y consideraciones sobre las mentadas actuaciones de adaptación técnica se recogen en el Anexo 3.

5. Consideraciones Generales

A continuación se recogen las consideraciones generales que se aprecian sobre las propuestas evaluadas en el apartado 4, diferenciándolas entre las adaptaciones recogidas en la propuesta de orden y las que se han solicitado a través del proceso de audiencia pública realizado entre los miembros del Consejo Consultivo.

Las observaciones que se plantean se han abordado con carácter general en función de las apreciaciones realizadas, habiéndose recogido en el Anexo 3 del presente informe las consideraciones particulares sobre las distintas adaptaciones. Todo ello en aras de dar una mayor funcionalidad al presente informe debido al excesivo número de consideraciones particulares, 26 comentarios sobre las 35 adaptaciones técnicas recogidas en la propuesta de orden y 6 comentarios sobre las 8 propuestas de nueva inclusión.

5.1. Sobre las adaptaciones de carácter técnico recogidas en la Propuesta de Orden

Como ya se ha señalado con anterioridad, se han propuesto un total de 35 adaptaciones de carácter técnico sobre las que se tienen comentarios en 26 de los casos.

En primer lugar, la Propuesta de Orden recoge una serie de actuaciones que, en realidad, no suponen adaptaciones de características técnicas, sino que conllevan una modificación de la planificación vigente.

A este respecto cabe destacar aquellas que versan sobre solicitudes de modificación de la fecha prevista de entrada en servicio, la inclusión de actuaciones nuevas en la planificación, las modificaciones en la motivación de las mismas, así como la modificación del campo observaciones de las actuaciones de planificación.

En dichos casos, con carácter general, se ha emplazado a la no consideración de las mismas. No obstante, se propone la corrección y matización de las

mismas si finalmente deciden englobarse dentro de la Orden que finalmente se apruebe.

En segundo lugar, se han identificado una serie de adaptaciones propuestas en las que se requiere una mayor justificación del incremento o decremento de las repercusiones económicas para el sistema, bien porque no se aprecia una correspondencia con los valores estándares económicos de inversión establecidos en la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, bien porque la información remitida adolece del alcance suficiente para que se pueda ratificar la estimación económica propuesta.

A este respecto, cabe decir que, con carácter general, se ha propuesto el requerimiento al OS de nuevos análisis complementarios en los que se profundice en la estimación de los costes de las actuaciones y, en aquellos casos que se ha considerado necesario, la realización de un nuevo análisis de Coste-Beneficio de la incorporación de dichas adaptaciones, que sirva para discernir las necesidades de inclusión real de las mismas.

Adicionalmente se han identificado discrepancias entre las adaptaciones propuestas y las informaciones obrantes en la CNMC. Dicha información procede de las distintas remisiones realizadas por REE con motivo de las obligaciones periódicas de remisión de información establecidas en la Ley del Sector Eléctrico, así como en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre. En dichos casos, se ha propuesto un requerimiento al OS, previo a la aprobación de la Orden, para que clarifique la bondad de las características técnicas que se solicita adaptar.

Por último, en algunos casos se han encontrado propuestas en las que se considera que no se han tenido en cuenta la totalidad de afecciones que pueden darse, de forma que la justificación técnica estaría sesgada y podría no resultar ni óptima ni eficiente. En dichos casos se ha incoado la participación activa de terceros que puedan verse afectados, así como la realización de un nuevo análisis de conjunto, que incluya la totalidad de nuevas afecciones afloradas a lo largo del proceso de información de la Propuesta de Orden.

Con todo, tal y como se ha señalado anteriormente, las consideraciones particulares, recogidas en el apartado 1 del mentado Anexo 3, versan sobre todas y cada una de las adaptaciones en las que se han apreciado cuestiones de calado, estableciéndose un pronunciamiento específico para cada una de ellas según la adaptación propuesta.

5.2. Sobre actuaciones propuestas a incorporarse a la Modificación de Planificación.

Con carácter general, deberán revisarse las solicitudes de nuevas incorporaciones no contempladas en el proceso de alegaciones de la Propuesta que se informa, y ratificar que, en el análisis de evaluación conjunta de la

totalidad de las actuaciones descritas a lo largo del presente informe, el orden de prelación establecido es el más adecuado, siempre teniendo en cuenta las limitaciones de inversión.

En particular, deberá prestarse especial atención a las circunstancias descritas en lo que se refiere a la adecuación de las características técnicas de la *Línea Carrió-Soto 220 kV* para su conformidad con lo recogido en las autorizaciones administrativas, así como la evaluación de las consideraciones referentes a la *Conexión del desfasador de Arkale* y el análisis de estimación económica realizado en la Planificación vigente.

Adicionalmente, en el apartado 2 del referido Anexo 3, se recogen las consideraciones particulares sobre 6 de las 8 nuevas inclusiones propuestas.

5.3. Sobre el volumen de inversión anualizado.

Teniendo en cuenta el volumen de inversión anualizado, recogido en la Propuesta objeto de informe, así como los resultados macroeconómicos y de tasa de retribución financiera considerados en el "*Informe sobre los planes de inversión anuales y plurianuales de las empresas propietarias de instalaciones de transporte de energía eléctrica. Periodo 2018-2020*", aprobado por la Sala de Supervisión regulatoria en su sesión de 19 de diciembre de 2017, cabe exponer que, si bien no sobrepasan los límites de inversión admisibles para la inversiones planificadas, conforme se establece en los artículo 11.1 y 13.1 del Real Decreto 1047/2013, se albergan dudas, sobre si las estimaciones realizadas, se hacen considerando una tasa de retribución financiera (TRF) distinta de la que desde la CNMC se ha considerado en el referido Informe de planes de inversión para el periodo 2018-2020.

A este respecto, tal y como se establece en la disposición adicional segunda sobre Particularidades del primer periodo regulatorio del Real Decreto 1047/2013, la tasa de retribución financiera en el primer periodo regulatorio será la establecida en la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que es del 6,5033%.

A partir de dicha tasa de retribución financiera y según lo establecido en el artículo 8.3 del Real Decreto 1047/2013, que establece que, en ningún caso, la propuesta de variación de la tasa de retribución financiera empleada en dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos, se ha estimado que, en 2020, la tasa de retribución financiera del activo de transporte con derecho a retribución a cargo del Sistema eléctrico será del 6,0033%. Por ello, deberán actualizarse dichos volúmenes anualizados y adecuarse a las previsiones realizadas en el referido Informe.

Los estudios técnicos y económicos aportados por el OS para justificar su propuesta de orden de modificación vienen a concluir que resultan viables las actuaciones incluidas en la misma, si bien, como se ha indicado en muchos

casos, sería necesario, profundizar en la estimación de los costes de dichas actuaciones y en sus implicaciones en términos de la operación del sistema. Por tanto, se considera que antes de proceder a la incorporación de las mismas en la orden que finalmente se apruebe, deberían abordarse por parte del OS nuevos análisis Coste-Beneficio con hipótesis más transparentes en lo que se refiere a los costes de las mismas.

6. Conclusión

Esta Sala, con carácter general, valora positivamente las adaptaciones de carácter técnico incluidas en esta propuesta de Orden.

No obstante, no puede olvidarse que dichas modificaciones no pueden hacerse una vez que se hayan puesto en servicio las instalaciones con la única finalidad de soslayar el requerimiento de estar incluido en la planificación para que se reconozca retribución.⁹

De igual forma, tampoco tiene amparo que las adaptaciones que se planteen afecten a redes de niveles de tensión inferior, sin que se hayan mantenido las interlocuciones correspondientes con los restantes gestores de red y otros agentes intervinientes que puedan verse afectados, y sin que se haya realizado la valoración en conjunto de todas las alternativas.

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden, esta Sala concluye informar favorablemente la “Propuesta de Orden por la que se aprueban adaptaciones de carácter técnico del documento Planificación energética. Plan de desarrollo de la Red de transporte de energía eléctrica 2015-2020”, haciendo especial hincapié en la necesidad de atender las consideraciones manifestadas en los que se refiere a las instalaciones ya puestas en servicio, las adaptaciones que versan sobre nuevas instalaciones o sobre la consideración de singularidad de infraestructuras existentes, así como la afección a redes de distribución.

⁹ Art 35 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre: «...» *Para el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones de transporte será requisito indispensable que hayan sido incluidas en la planificación a la que se refiere el artículo 4 de esta ley y que, en su caso, cuenten con el informe favorable a que se hace referencia en el presente apartado.»*

A N E X O 1

INFORMES REMITIDOS POR EL OPERADOR DEL SISTEMA SOBRE LAS ADAPTACIONES DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PROPUESTAS

(CONFIDENCIAL)

A N E X O 2

ALEGACIONES REMITIDAS

(CONFIDENCIAL)

A N E X O 3

**DESCRIPCIÓN Y COMENTARIOS SOBRE LAS MOTIVACIONES Y CAUSAS
PARA LA INCLUSIÓN DE LAS INSTALACIONES EN LA PROPUESTA.**

**CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE LAS MODIFICACIONES DE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLANIFICACIÓN**

1. Sobre actuaciones englobadas dentro de la Propuesta

1.1. Repotenciación Nueva Casares-Jordana 220 kV (tramo desde la antigua T-Casares a Jordana)

La planificación de la red de transporte vigente recoge la repotenciación del eje “T/Casares-Los Ramos”, eje que ya había sido contemplado en la Planificación de la red el transporte 2008-16.

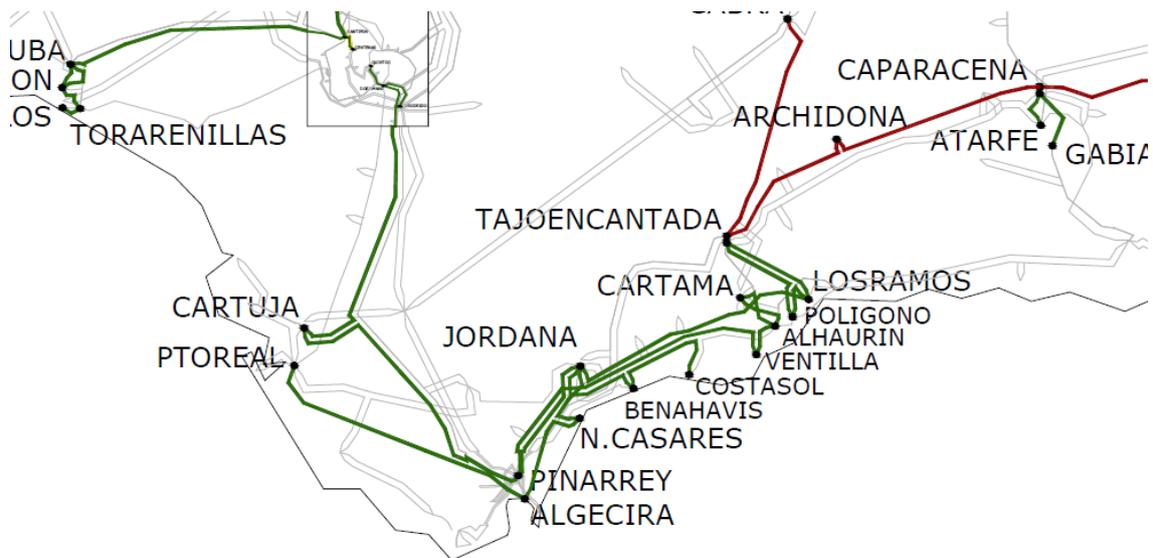
Expone el OS que al entrar en servicio las SE de “Jordana” y “Cártama”, conectadas en este eje, se ha producido una variación de la topología, quedando “Nueva Casares-Jordana-Cártama-Los Ramos”. A este respecto, la Planificación vigente contempla los aumentos de capacidad de “Jordana-Cártama” y “Cártama-Los Ramos” ya puestos en servicio, pero queda por incluir el tramo desde la antigua “T/Casares a Jordana 220 kV”.

Justifica el OS que dicho proyecto no se recogió en su momento porque los trabajos en el tramo entre “Jordana” y “Los Ramos” se vieron afectados por la construcción del AVE Córdoba-Málaga, y por la línea de “Entrada/Salida en Cártama”, siendo necesario cambiar un apoyo de la línea y realizar una modificación al proyecto.

Por todo lo anterior, propone realizar la adaptación de carácter técnico en la que se recoja la Repotenciación de la línea “Nueva Casares-Jordana 220 kV” al tiempo que se incluya en las observaciones que aplica al tramo que va entre la antigua T/Casares y Jordana.

Con todo, expone el OS que la variación del coste de inversión para el sistema eléctrico sería de un incremento de 0,1 M€.

En lo que se refiere a la adaptación propuesta cabe exponer que, según lo que se establecía en la Planificación 2008-2016 las repotenciones con horizonte 2016 (Figura 3.36. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte planificadas en el periodo 2007-2016) en la zona en cuestión resultaban ser:



En dicha Planificación se considera la repotenciación del Eje: “Algeciras-N. Casares-Los Ramos”.

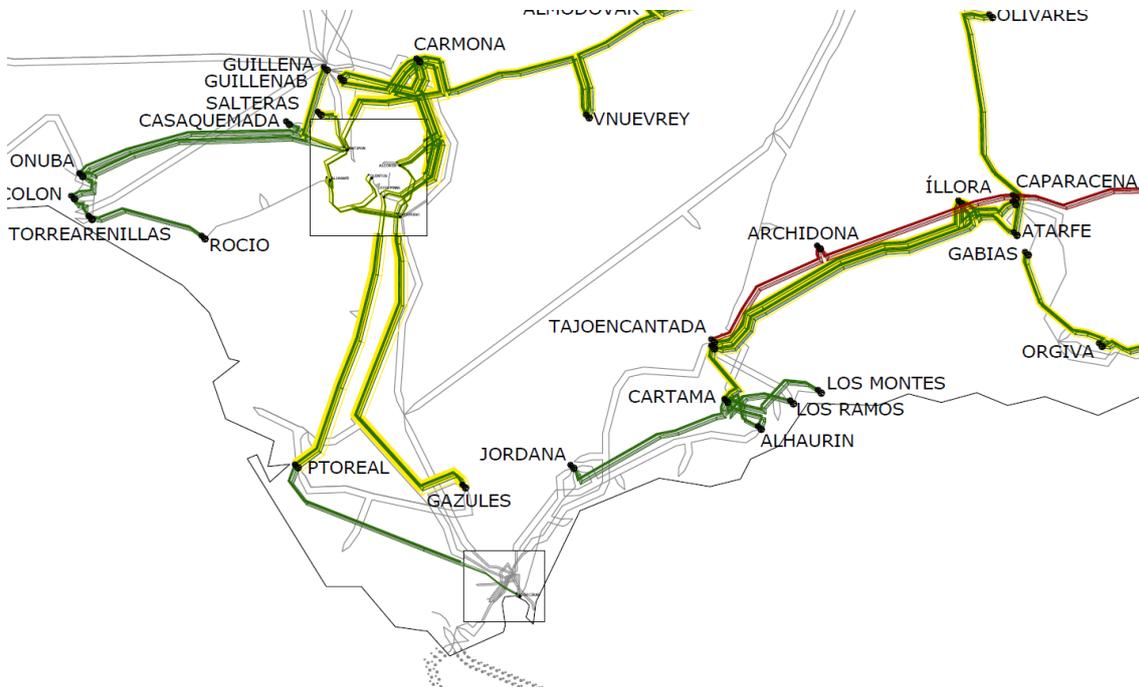
Según las actuaciones del Anexo 3.II¹⁰ el incremento entre 70 y 100 MVA se producía en 7 km, del eje: “T-Casares-Nueva Casares”.

Tabla 1

CCAA ORIGEN	CCAA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA
								INV.	VER.	
Andalucía	Andalucía	LOS RAMOS	T. CASARES	220	1	Baja cambio topología Línea	82	290	259	2007
Andalucía	Andalucía	ALGECIRAS	T. CASARES	220	1	Baja cambio topología Línea	29	290	259	2007
Andalucía	Andalucía	CASARES	T. CASARES	220	1	Baja cambio topología Línea	7	290	259	2007
Andalucía	Andalucía	LOS RAMOS	NUEVA CASARES	220	1	Alta E/S Línea	85	290	259	2007
Andalucía	Andalucía	ALGECIRAS	NUEVA CASARES	220	1	Alta E/S Línea	32	290	259	2007
Andalucía	Andalucía	ALGECIRAS	NUEVA CASARES	220	1	Repotenciación Línea	32	390	330	2007
Andalucía	Andalucía	JORDANA	NUEVA CASARES	220	1	Repotenciación Línea	23	390	330	2007
Andalucía	Andalucía	JORDANA	NUEVA CASARES	220	1	Alta E/S Línea	23	290	259	2007
Andalucía	Andalucía	LOS RAMOS	NUEVA CASARES	220	1	Baja E/S Línea	85	290	259	2007

¹⁰ Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte. Mayo 2008.

Por otro lado, en lo que respecta a la Planificación vigente 2015-2020 la repotenciación contemplada (Figura 3.59. Actuaciones de repotenciación en la red de transporte en el periodo 2015-2020) sería:



Es decir, no se contemplaba más que los ejes: “*Jordana-Los Ramos*” y “*Puerto Real-Algeciras*”. Con todo, la adecuación propuesta no se encuentra recogida dentro del documento de planificación vigente.

Por todo lo expuesto, la propuesta del OS no responde a una adaptación técnica sino a la inclusión de una actuación dentro de la Planificación. En este sentido, dicha actuación debería haberse recogido dentro de la solicitud de Modificación de aspectos puntuales informado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 15 de marzo¹¹, materializado en la correspondiente Resolución de 30 de julio de 2018¹² y no en la solicitud objeto del presente informe.

¹¹ “Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión de 15 de marzo de 2018 (<https://www.cnmc.es/expedientes/infde21417>)

¹² **Resolución de 30 de julio de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de julio de 2018, por el que se modifican aspectos puntuales del documento planificación energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015.**

Al margen de lo anteriormente reflejado, cabe exponer que con la información justificativa remitida por el OS, no se puede corroborar la estimación económica que se le asigna, dado que no se detalla el incremento de capacidad correspondiente al tramo que iría entre “la antigua T/Casares y Jordana” ni tampoco la longitud de la misma, datos imprescindibles para cuantificarla conforme a lo establecido en la Orden IET/2559/2015, de 11 de diciembre¹³.

Con todo, se considera que la adaptación de características técnicas propuesta no es tal, sino que supone la inclusión de una nueva actuación, lo cual no es el objetivo de la presente propuesta de Orden que se informa.

No obstante, si se incluyera dentro de la Orden que finalmente se apruebe, debería especificarse dentro del apartado de observaciones, la longitud de dicho tramo, así como el incremento de capacidad real que supone dicha actualización.

1.2. Nueva línea Alcores-Santa Elvira 220 kV (reemplaza cambio tensión de la actual línea de 132 kV)

La planificación de la red de transporte vigente recoge el “*Alta por cambio de tensión Línea-Cable de las líneas a 132 kV DC*”¹⁴ Alcores-Santa Elvira 1 y 2”, con fecha de puesta en servicio 2018. Dicha actuación requeriría el desmontaje de los dos circuitos aéreos existentes y la compactación de los mismos en apoyos doble circuito, liberándose la actual servidumbre aérea y estableciéndose una nueva servidumbre, cuya ocupación y trazado no se puede ajustar a los pasillos existentes.

Esta modificación sustancial del trazado aéreo discurre por zonas incluidas en el planeamiento urbanístico del término municipal de Sevilla, con sectores y viales proyectados, cuyo uso es incompatible con líneas eléctrica aéreas. Por tanto, el cambio de tensión de la línea en el tramo aéreo indicado no es factible.

Por ello desde el OS propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico para contemplar una línea totalmente nueva de “*220 kV DC*”¹⁵ Alcores-Santa Elvira 1 y 2” incorporada bajo el concepto “Nueva Línea-Cable” para permitir la implementación de los planes de desarrollo previstos en la Planificación 2015-2020.

Con todo, el OS señala que dicha modificación no supondría un extra-coste de inversión para el Sistema.

¹³ Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

¹⁴ DC: Doble circuito.

¹⁵ DC: Doble circuito.

1.3. Nuevo DC entre Cartuja-Pto. Real 220 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge dos nuevas líneas para 2018: “*Cartuja-Puerto Real 220 kV*” y “*Puerto de Santa María-Puerto Real 220 kV*”. En ambos casos el documento de planificación recoge en el apartado de observaciones que los tramos se construirían con un nivel de aislamiento de 400 kV, pero que inicialmente funcionarían a 220 kV.

A este respecto explica el OS que el motivo para dejar los cables aislados a 400 kV era la necesidad futura de evacuación de generación eólica off-shore junto a las costas de provincia de Cádiz. Sin embargo, dada la baja probabilidad de que dichas instalaciones off-shore se lleven a cabo, así como que la instalación de una nueva subestación de 400 kV en el entorno de Puerto Real resulta inviable por falta de espacio físico para implantarla, el OS se propone eliminar las observaciones que se recogen en las tablas del Plan 2015-2020 y dejar las líneas y subestaciones solamente referidas al nivel de 220 kV.

Con todo, la variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería una disminución de 1,3 M€.

1.4. Ampliación SE Tabernas 220 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge una nueva ampliación de la SE “*Tabernas 220 kV*” para evacuación de generación renovable en 2020, pero en tecnología convencional.

Expone el OS que la subestación ha sido construida en tecnología blindada, por lo que habría una discrepancia en la planificación al aparecer como tecnología convencional.

Con todo, justifica el OS que dicha corrección no supondría coste de inversión para el Sistema.

En lo que se refiere a la estimación económica del impacto de esta adaptación de características técnicas, es preciso señalar que si bien la adaptación técnica no supondría un extra-coste de inversión al Sistema, sí lo supondría para los agentes promotores de energías renovables¹⁶ para los que está trazada dicha ampliación de la subestación.

¹⁶ Conforme a lo recogido en la *Tabla 3.63. Actuaciones EvGen incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020* un total de 174 MW evacuarán a través de la ampliación de la SE Tabernas, 220 kV.

De esta forma la consideración de dicha ampliación en tipología convencional frente a tipología blindada supone un incremento de coste de unos 0,33 M€¹⁷ de inversión.

No obstante, cabe decir que no se han recibido alegaciones a esta adaptación por parte de los agentes afectados.

1.5. Entrenúcleos 220 kV

En la Planificación vigente se recoge la actuación correspondiente a la nueva subestación “*Entrenúcleos 220 kV*” para el año 2020 cuya motivación radica en atender los desarrollos urbanísticos del municipio de Dos Hermanas.

Expone el OS, que la reactivación económica de la zona ha obligado al distribuidor al refuerzo de su red para atender las necesidades urgentes que se han venido produciendo, cuestión por la que el distribuidor solicitó el adelanto de la nueva subestación al año 2018. No obstante, a lo anterior, manifiesta el OS que por el momento no se dispone de la autorización para la ejecución de la instalación estando el proyecto en la fase de información pública. Con todo, vista la situación de tramitación, considera el OS que el adelanto para la SE “*Entrenúcleos 220 kV*” a 2018 propuesto inicialmente no resulta realista, por lo que, considerando los plazos para obtener la mentada autorización junto con los plazos de construcción de la subestación, no recomienda el adelanto antes de 2019.

Según manifiesta el OS, dicho adelanto no supondría un extra-coste de inversión para el Sistema eléctrico.

A este respecto, cabe exponer que la Junta de Andalucía manifiesta que, la fecha que debería ser considerada, teniendo en cuenta las informaciones de la distribuidora, es el año 2018 y solicita que se revise dicha circunstancia.

En lo que se refiere a la adaptación que se propone para la SE *Entrenúcleos 220 kV*, es preciso señalar que si bien dicho adelanto no supone un extra-coste de inversión al Sistema, el promotor o solicitante del mismo, conforme a lo establecido en el artículo 18.2 del Real Decreto 1047/2013, deberá asumir el coste de dichas inversiones así como la operación y mantenimiento de las mismas al tiempo que deberá sufragar la retribución derivada del adelanto de dichas instalaciones por el tiempo de adelanto efectivo respecto de las fechas previstas de puesta en servicio recogidas en la planificación vigente.

¹⁷ Valoración de inversión conforme a estándares según la mentada Orden IET/2659/20115, de 11 de diciembre, en el supuesto de que la Ampliación de dicha Subestación eléctrica se realice mediante una posición tecnológica “*Convencional 220 kV, 40 kA, resto de configuraciones*” frente a la solicitada que sería en tecnología: “*Blindada 220 kV, 50 kA, en edificio, todas las configuraciones*”

No obstante, se considera que la modificación de la fecha de puesta en servicio no es una adaptación de las características, sino que supone una modificación de la planificación, lo cual no es el objetivo de la presente propuesta de Orden que se informa.

1.6. Reactancias asociadas al enlace Península-Ceuta

La planificación de la red de transporte vigente recoge el nuevo enlace de 132 kV entre Península-Ceuta y la necesidad de reactancias asociadas. En dicha planificación, éstas no quedaron definidas completamente por no disponerse en su momento de los estudios necesarios para dimensionarlas en lo que se refiere a la potencia prevista para las mismas.

Expone el OS que el estado de avance del proyecto de dicho enlace entre Península y Ceuta, permite definir con mayor grado de detalle las reactancias necesarias asociadas a él. En este sentido, justifica el OS que con los datos del proyecto se ha concluido que se requieren 8 reactancias de 132 kV con una potencia de 17 MVar cada una, 4 conectadas en el extremo peninsular y otras 4 en el extremo ceutí.

De esta forma la adecuación de características técnicas para estas actuaciones pasaría por la fijación de dichas potencias en 17 MVar para 4 reactancias dispuestas en SE "Portichuelos 132 kV" y otras 4 reactancias en la SE "*Ceuta 132 kV*".

Con todo, la variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería de un incremento 7,2 M€.

Visto lo anterior, cabe exponer que la adaptación técnica propuesta adolece de información suficiente de cara a la valoración de la afección en coste para el Sistema Eléctrico. De esta forma, dada la particularidad de las características técnicas, así como del hecho de que se trate de una Interconexión entre sistemas, provoca que no sea posible verificar la consideración de inversiones que se está realizando desde el OS.

A este respecto es preciso señalar que en las alegaciones recibidas por parte de REE en su calidad de OS, manifiesta que el incremento de coste de inversión para el sistema eléctrico resultaría nulo, lo que entra en contradicción con la propuesta de Orden que se está informando, así como el informe original del OS en el que esta se valoraba en un incremento de 7,2M€.

Por todo lo anterior, se requeriría que desde el OS se profundizara en la estimación de los costes de dichas actuaciones y en sus implicaciones en términos de la operación del sistema. Por tanto, se considera que antes de proceder a la incorporación de las mismas en la orden que finalmente se apruebe, deberían abordarse por parte del OS un nuevo análisis Coste-Beneficio

sobre la incorporación de dichas 8 reactancias, en el que se ratifique la necesidad real de llevar a cabo la inclusión de dichas reactancias.

1.7. Repotenciación L/Llavorsí-La Pobla 220 kV

En el documento de planificación vigente se recoge la repotenciación de la línea existente “*Llavorsí - La Pobla, 220 kV*”, para alcanzar una capacidad de 500 MVA en invierno y 410 MVA en verano.

Expone el OS que el proyecto señalado prevé aumentar la temperatura de explotación de la línea a 85° C para alcanzar la capacidad de transporte térmica prevista en el documento de planificación. Sin embargo, manifiesta el OS que con el conductor existente¹⁸, no es posible alcanzar dicha capacidad de transporte. Por lo que solicita la adaptación de carácter técnico por la que se reduzca la capacidad de transporte conforme a lo reflejado en el proyecto pasando de 500 MVA a 427 MVA en invierno y de 410 MVA a 372 MVA en verano.

La repotenciación señalada no supondría coste adicional para el Sistema eléctrico.

En lo que se refiere a la adaptación técnica propuesta, cabe señalar que en el Inventario de transporte para las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2017 remitido por REE¹⁹ se recoge la instalación con código identificativo: 015-C0583-LI, “Llavorsí-La Pobla” cuyas características técnicas resultan ser: Línea aérea a 220 kV (dúplex) Simple circuito, con una capacidad²⁰ declarada de 511 MVA y una longitud de 35,5 km.

¹⁸ Conductor simplex Córdor

¹⁹ Conforme a lo establecido en el art. 25.1.d, del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, las empresas titulares de instalaciones de transporte deberán: “*Remitir a la DGPEM y a la CNMC antes del 31 de mayo de cada ejercicio el inventario de instalaciones auditado a fecha de 31 de diciembre del año n-2, en formato electrónico de hoja de cálculo debidamente actualizado con altas, bajas y previsiones de las instalaciones que vayan a entrar en servicio en ése año. Este inventario actualizado deberá contener, todos los parámetro técnicos y económicos necesarios para el cálculo de la retribución individualizada de cada una de las instalaciones que se encuentren en servicio señalando si son nuevas, si han sufrido modificaciones respecto al inventario facilitado el año anterior o si han sufrido modificación alguna*”. Así pues, con motivo del cálculo retributivo para el ejercicio 2018, REE remitió el inventario actualizado de las instalaciones en servicio antes del 1 de enero de 2017, con el que se procedió a proponer la Retribución para el ejercicio 2018 para dicha empresa transportista a través del informe aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión del 19 de diciembre de 2017. (INF/DE/224/17- https://www.cnmc.es/sites/default/files/1893517_4.pdf). Dicho inventario es el que se ha tomado como punto de inicio para el análisis de las Adaptaciones de carácter técnico sobre actuaciones recogidas en el documento de planificación en instalaciones existentes.

²⁰ En el párrafo nº 8 del Anexo de la Resolución de la DGPEM por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la remisión del Inventario Auditado de instalaciones de Transporte de energía

De esta manera, la referida instalación, con código identificativo 015-C0583-LI, resulta ser la línea que se pretende repotenciar, solicitándose una adaptación de características técnicas inferiores a la capacidad que actualmente se recoge en el último inventario declarado y retribuido para REE.

Por todo lo anterior, se considera que el OS debería justificar con carácter previo a la aprobación de la Orden, si los valores contemplados en la solicitud de adaptación de características técnicas en la Planificación Vigente son correctos, así como justificar si los valores retribuidos actualmente en lo que se refiere a esta instalación serían los correctos o habría alguna discrepancia con los mismos.

1.8. Bypass St. Just 220 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge un bypass operable en “St. Just 220 kV” de las líneas “St. Just-Viladecans 220 kV” y “St. Just – T Celsa 220 kV”. Para construir este bypass se requiere una posición en tecnología convencional y 400 metros de cable.

Expone el OS que, dadas las limitaciones de espacio que hay en la actual subestación de “St. Just 220 kV”, no resulta posible instalar una nueva posición de tecnología convencional, ya que conllevaría la adquisición de terrenos adyacentes y ejecución de un considerable movimiento de tierras.

Por todo ello, el OS propone emplear una posición con tecnología blindada, tipo GIS²¹ de intemperie, cuyos requerimientos de espacio son menores al tiempo que permite una implantación mediante conexiones con conductor aéreo convencional en lugar de con 400 metros de cable.

Con todo, la variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería una disminución de 2,7 M€, según manifiesta el OS dado que el incremento de coste que se derivaría de contemplar la posición blindada queda sobradamente compensado por la sustitución de 400m de cable por un conductor convencional.

Es preciso señalar que según se recoge en la estimación económica para la adaptación propuesta, el impacto para el Sistema de la adaptación de características técnicas propuestas supondría una disminución de 2,7 M€, ya que, según manifiesta el OS, el incremento de coste derivado de contemplar la

eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2017, se establece que: “La capacidad a declarar en el caso de líneas aéreas deberá ser coincidente con la que figura en la autorización de explotación o en su defecto, en la resolución de autorización administrativa previa en la resolución de autorización de construcción. En todo caso, la capacidad debe corresponderse con la capacidad de invierno, para una temperatura ambiente de 10°C”

²¹ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

posición blindada en vez de convencional, queda sobradamente compensado por la sustitución de 400m de cable por un conductor convencional.

No obstante, cabe señalar que en los Planes de inversión presentados por REE²² para los periodos 2018-2020 y 2019-2020, la referida adaptación de características técnicas propuesta se encuentra valorada en términos económicos, que no se compadecen con el ahorro estimado por parte del OS. De esta forma se tiene lo siguiente:

Tabla 2

Cod. Proyect.	Proyecto	Periodo	Cod. Inst.	Descrip inst.	Inversión (€)
J-0656-S0877	SE/ Sant Just 220 kV (Ampl.)	18-20	015-09928-LI	Península 220 Cable SC ²³ Cu 2000 mm ² <2,2	692.402
			015-09929-SB	Península 220 AIS 40 kA resto config	1.567.304

²² Art. 11.4 del Real Decreto 1047/2013 establece que: «...los titulares de redes de transporte de energía eléctrica, antes del 1 de mayo del año n-1, deberán solicitar a la Secretaría de Estado de Energía la aprobación de sus planes de inversión correspondientes al periodo de 3 años comprendido entre el año n y n+2. Estos planes de inversión deberán acompañarse de una solicitud a la Secretaría de Estado solicitando su aprobación y de una valoración del volumen de inversión previsto de acuerdo a la formulación recogida en el apartado 11 del presente artículo. A tal efecto, las empresas titulares de las redes de transporte de energía eléctrica remitirán junto con la solicitud señalada en el párrafo anterior los planes en formato electrónico, en los que figurarán al menos los datos de los proyectos claramente identificados con las actuaciones recogidas en la planificación, sus principales características técnicas, los parámetros necesarios para el cálculo de su retribución, los presupuestos y el calendario de ejecución. Estos planes de inversión también deberán ser remitidos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.»

²³ SC: Simple circuito.

Cod. Proyect.	Proyecto	Periodo	Cod. Inst.	Descrip inst.	Inversión (€)
		19-21	015-09929-SB	Península 220 GIS 50 kA fluod. intemperie	1.521.993

Así pues, frente a la previsión de inversión total para el Bypass en Sant Just 220 kV ²⁴ de 2.259.709 €, el resultante de la adaptación técnica solicitada ²⁵, la previsión de inversión manifestada por REE quedaría en 1.521.993€. Por todo ello, la reducción de 2,7 M€ expuesta en la justificación del OS no sería coherente con las previsiones reflejadas en los Planes de inversión presentados.

Por todo lo expuesto anteriormente, se considera necesaria la justificación de dicha reducción de coste para el Sistema dada en la justificación del OS, con carácter previo a la aprobación de la Orden.

1.9. Modificar los identificadores de circuito de las bajas por cambio de topología del DC Collblanc-Can Jardí B 220 kV

La planificación vigente recoge la actuación correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a modificar los identificadores de circuito de las bajas por cambio de topología del “DC²⁶ Collblanc-Can Jardí B”.

A este respecto el documento de planificación establece que la línea “Collblanc - Facultats 220 kV”, actualmente en servicio, se conecte en la posición “Can Jardí 1” de la “SE Collblanc 220 kV” que se corresponde con el circuito 1 del “DC Can Jardí B-Collblanc 220 kV”. Sin embargo, según expone el OS, la línea “Collblanc-Facultats 220 kV” fue conectada en la posición “Can Jardí 2” de la “SE Collblanc 220 kV”, posición que se corresponde con el circuito 2 del “DC Can Jardí B-Collblanc 220 kV”.

Explica el OS que dicho cambio fue motivado con objeto de mantener conectada la “SE Collblanc” con la “SE Can Jardí B” a través del “DC Can Jardí y Collblanc 220 kV”, que dispone de una mayor capacidad de transporte, puesto que, los dos

²⁴ Incluyendo: posición convencional y cable subterráneo de conexión

²⁵ Incluyendo: posición blindada y todo el trazado en aéreo.

²⁶ DC: Doble circuito.

circuitos no tienen la misma capacidad de transporte al estar contruidos con distinto tipo de conductor²⁷.

Por todo lo expuesto manifiesta el OS la necesidad de actualizar el identificador de un circuito, así como las capacidades de transporte de los registros incluidos en la planificación, asociados a las futuras líneas “*Desvern-Facultat 220 kV*” y “*Desvern-Can Jardí B 220 kV*”. Igualmente debe actualizarse el campo de observaciones de algunos registros para introducir una mayor claridad sobre este desarrollo.

Con todo, el OS manifiesta que dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

1.10. Nueva línea Juiá-Lar Farga 3 de 220 kV.

La planificación de la red de transporte vigente recoge una nueva línea “*Juiá – La Farga 3, 220 kV*”, con tramo aéreo y subterráneo, con una capacidad de 450 MVA tanto en invierno como en verano.

Sin embargo, expone el OS que el posicionamiento de las autoridades locales hace necesario contemplar la posibilidad de utilizar parte de la infraestructura existente en 132 kV para construir dicho 3º circuito. Así pues, el OS manifiesta que analizadas las diferentes opciones se concluye que el desarrollo planificado debe recoger explícitamente la posibilidad de construirse aprovechando infraestructura existente de 132 kV.

Adicionalmente, manifiesta el OS que la fecha de necesidad de la ampliación de la SE “*La Farga*”, para dar apoyo a la red de 132 kV, ligada a la posibilidad de aprovechamiento de la red existente de 132 kV debe simultanearse a la fecha de necesidad del mentado 3º circuito en 220 kV.

Con todo, dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

Por otro lado, es preciso señalar que en el proceso de alegaciones se han recibido comentarios a esta adaptación de características técnicas por parte de ENDESA S.A. en los que señala que la incorporación de infraestructuras existentes a la red de transporte sólo está contemplada en el caso de las infraestructuras de evacuación, de consumo y en el caso de líneas directas cuyo trazado discorra de manera paralela en toda su longitud o en alguno de los tramos a otras instalaciones incluidas en la Planificación de la Red de Transporte.

²⁷ Según la información referida por el OS uno de ellos se encuentra construido con conductor simplex Cóndor mientras que el otro con conductor dúplex Hawk.

De esta forma, expone ENDESA que esta incorporación desde la Red de Distribución de 132 kV no ha sido solicitada desde la distribuidora, es más, manifiesta que dicha instalación cumple funciones de distribución y que su sustitución podría llevar aparejada la necesidad de incorporar nuevas instalaciones en los correspondientes planes de desarrollo de la red de distribución ya que, en concreto la línea 132 kV “*Sta. Llogaia-Juiá*” o “*Torre del Vent-Juiá*”, realizan importantes funciones de apoyo desde la subestación *Juiá* necesarios tanto en situación de contingencia simple de la red de 132 kV de la zona, como ante incidente en la subestación *Sta. Llogaia*, por lo que en ningún caso resulta prescindible.

Con todo, la utilización de dicha línea a 132 kV para una nueva línea a 220 kV (*La Farga-Juiá*) motivaría la necesidad de restituir el apoyo a la red de distribución perdido, a través de un nuevo apoyo transporte-distribución en la subestación *La Farga*, motivado exclusivamente por la pérdida de la línea 132 kV para el desarrollo de la red de transporte, ya que la red de distribución, por sí misma, no requeriría de dicho apoyo. Se trataría, pues, de un coste a considerar en la actuación que podría cuestionar el óptimo técnico-económico de la alternativa propuesta.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, en lo que se refiere a la adaptación técnica propuesta, se considera que no queda justificado que el aprovechamiento de traza de la línea pre-existente no suponga reducción en el coste.

Por otro lado, cabe señalar que dentro de los cambios propuestos en lo que se refiere al circuito 3 de la referida nueva línea, también se encuentra el desdoblamiento de las actuaciones referentes a la SE *La Farga 220 kV*, estableciendo una nueva “Ampliación” separada de la *Nueva subestación 220 kV La Farga*, con la motivación de dar Apoyo a la Red de Distribución. De esta forma, la ampliación de dicha subestación, se desliga de la construcción de la nueva subestación, relegándose a una ampliación posterior.

Es preciso poner de manifiesto que el OS no ha aportado justificación alguna para dicha actuación, ni aparece recogida como posible acción derivada de las necesidades expuestas para las adaptaciones técnicas que se solicitan.

A este respecto es preciso señalar que el documento de planificación 2008-2016 ya recogía la *Nueva Subestación Ramís 220 kV* (ahora denominada *La Farga*), estando motivada, por el apoyo a distribución con fecha prevista de puesta en servicio 2010.

Posteriormente, en el documento de planificación, dicha nueva subestación se retrasó hasta 2016 siendo ahora adecuada mediante las Adaptaciones técnicas planteadas a 2019.

Dado que se trata de una acción en la que se ven afectados terceros, y dado que en el informe justificativo sobre la adecuación de características técnicas para el

tercer circuito de la nueva línea “*Juiá-La Farga, 220 kV*” no aparece mentado, se considera necesario que con carácter previo a la aprobación de la Orden, el OS justifique la necesidad de dicha nueva inclusión (separación en dos actuaciones) y las afecciones en las redes aguas abajo sobre el retraso del apoyo a la red de distribución.

Por último, teniendo en cuenta la alegación formulada desde ENDESA S.A., la adecuación de características técnicas que se pretende incorporar a la Planificación de la Red de Transporte, presenta serias dudas sobre si realmente constituye el óptimo técnico-económico para el Sistema si se tiene en cuenta la afección en las redes de distribución.

Con todo, se considera que dicha adaptación de características técnicas no debería ser considerada en la Orden que finalmente se apruebe, ya que se requiere un análisis de mayor profundidad en el que se pongan de manifiesto las afecciones que realmente supone y en el que se involucren de manera activa, los distintos agentes afectados, con el fin de llegar a la solución óptima y eficiente para el conjunto del Sistema.

1.11. Eje Mangraners-Begues-Viladecans

La planificación de la red de transporte vigente recoge una nueva actuación consistente en la construcción de un nuevo doble circuito en 220 kV entre Mangraners, Juneda, La Espluga, Montblanc, el entronque con Perafort y Puigpelat, Penedés y Begués/Viladecans. Para hacer este nuevo doble circuito se aprovecha la traza del simple circuito actual y parte de las actuales entradas y salidas a las subestaciones mencionadas.

Expone el OS que la actuación aparece recogida en la planificación en vigor en el Anexo I pero que la claridad sobre lo que conlleva puede verse inducida a error en lo que se refiere a la interpretación del alcance de la actuación, ya que se recogen también las topologías transitorias previas a la topología final. Para evitarlo, se propone sustituir los registros actuales del Anexo I asociados a esta actuación por otros que expliquen de forma más clara la actuación planificada. Igualmente, se eliminan los registros asociados a topologías transitorias. Por último, en el campo de observaciones se añaden nuevos comentarios para aclarar el alcance del proyecto.

Por otra parte, manifiesta el OS que adicionalmente a la clarificación anterior se proceden a ajustar las longitudes de cada tramo y se elimina el cable CU 2500 mm² que inicialmente era necesario en el tramo entre Montblanc y Begués. Con todo expone que, a nivel de coste, justifica el OS que estas acciones quedan compensadas.

Con todo, dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

Cabe exponer que respecto de esta adaptación de características técnicas se han recibido alegaciones por parte de la Generalitat de Cataluña, en las que denuncia que el retraso al que se somete el citado eje no estaría justificado en la propuesta de Orden por lo que se debería mantener el alcance temporal que consta en el documento de Planificación vigente

Visto lo anterior, en lo que se refiere a la adaptación que se solicita, a priori no parece ser propiamente una modificación técnica, careciendo de fundamento para estar recogida en la propuesta de Orden que se informa.

No obstante, analizando la sucinta información remitida por el OS, así como los cuadros de actuaciones recogidos en el anexo de la Modificación de la Planificación, el alcance de los trabajos, así como las actuaciones temporales que se engloban en el documento de Planificación vigente, no son claros.

Por todo lo anterior, cabe considerar que la clarificación de aquello que pretende mejorarse, si se toma de partida el documento de Planificación Original aprobado por el Consejo de Ministros el 16 de octubre de 2015, no resulta auto explicativa, pudiendo igualmente quedar dudas sobre el planteamiento de unidades totales de actuación aprobadas en su momento y que ahora se modifican.

1.12. Línea Besós Nuevo-Gramanet 3

Esta nueva línea tiene prevista una capacidad de transporte térmica de 450 MVA en invierno y en verano, estando prevista su construcción mediante cable Cu 2000 mm².

Expone el OS que durante el proyecto de la línea se ha identificado la necesidad de realizar perforaciones dirigidas en distintos cruces, con una longitud total de 2 km y una profundidad máxima de 20 m, que imposibilita alcanzar la capacidad de transporte térmica prevista en planificación. Así pues, para poder alcanzar la capacidad de transporte térmica requerida de 450 MVA, sería necesario utilizar 2 km de cable Cu 2500 mm² en la construcción de este eje.

Como conclusión el OS propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente en la que se ponga de manifiesto en las observaciones de dicho cable la utilización de 2 km de Cu 2500 mm².

Con todo, cuantifica el OS la variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico en un incremento de 1,1 M€.

Cabe exponer que respecto de esta adaptación de características técnicas se han recibido alegaciones por parte de la Generalitat de Cataluña, en las que manifiesta que según detalla REE en el proyecto de ejecución de marzo de 2013, los cambios de sección se deben a que *"en los tramos en los que existen perforaciones horizontales dirigidas se utilizarán cables con sección de conductor 2.500 mm² y en los tramos en los que sin perforaciones cables con*

sección de conductor de 2.000 mm²". En este sentido, informa que no se consideran justificados los cambios de sección de conductor y, por tanto, se considera necesario unificar la sección de los conductores que conforman el circuito.

Al respecto de la adaptación técnica propuesta, cabe exponer que en los planes de inversión presentados por REE en los periodos: 2017-2019, 2018-2020 y 2019-2021 el nuevo tercer circuito de la *Línea a 220 kV Besós-Gramanet*²⁸ presenta una única actuación²⁹ consistente en un cable subterráneo de 5,84 km de longitud construido en su totalidad con Simple circuito de Cu de 2.500 mm² de sección. Es decir, se contempla la totalidad del cable construida ya en Cu 2.500 mm², cuyo volumen de inversión previsto es de 15.149.641 €, coincidente con la valoración conforme a estándares. Por todo ello, existiría una discrepancia entre las previsiones consideradas por REE y las adaptaciones de carácter técnico recogidas en la propuesta de Orden.

De igual forma, cabe señalar que el incremento de coste expuesto por el OS, a saber 1,1 M€, resulta elevado respecto de su valoración conforme a estándares.

Por otro lado, tal y como ha manifestado la Generalitat de Cataluña, no se consideran justificados los cambios de sección de conductor y, por tanto, sería necesario unificar la sección de los conductores que conforman el circuito.

Por todo lo expuesto, se considera que técnicamente no está suficientemente justificada la modificación solicitada. En caso de que finalmente se incluyera dentro de la Orden, se considera que el incremento de coste contemplado a raíz de dicha adaptación de características técnicas no queda justificado conforme a su valoración a estándares, por lo que se debería justificar.

1.13. Nueva SE Herreros 220 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge una nueva subestación "*Herreros 220 kV*" de tecnología blindada. A este respecto expone el OS que el proyecto de dicha nueva subestación se realizará en terreno rústico, por lo que la construcción de la subestación no debería realizarse en tecnología blindada.

Por todo lo anterior, propone la adaptación de carácter técnico pasando a tecnología convencional. La variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería una reducción de 1,3 M€.

Es preciso señalar que la Nueva SE Herreros 400/220 kV ha sido incluida en las diversas entregas de planes de inversión de REE desde el periodo 2016-2018 hasta el periodo 2019-2021. A este respecto es preciso señalar que las

²⁸ Planes de Inversión Periodo 2019-2021, de REE. Proyecto: L/ Besós-Gramanet 3 220 kV con código de Proyecto J-0478-L6605-1

²⁹ Planes de Inversión Periodo 2019-2021, de REE. Código de Instalación: 015-02018-LI

actuaciones referidas al parque de 220 kV han evolucionado desde tecnología blindada en el periodo 2016-2018 a tecnología convencional.

Conforme a la caracterización técnica de las actuaciones contempladas y recogidas en los planes de inversión presentadas por REE, la *Nueva SE Herreros 220 kV*³⁰ con tecnología convencional³¹³² tendría una estimación económica, conforme a estándares³³, de 2.309.160 €. Por otro lado, si se considerara la tecnología blindada en intemperie, la valoración de la misma,³⁴, sería de 4.243.316 €.

Con todo, la valoración económica referida por el OS, una disminución de 1,3 M€, no parece estar justificada, dado que, conforme a estándares, debería ser en torno a 1,9 M€.

Por todo lo anterior, se considera que la estimación del incremento de coste contemplado a raíz de dicha adaptación de características técnicas no queda justificado conforme a estándares, por lo que se debería requerir que se justifique con carácter previo a la aprobación de la Orden.

1.14. Nueva SE Castalla 220 kV

En la planificación de la red de transporte vigente se recoge una nueva subestación blindada "*Castalla 220 kV*" y su entrada-salida a través de tramo subterráneo en la línea "*Benejama-Novelda 1 220 kV*".

Expone el OS que el emplazamiento para esta futura subestación se ha modificado del inicialmente previsto, pasando a estar ubicado en terrenos rústicos. Por lo tanto, la nueva subestación de "*Castalla 220 kV*" inicialmente planificada en tecnología blindada se está proyectando en tecnología convencional y la línea de entrada-salida a esta subestación inicialmente planificada como tramo subterráneo se proyecta como tramo aéreo con una longitud de 4 km.

Por todo ello, se propone la adaptación de carácter técnico de la planificación que contemple dichos cambios de tecnología constructiva y tipologías de las instalaciones.

³⁰ Nueva SE Herreros 220 kV (Código de Proyecto: J-0337-S3155) incluye las siguientes instalaciones en 220 kV: 3 posiciones convencionales (Cod- Instalación: 015-02138-SB) y 1 posición de reserva sin equipar (Cod- Instalación: 015-04380-SB) de similares características

³¹ Península 220 AIS 40 kA resto configuraciones

³² Península 220 AIS 40 kA resto configuraciones. Reserva sin equipar

³³ Orden IET/2559/2015, de 11 de diciembre.

³⁴ En el supuesto de que dicha instalación no lleve fluoductos, ya que en caso contrario el estándar de inversión sería un 25% superior.

Con todo, la variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería de una disminución de 14 M€.

En lo que se refiere a la adaptación de características técnicas para la *Nueva SE Castalla 220 kV* propuesta, resulta ser un caso similar al de la SE Herreros 220 kV considerado anteriormente.

De esta forma, la *Nueva SE Castalla 220 kV* ha sido incluida en las diversas entregas de planes de inversión de REE desde el periodo 2016-2018 hasta el periodo 2019-2021, evolucionando también desde tecnología blindada en el periodo 2016-2018 a tecnología convencional.

Conforme a la caracterización técnica de las actuaciones contempladas y recogidas en los planes de inversión presentadas por REE, tendríamos que la *Nueva SE Castalla 220 kV*³⁵ utilizando tecnología convencional^{36,37} tendría una estimación económica de inversión, conforme a estándares³⁸, de 3.233.516 €³⁹. Por otro lado, si se considerara la tecnología blindada en intemperie, la valoración de la misma,⁴⁰ sería de 6.634.956 €⁴¹.

Adicionalmente al cambio de tipología constructiva de la subestación también conlleva una modificación de la conexión eléctrica de la misma, pasando de *E/S*⁴² en *Castalla* mediante Línea-Cable (5,6 km/ 0,9 km) a la *E/S*⁴³ *Castalla de la línea Benejama-Novelda 1, 220 kV* mediante línea aérea (1,755 km).

Con todo, la valoración económica referida por el OS, una disminución de 14 M€, hace cuestionarse cuales son exactamente las unidades constructivas que se están considerando, al tiempo que la solución constructiva propuesta mediante la adaptación de características técnicas no estaría acorde con la que presentada en los últimos planes de inversión⁴⁴ remitidos por REE.

Por todo lo anterior, se debería requerir que se justifique con carácter previo a la aprobación de la Orden, la solución constructiva que realmente se pretende considerar (número de posiciones equipadas, posiciones de reserva y longitudes de las conexiones eléctricas de dicha subestación, así como la tipología de las

³⁵ Nueva SE Castalla 220 kV (Código de Proyecto: J-9551-S3304) incluye las siguientes instalaciones en 220 kV: 4 posiciones convencionales (Cod- Instalación: 015-05579-SB) y 2 posición de reserva sin equipar (Cod- Instalación: 015-06642-SB) de similares características

³⁶ Península 220 AIS 40 kA resto configuraciones

³⁷ Península 220 AIS 40 kA resto configuraciones. Reserva sin equipar

³⁸ Orden IET/2559/2015, de 11 de diciembre.

³⁹ Volumen de inversión previsto conforme a estándares sin afección por FRRI.

⁴⁰ En el supuesto de que dicha instalación no lleve fluoductos, ya que en caso contrario el estándar de inversión sería un 25% superior.

⁴¹ Volumen de inversión previsto conforme a estándares sin afección por FRRI.

⁴² E/S → Entrada –Salida.

⁴³ E/S → Entrada –Salida.

⁴⁴ Planes de Inversión para el Periodo 2019-2021 de REE remitidos conforme a lo dispuesto en el artículo 11.4 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

mismas) a fin de poder realizar una valoración económica conforme a estándares, que verifique la reducción del coste que justificaría la aceptación de dicha adaptación solicitada.

1.15. Transformador de reserva 400/220/132 kV Almaraz CN AT-0 500/350 MVA

La actuación sobre la que versa la modificación en la propuesta de Orden sería para el: Transformador de reserva estratégica AT0, sin conexión a la red de transporte, en la subestación de Almaraz.

La planificación de la red de transporte vigente recoge la instalación de un transformador 400/220/132 kV, 500/350 MVA, para 2014 en la subestación de Almaraz. Dicho trafo está previsto con el objetivo de cubrir las necesidades urgentes de sustitución o repuesto de transformadores en las subestaciones del entorno, para lo que se debe permitir un fácil transporte e instalación en ubicaciones existentes (bancadas de trafos monofásicos o trifásicos).

Expone el OS que la subestación de Almaraz se encuentra dentro del recinto de la Central Nuclear con los controles, protocolos y requerimientos correspondientes. Se dispone de un espacio muy limitado para almacenar equipamiento de grandes dimensiones. Además, existen muchas dificultades para acceder y maniobrar en el interior con grúas de gran envergadura, plataformas de transporte o góndolas. Por tanto, las instalaciones (almacenamiento) y cada traslado requerían de descargos por proximidad (distancia insuficiente a puntos en tensión).

Por otro lado, el OS expone que se están desarrollando trabajos diseñados a raíz de estudios y proyectos de I+D+i que mejoran significativamente (en coste, plazos y prestaciones) de los transformadores de reserva que se deben considerar.

Expone el OS que la conclusión propuesta resulta ser la adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para contemplar la sustitución del transformador 400/220/132 kV de Almaraz por una unidad monofásica de 200 MVA a ubicar en Arañuelo 400 kV para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica.

Con todo, la variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería una reducción de 2,8 M€.

Sobre la adaptación de características técnicas que se propone cabe señalar que en la página 13 del Anexo I.1 recogida en la propuesta de Orden que se informa, la relación de transformación que se recoge no sería correcta pues representaría la del trafo trifásico original. Debería recogerse la relación de

transformación correspondiente al trafo monofásico conforme a las instalaciones tipo establecidas en la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre⁴⁵.

Por otro lado, se tiene que en el Anexo I de la Planificación vigente se recogía una serie de trafos para situaciones de emergencia de características similares al “Nuevo trafo que se pretende incorporar”. Deberá justificarse por parte del OS que dicha incorporación no responde a la reubicación de una de estas unidades.

1.16. Trujillo-Los Arenales 220 kV y SE Los Arenales 220 kV. Ampliación

Con objeto de mejorar la fiabilidad de la red y satisfacer las necesidades de apoyo a la red de distribución, la planificación vigente contempla, para la zona de Cáceres capital, reforzar el mallado estructural de la red de 220 kV con el que se aumenta la fiabilidad de la red con influencia en la interconexión España-Portugal, que derivaría en un incremento de la capacidad de intercambio internacional, al tiempo que se aumenta la capacidad de evacuación de las centrales hidráulicas conectadas a la SE “*Cedillo 400 kV*” y a la SE “*J.M.Oriol 400 kV*”. De igual forma se incluye una nueva posición para apoyo a la red de distribución.

Expone el OS que, para lograr dichos objetivos, debería realizarse una nueva subestación de transporte en las inmediaciones de Cáceres capital, “*Los Arenales 220 kV*”, que asuma el mallado complementario necesario para la red de 220 kV en la zona, conectando con “*J.M.Oriol 220 kV*” y “*Trujillo 220 kV*”, así como con la propia “*Cáceres 220 kV*”, en la que también está planificada una nueva posición para el mencionado apoyo a la red de distribución.

El proceso de tramitación y el análisis de las distintas trazas para acoger la nueva línea “*Trujillo-Los Arenales 220 kV*” han llevado a que actualmente la viabilidad del proyecto esté completamente condicionada al desmontaje de instalaciones de la red de distribución, en concreto de la actual línea “*Trujillo-Cáceres 132 kV*”, como condición impuesta en los análisis a nivel medioambiental para permitir la construcción de la nueva línea de 220 kV.

Lo anterior, junto a la posibilidad real de emplear la red de 132 kV actual tanto como respaldo ante ciertas contingencias como vía eventual de desarrollo futuro de la red de distribución, da lugar a que Iberdrola Distribución no pueda prescindir del anterior activo de 132 kV si previamente no dispone del acceso aprobado para la unidad 220/45 kV. Por ello, Iberdrola Distribución ha solicitado el acceso a Los Arenales 220 kV con fecha 26 de junio de 2016 para 2020.

⁴⁵Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilización que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

Por todo lo anterior, el OS propone incorporar la utilización de la traza de la línea actual *Cáceres-Trujillo 132 kV* a las observaciones de la nueva línea *Trujillo-Los Arenales 220 kV*.

Con todo, justifica el OS que la modificación propuesta no supone una variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico, ya que, si bien hace falta una nueva posición en "*Los Arenales 220 kV*", en Cáceres se aprovecharía la posición de transporte liberada por la baja del transformador 220/132 kV que ya no necesitaría Iberdrola Distribución.

Vista la exposición realizada por el OS se considera oportuna la adecuación de características técnicas propuesta por la que se recogerá en el campo de observaciones la utilización de la traza de 132 kV de la línea *Cáceres-Trujillo*. Adicionalmente deberá recogerse que para la conexión de la misma se utilizará la posición que liberará la baja del transformador 220/132 kV de Iberdrola Distribución.

De igual manera deberá establecerse una correlación con las nuevas observaciones propuestas para la Ampliación de la SE *Los Arenales 220 kV* de forma que se recoja expresamente que el desmantelamiento de la línea de 132 kV y retirada del trafo 220/132 kV sólo puede hacerse si la unidad de transformación 220/45 kV tiene el acceso concedido y mantiene su APS prevista.

1.17. SE Regoelle 220 kV. Ampliación.

La planificación de la red de transporte vigente recoge la ampliación de dos posiciones de transporte en la SE "*Regoelle 220 kV*" motivadas por apoyo a distribución (ApD) correspondiente al código de acceso DEA_141_09 para la conexión de Ferroatlántica.

Expone el OS que las dos posiciones previstas para la conexión de las instalaciones de Ferroatlántica, actualmente deben utilizarse para la segregación de las instalaciones de generación y consumo quedando conectadas a la red de transporte independientemente entre sí en cada una de las dos futuras posiciones mencionadas. Por tanto, analizados los antecedentes y las diferentes opciones, concluye el OS que, la ampliación en la SE "*Regoelle 220 kV*" tiene que incluir la motivación de evacuación de generación renovable (EvRE), con los correspondientes códigos de acceso (GEN_021_04 y GEN_023_04) adicionalmente a la motivación de apoyo a distribución incluida en la planificación vigente (DEA_141_09). Esta adaptación no supone coste de inversión para el Sistema.

Vista la justificación expuesta por el OS no se considera que la propuesta sea constitutiva de una adaptación técnica, sino que más bien supone una modificación de la Planificación vigente, por lo que debería de haber venido incluida dentro de la "Propuesta de Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación Energética. 2015-2020",

informado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión de 15 de marzo de 2018.

A este respecto lo que se está proponiendo no es tanto una modificación únicamente del campo de observaciones asociada a dicha actuación, sino que adicionalmente se plantea una modificación de las motivaciones que amparan el mismo, incluyendo la evacuación de energía renovable.

Adicionalmente, cabe exponer que la modificación que se requiere se encuentra ya en servicio, por lo que se estaría solicitando una modificación de características técnicas, ex post a la ejecución de la misma.

Por todo lo anterior, se considera que la actuación planteada no debería formar parte de la propuesta de Orden, sino que debería ir, en su caso, dentro de la Modificación de Planificación que finalmente sea aprobada por acuerdo del consejo de ministros.

1.18. Ampliación de Loeches 220 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge una serie de actuaciones que influyen sobre la necesidad de la adaptación propuesta. Por un lado, está la “*Ampliación de la subestación de Loeches*”, recogida como acceso DED_447_09 motivada con apoyo a la distribución y condicionada al CTA y que contempla 2 transformadores 220/45 2x120 MVA planificada con puesta en servicio en 2018. Adicionalmente conlleva la separación en dos nudos de la subestación de “*Loeches*” que pasarían a ser “*Loeches A*” y “*Loeches B*”, que al mismo tiempo incluye la reconexión de varias líneas y la construcción de los acoplamientos longitudinales y transversales. La fecha prevista de puesta en servicio de estos nudos sería 2019. Por último, también estaría implicada la baja de la línea “*Loeches-Puente de San Fernando 220 kV*” y el alta de la línea “*Loeches-San Sebastián de los Reyes 400 kV*”, prevista para el año 2020.

Expone el OS que se desea convertir Loeches 220 kV en un binudo operable para lo que requiere de disponer de una posición libre. Por ello, la solución propuesta viene por hacer coincidente la “*Ampliación por ApD⁴⁶*” con la “*baja de la línea Loeches-puente de San Fernando 220 kV*”, baja que resulta necesaria para la puesta en servicio del eje de 400 kV “*Loeches-S.S Reyes 400 kV*”, de forma que permitiría reutilizar esa posición y evitar tener que equipar una posición con carácter transitorio.

Por todo lo anterior, manifiesta el OS que se requiere incluir en el apartado de observaciones de la ampliación de la subestación de *Loeches 220 kV* para

⁴⁶ ApD : Apoyo a distribución

ApD⁴⁷, que el segundo transformador esté condicionado a la Puesta en Servicio del eje *Loeches-S.S Reyes 400 kV*, evitándose una posición de uso transitorio.

Con todo, dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

1.19. Eliminación de la T de Leganés y T Retamar

La planificación de la red de transporte vigente recoge una la eliminación de la “*T Leganés*” y la “*T Retamar*”, ambas en 220 kV, mediante una nueva posición en cada una de estas subestaciones para poder construir una entrada-salida de la línea “*Lucero-Villaverde bajo 220 kV*” de la SE “*Leganés 220 kV*” y una entrada salida de la línea “*Prado de Santo Domingo–Getafe 220 kV*” en la “*Retamar 220 kV*”.

Expone el OS que las limitaciones de espacio que hay en ambas subestaciones hacen que no sea posible la construcción de las nuevas posiciones de salida conforme al P.O.13.3⁴⁸ así como de los criterios normalizados. Añade el OS que dichas limitaciones de espacio requerirían que algunos conductores sobrevolasen las barras de las subestaciones, situación que por criterio de seguridad se debe evitar.

Por todo lo anterior, el OS concluye que la eliminación de las “*T Leganés*” y “*T Retamar*” resulta inviable según lo dispuesto en el documento de planificación vigente. A este respecto expone que analizadas las diferentes opciones se concluye que, para eliminar la “*T Leganés*” y la “*T Retamar*”, resulta necesario un cambio topológico del conexionado de la red existente de 220 kV en la zona.

Así pues, la SE “*Buenavista 220 kV*” dejaría de estar conectada con la SE “*Retamar*,” y pasaría a conectarse con la SE “*Villaverde Bajo*”. Se eliminaría la “*T Leganés*” y la SE “*Leganés*” se conecta con la SE “*Lucero*” pero no con la SE “*Villaverde bajo*”. Se elimina la “*T Retamar*” y la SE “*Retamar*” se conecta con la SE “*Prado de Santo Domingo*” y la SE “*Getafe*”. Esta modificación topológica evita la necesidad de contar con una nueva posición en la SE “*Leganés*” y en la SE “*Retamar*” respectivamente, Pero requiere un tramo de línea corta de simple circuito de 700 m de 220 kV para hacer las conexiones.

Con todo, estima el OS que la variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería una reducción de 1,13 M€.

⁴⁷ ApD : Apoyo a distribución

⁴⁸ P.O. 13.3 Instalaciones de la red de transporte: criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación de su equipamiento y puesta en servicio.

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_11feb2005.pdf

1.20. SE Torremendo Norte 220 kV y Torremendo Sur 220 kV

La planificación de la Red de Transporte vigente recoge una nueva SE “*Torremendo 220 kV (binudo)*” con tecnología blindada. No obstante, explica el OS que el proyecto de ejecución tramitado, que cuenta con DIA, AA, APE y DUP⁴⁹, contempla esta subestación con tecnología convencional ya que en la parcela en la que se va a ubicar de la subestación no sería posible implantar un nuevo parque de 220 kV en tecnología blindada por falta de espacio. Tramitar un nuevo parque fuera de dicha parcela sería muy complicado pues la subestación se halla dentro de la ZEPA⁵⁰ de la Sierra de Escalona y ha contado con gran oposición de la Consejería de Medio Ambiente de la Generalitat Valenciana que únicamente ha aceptado el proyecto actual dada su importancia por su impacto en el Eje Costero.

Esta adaptación permite, además, reducir el coste de inversión para el Sistema, ya que la variación del coste de inversión supondría una reducción de 1,2 M€.

Con todo, se solicita la modificación en la Planificación de forma que la nueva SE *Torremendo 220 kV (binudo)* se desarrolle en tecnología convencional.

Visto el análisis remitido por el OS, debe advertirse que el desarrollo del parque de 220 kV con una solución constructiva blindada hubiera supuesto un espacio mayor al que se habría empleado para la solución constructiva inicial. A priori, no parece ser correcta tal consideración, salvo circunstancias que no se hayan descrito en la justificación técnica que soporta dicha propuesta de modificación.

Por otro lado, cabe decir que, de haberse considerado una solución de tipología: “*Blindada 220 kV, 40 kA, en edificio, todas las configuraciones*”, el coste incurrido habría sido menor que el que se justifica en ahorro para el Sistema. Dicho importe únicamente puede darse en caso de considerar que el parque de 220 kV de la SE *Torremendo* se habría ejecutado con una tipología: “*Blindada 220 kV, 50 kA, en edificio, todas las configuraciones, con fluoductos*”, existiendo otras posibilidades constructivas más económicas.

Sea como fuere, cabe exponer que la modificación que se requiere se encuentra ya en servicio, por lo que se estaría solicitando una modificación de características técnicas, ex post de la ejecución de la misma.

Si el hecho de que la instalación esté en servicio no supone un inconveniente para poder llevar un cambio de la Planificación, visto que dicha instalación cuenta con todos los permisos y autorizaciones, y siempre y cuando REE justifique con carácter previo a la aprobación de la Orden, que la solución técnica que se habría planteado de haberla llevado a cabo en tecnología blindada habría sido

⁴⁹ DIA: Declaración de impacto ambiental, AA: autorización administrativa, APE: Acta de puesta en servicio y DUP: Declaración de utilidad pública.

⁵⁰ ZEPA: Zonas de especial protección para las Aves.

necesaria su ejecución bajo una tipología: “*Blindada 220 kV, 50 kA, en edificio, todas las configuraciones, con fluoductos*”, frente a cualquier alternativa más económica, siempre que fuera técnicamente viable, dicha actuación debería mantenerse dentro de la propuesta de Orden.

En caso contrario, deberían corregirse los términos económicos de afección al Sistema que se plantea en el “*apartado 2.2 Estimación económica*” del anexo de dicha propuesta de Orden.

Es preciso manifestar que la modificación de características técnicas evaluada ha recibido alegaciones desde la Generalitat Valenciana. En particular pone de manifiesto dos erratas en la descripción de los Anexos I.2. pág. 12, en lo que a la ubicación en CCAA se refiere, pues se señala que esta recogida dentro de La Región de Murcia cuando en realidad su emplazamiento entra dentro del ámbito geográfico de la Comunitat Valenciana. Adicionalmente, manifiesta la disconformidad en la valoración económica que se atribuye a dicha modificación de características técnicas, en la misma línea señalada por la CNMC, solicitando la reevaluación de la misma.

Por último, la Generalitat Valenciana manifiesta que: «...”*si se considera conveniente actualizar las instalaciones que disponen de autorización de explotación, tal y como se indica para las subestaciones “Torremendo Norte” y “Torremendo Sur”, deberían revisarse todas las instalaciones, pues hay más en esta comunidad que la han obtenido.*”». Es decir, no comparte la modificación de las características técnicas salvo que esta se haga extensiva a todas las instalaciones que se encuentren en situación similar dentro del territorio valenciano.

1.21. Arkale-Irún 2 220 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge una nueva línea “*Arkale-Irún 2, 220 kV*”, con tramo aéreo y subterráneo, con una capacidad de 450 MVA tanto en invierno como en verano.

Expone el OS que el proyecto prevé la construcción de la línea mixta en la que el tramo soterrado se construiría con un cable de aislamiento seco de Cu 2000 mm² normalizado por REE. El tramo subterráneo discurre mayoritariamente por zanja hormigonada normalizada, sin embargo, tiene varios cruzamientos que requieren el uso de perforación dirigida. Las perforaciones dirigidas más desfavorables requieren de una profundidad de unos 13 metros lo que reduciría la intensidad máxima a 1.097 A (418 MVA). Por lo tanto, la capacidad de transporte de la línea según el proyecto se vería reducida respecto del valor recogido en la planificación pasando de 450 MVA a 418 MVA, resultando inviable alcanzar la capacidad recogida en la planificación vigente.

Manifiesta el OS que analizadas las diferentes opciones se concluye que, para mantener la capacidad de transporte planificada, sería necesaria la utilización de un cable de mayor capacidad (Cu 2500 mm²) con el consecuente incremento de

coste de inversión para el Sistema. Por otra parte, se comprueba que el valor de capacidad de 418 MVA para la línea “*Arkale-Irún 2, 220 kV*”, obtenido con Cu 2000 mm², no supone una reducción de los beneficios presentados para esta nueva línea, por lo que el OS considera mejor opción la adaptación de carácter técnico de la planificación en lo que se refiere a la reducción de la capacidad de transporte. Con todo, dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

Respecto a esta adaptación de características técnicas se han recibido alegaciones por parte de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, en las que se manifiesta que la fecha prevista de entrada en servicio sería el primer trimestre de 2020 y no 2019 como se está considerando en la propuesta de Orden.

Por otro lado, dicho agente manifiesta que la entrada en servicio de dicha línea implica el desmontaje del sistema de 132 kV de la Subestación de transporte *Irún* y de las líneas “*Arkale-Irún 132 kV*” e “*Irún-Errondenia 132 kV*”, por lo que se solicita que se incluya en la planificación el desmantelamiento de la línea “*Irún-Errondenia 132*” kV, al tratarse de una conexión internacional y ser requerida para la construcción de la nueva línea.

Vista la alegación de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, deberá recogerse en el apartado de observaciones de dicha actuación el desmantelamiento de la línea “*Irún-Errondenia 132*” kV, como requerimiento necesario para la construcción de la referida instalación y hacer alusión al carácter de interconexión de la línea que se procede a dar de baja. De igual forma, el OS deberá justificar la fecha prevista de entrada en servicio y adecuarla, en su caso, a 2020.

1.22. SE Cala Millor 66 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge la ampliación de la SE *Cala Millor 66 kV* mediante una posición de acoplamiento para adaptación de la subestación a los procedimientos de operación.

Actualmente la subestación *Cala Millor 66 kV* presenta una configuración de simple barra con barra de transferencia, que incumple los criterios establecidos en los procedimientos de operación. Debido a que las subestaciones de simple barra son las que resultan más críticas para el Sistema, se planifica la instalación de un interruptor de acoplamiento, independizándolo así de la posición de salida que actualmente comparte con uno de los transformadores de distribución. De esta forma se mejora la seguridad del suministro en la zona. No obstante, expone el OS que únicamente la instalación del interruptor de acoplamiento no permitiría dotar a la subestación de plena operatividad como doble barra con acoplamiento, sino que se requeriría además la instalación de seccionadores en el resto de las posiciones de la subestación.

Por todo ello, el OS solicita una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 estableciendo el “*paso a doble barra de la SE Cala Millor 66 kV*” como una instalación singular para cumplir con los criterios de los procedimientos de operación. El incremento del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería de 0,4 M€.

Vista la adaptación técnica que se propone, cabe señalar que la caracterización como singular de una instalación dentro de la Planificación indicativa va más allá de recoger como tal su circunstancia dentro del apartado de observaciones.

Las instalaciones singulares, conforme a lo establecido en el artículo 19.1 del Real Decreto 1047/2013, se trata. De:

«1. Se entenderá por inversiones singulares aquellas que se lleven a cabo en infraestructuras de transporte cuyas características de diseño, configuración, condiciones operativas o técnicas constructivas no estén recogidas en la orden que fije los valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento a los que hace referencia el Capítulo V.

A estos efectos, tendrán la consideración de inversiones singulares en todo caso, los tendidos submarinos, los tendidos desarrollados en corriente continua y las estaciones convertoras de corriente alterna a corriente continua.

En ningún caso se considerarán inversiones singulares aquellas cuyo coste sea superior al que resulta de aplicar los valores unitarios de referencia debido a que los trazados por los que discurran o las ubicaciones de las mismas supongan un coste superior al de referencia o aquellas cuyo sobre coste venga motivado por sentencias judiciales o por aplicación de normativa no uniforme en todo el territorio nacional.»

De igual forma en el artículo 11.5 del referido Real Decreto 1047/2013, se expone que:

«5. En el caso de que los planes de inversión incluyesen algún proyecto de instalación catalogada de singular, se deberá aportar además justificación técnica y económica de la necesidad de llevar a cabo ese proyecto.»

A este respecto cabe señalar que dicha actuación ha venido recogida en los Planes de Inversión presentados por REE y en ningún momento se ha señalado ni justificado el carácter singular de la misma.

Por último, es preciso poner de manifiesto que las actuaciones singulares recogidas en la planificación vigente fueron tenidas en consideración con un análisis detallado de forma que se recogieron e identificaron expresamente en la misma por medio de la “*Tabla 3.76. Listado de proyectos singulares incluidos en*

la *Planificación 2015-2020*⁵¹, donde la actuación sobre la que se solicita dicha adecuación no aparece recogida.

Por todo lo anterior, se considera que la Adaptación de carácter técnico que se está planteando no tendría cabida, dado que la singularidad no es algo que pueda ser determinado únicamente a través del campo de observaciones de los anexos descriptivos de las actuaciones de la planificación indicativa.

Por último, la justificación de tal adecuación para de dar cumplimiento a lo dispuesto en el P.O. 13 SEIE⁵² no sería correcta porque los esquemas de dicho procedimiento de operación recogen la necesidad mandatoria de los mismos y dicho procedimiento data de 2006. Al tiempo, cabe recordar que las observaciones recogidas en la Planificación vigente ya hacen referencia a las adaptaciones de cumplimiento de dichos procedimientos de operación.

Con todo, se considera que no existe amparo regulatorio para poder dar cabida a la adecuación de características técnicas planteada y no debería ser incluida dentro de la Orden que finalmente sea aprobada.

1.23. Bypass operable en la SE Coliseo 66 kV

La SE *Coliseo 66 kV* tiene como objeto reducir las corrientes de cortocircuito a valores admisibles en la zona de Palma de Mallorca (Mallorca). La implantación del nuevo bypass debe garantizar tanto el impacto nulo sobre la actual operatividad de la subestación *Coliseo 66 kV* como la máxima flexibilidad en condiciones de seguridad, razón por la que se propone desde el OS la necesidad de realizar dicha actuación empleando tecnología GIS⁵³. El coste asociado a la utilización de dicha tecnología ya está considerado en la planificación vigente 2015-2020 dentro del proyecto TIB-2, aunque dicho coste no figura de manera explícita e individualizada en el documento de planificación.

Por todo lo anterior se requiere realizar una modificación para explicitar que dicha actuación va a realizarse mediante el uso de tecnología GIS⁵⁴. Con todo, dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

En lo que se refiere a la adaptación de características técnicas propuesta para el Bypass operable en la SE *Coliseo*, es preciso manifestar que la misma

⁵¹ Apto 3.5.2.2 Estimación económica de las actuaciones previstas en la Red de Transporte Eléctrico, de la Planificación de la Red de Transporte de energía eléctrica 2015-2020 aprobado por el Consejo de Ministros el 16 de octubre de 2015.

⁵² P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

⁵³ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

⁵⁴ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

debería ser matizada recogiendo de forma expresa que el Bypass es en la subestación de *Coliseo* y que es allí donde es requerido que se realice en tecnología GIS⁵⁵.

De esta forma, el desglose de actuaciones a recoger en el Anexo I.2. de la Orden que finalmente vea se apruebe deberá ser el siguiente: “Bypass operable en *Coliseo* en tecnología GIS⁵⁶”

1.24. Ampliación. SE Corralejo 66 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge el nuevo “DC⁵⁷ *Corralejo-La Oliva 66 kV*”, así como el bypass de las líneas “*Salinas-Corralejo 66 kV*” y “*Corralejo-La Oliva 66 kV*”, dando lugar a “*Salinas-La Oliva 66 kV*”.

Expone el OS que la subestación “*Corralejo 66 kV*” incumple actualmente el P.O. 13 SEIE⁵⁸ ya que tiene configuración de barra simple y cuenta con cuatro posiciones: dos de transformación 66/20 kV y dos de línea (a Salinas y Playa Blanca). Con las actuaciones planificadas, la configuración quedará idéntica, salvo por las dos posiciones de línea que estarán conectadas a la SE “La Oliva”, es decir, la subestación “*Corralejo 66 kV*” quedaría en antena.

Por todo lo anterior, el OS manifiesta que con objeto de garantizar la seguridad y facilitar el mantenimiento, se requiere dotar a dicha subestación de una configuración más robusta. Para ello, una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, por inviabilidad física, resulta imposible adaptar la subestación a una de las configuraciones seguras incluidas en los procedimientos de operación. Por tanto, propone mantener la configuración de barra simple, realizar una partición de la barra y unir ambas semibarras mediante la instalación de un acoplamiento longitudinal de barras. A este respecto, indica que el incremento del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería de 0,7 M€.

Es preciso señalar que la actuación sobre la que versa la adecuación incluida dentro de la propuesta de Orden no se encuentra recogida en la Planificación vigente dentro del Anexo I.3.⁵⁹. Por ello lo que se propone es una nueva actuación y no la adaptación de una existente.

No obstante a lo anterior, la justificación esgrimida por el OS en lo que se refiere a la necesidad de viabilizar el nuevo DC⁶⁰/*Corralejo-La Oliva 66 kV* por razones

⁵⁵ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

⁵⁶ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

⁵⁷ DC: Doble circuito.

⁵⁸ P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

⁵⁹ Instalaciones Programadas en el Periodo 2015-2020. Sistemas Eléctricos Canarios

⁶⁰ DC: Doble circuito.

de seguridad resulta adecuada. aunque no se trataría de una adaptación sino una nueva actuación que debería haber sido incluida dentro de la Propuesta de Acuerdo del Consejo de Ministros informada por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión del 15 de marzo de 2018⁶¹.

En caso de que finalmente se incluyera dicha actuación, debería hacerse referencia dentro del campo observaciones, además de lo ya expuesto en la adaptación planteada, la circunstancia de que la SE *Corralejo 66 kV* seguiría incumpliendo el P.O. SEIE 13⁶², vinculándose la entrada en servicio del acoplamiento longitudinal a la entrada en servicio del bypass de las líneas “*Salinas-Corralejo 66 kV*” y “*Corralejo-La Oliva 66 kV*” en la SE *Corralejo 66 kV*.

1.25. Ampliación SE Matas Blancas 66 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge la ampliación de la subestación de “*Matas Blancas 66 kV*” con objeto de conectarla a la nueva subestación de “*Matas Blancas 132 kV*” a través de dos nuevos transformadores planificados.

Expone el OS que la subestación de “*Matas Blancas 66 kV*” incumple actualmente el P.O. 13 SEIE⁶³ ya que tiene configuración de barra simple y cuenta con cuatro posiciones: tres de transformación 66/20 kV y una de línea (a Gran Tarajal). Por tanto, la ampliación planificada en dos posiciones adicionales requiere una adaptación de la subestación con objeto de no afectar a la seguridad y calidad del suministro en la zona.

De esta forma, manifiesta el OS que una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, por inviabilidad física, resulta imposible adaptar la subestación a una de las configuraciones seguras incluidas en los procedimientos de operación. Por tanto, se propone mantener la configuración de barra simple, realizar una partición de la barra y unir ambas semibarras mediante la instalación de un acoplamiento longitudinal. Esta solución, aun no siendo la solución idónea, permite mejorar las condiciones de operación y mantenimiento.

Como conclusión, el OS propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para contemplar la separación de

⁶¹ Expdte: INF/DE/214/17. “Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.” <https://www.cnmc.es/expedientes/infde21417>

⁶² P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

⁶³ P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

barra e inclusión de un acoplamiento longitudinal en la subestación de “*Matas Blancas 66 kV*”, que supondría un incremento del coste de inversión previsto para el Sistema eléctrico de 0,7 M€

Teniendo en cuenta todo lo anterior, tal y como ya ocurriese en el caso anteriormente expuesto, la Ampliación de la *SE Matas Blancas 66 kV* no se encuentra recogida dentro de la Planificación vigente, en el Anexo I.3.⁶⁴. Por ello lo que se propone es una nueva actuación y no la adaptación de una existente.

De forma similar a lo expuesto en el caso de la Ampliación de la *SE Corralejo 66 kV*, si bien la justificación esgrimida resulta relevante debería haberse incluido como una nueva actuación dentro de la Propuesta de Acuerdo del Consejo de Ministros informada por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión del 15 de marzo de 2018⁶⁵.

Con todo, en caso de que finalmente se incluyera dicha actuación, debería hacerse referencia en el campo de observaciones, además de lo ya expuesto en la adaptación planteada, a la circunstancia de que la *SE Matas Blancas 66 kV* seguiría incumpliendo el P.O. SEIE 13⁶⁶, vinculándose la entrada en servicio del acoplamiento longitudinal con la entrada en servicio de los nuevos transformadores que conectan los parques de 132 kV y 66 kV en dicha subestación.

1.26. Ampliación SE Gran Tarajal 66 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge la ampliación de la subestación “*Gran Tarajal 66 kV*” con objeto de conectarla a la nueva subestación de “*Gran Tarajal 132 kV*” a través de dos nuevos transformadores planificados. Manifiesta el OS que la subestación de “*Gran Tarajal 66 kV*” incumple actualmente el P.O. 13 SEIE⁶⁷ ya que tiene configuración de barra simple y cuenta con cuatro posiciones: dos de transformación 66/20 kV y dos de línea (a Salinas y a Matas Blancas). Por tanto, la ampliación planificada en dos posiciones adicionales requiere una adaptación de la subestación con objeto de no afectar a la seguridad y calidad del suministro en la zona.

⁶⁴ Instalaciones Programadas en el Periodo 2015-2020. Sistemas Eléctricos Canarias

⁶⁵ Expdte: INF/DE/214/17. “Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.” <https://www.cnmc.es/expedientes/infde21417>

⁶⁶ P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

⁶⁷ P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

A este respecto, justifica el OS que una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, por inviabilidad física, resulta imposible adaptar la subestación a una de las configuraciones seguras incluidas en los procedimientos de operación. Por tanto, propone mantener la configuración de barra simple, realizar una partición de la barra y unir ambas semibarras mediante la instalación de un acoplamiento longitudinal. Esta solución, aun no siendo la solución idónea en palabras del OS, permite mejorar las condiciones de operación y mantenimiento.

Con todo, la adaptación de carácter técnico necesaria a implementar en el documento de planificación sería: Ampliación de la SE de “*Gran Tarajal 66 kV*” mediante partición de barra e inclusión de acoplamiento longitudinal. La variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería de un incremento de 0,7 M€

Mención similar a los casos referidos anteriormente. La adaptación de características técnicas que se propone no puede llevarse a cabo dado que no existe una actuación original dentro de la Planificación vigente sobre la que realizarla. En este sentido, y tal y como ya se ha expuesto anteriormente, debería haberse incluido en el referida Propuesta de Acuerdo de Consejo de Ministros como una nueva incorporación, con las justificaciones y necesidades manifestadas por el OS.

Así pues, en caso de que finalmente se incluya dicha actuación, debería hacerse referencia en el campo de observaciones, además de lo ya expuesto en la adaptación planteada, la circunstancia de que la SE Gran Tarajal 66 kV seguiría incumpliendo el P.O. SEIE 13⁶⁸, vinculándose la entrada en servicio del acoplamiento longitudinal con la entrada en servicio de los nuevos transformadores que conectan los parques de 132 kV y 66 kV en dicha subestación.

1.27. Nuevo Doble Circuito Puerto del Rosario- La Oliva 132 kV

El nuevo “*DC⁶⁹ Puerto del Rosario-La Oliva 132 kV*”, aparece recogido en el documento de planificación vigente con tramo aéreo y subterráneo y con una capacidad de transporte de 160 MVA, tanto en invierno como en verano.

Expone el OS que el proyecto del doble circuito prevé la construcción de un tramo subterráneo en cable Al 1200 mm² a la llegada de la subestación de “*La Oliva*”. Debido a los cruzamientos en subterráneo con futuras líneas de 66 kV a la llegada de la subestación de “*La Oliva 132/66 kV*”, la capacidad de transporte

⁶⁸ P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

⁶⁹ DC: Doble circuito.

máxima por circuito de la futura línea se ve afectada, disminuyendo de 160 MVA a 150 MVA.

A este respecto, justifica el OS que el planteamiento de otras soluciones de cruzamiento repercutiría en una afección a la capacidad de las futuras líneas de 66 kV que llegan a la subestación “La Oliva”, lo que resultaría más perjudicial. Por todo ello, analizadas las diferentes opciones, concluye que, para mantener la capacidad de transporte planificada, sería necesaria la utilización de un cable de mayor capacidad (no recogido en los estándares retributivos) con el consecuente incremento de coste de inversión para el Sistema. Por otra parte, se ha comprobado que el valor de capacidad de 150 MVA para “DC⁷⁰ Puerto del Rosario-La Oliva 132 kV”, obtenido con un cable del tipo Al 1200 mm² recogido en los estándares, no supone una reducción de los beneficios presentados para esta nueva línea en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte.

Con todo, las actuaciones deberán recogerse en el Anexo I como con la variación de la capacidad de las líneas del “DC⁷¹ Puerto del Rosario-La Oliva 132 kV”: 150 MVA (antes 160 MVA), no suponiendo variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

1.28. Doble Circuito Arinaga-Bco. de Tirajana 66 kV

El nuevo “DC⁷² Arinaga-Bco de Tirajana, 66 kV” aparece recogido en el documento de planificación con unas características técnicas de 10 km de longitud subterráneos y con una capacidad de transporte de 80 MVA, tanto en invierno como en verano.

Manifiesta el OS que el proyecto del doble circuito prevé que en un punto de la traza deba realizarse una perforación a unos 6,5m de profundidad, lo que afecta a la capacidad de transporte máxima por circuito del futuro doble circuito, disminuyendo de 80 MVA a 74 MVA. A este respecto, justifica el OS que una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, para mantener la capacidad de transporte planificada, sería necesaria la utilización de un cable de mayor capacidad (no recogido en los estándares retributivos) con el consecuente incremento de coste de inversión para el Sistema. Por otra parte, se comprueba que el valor de capacidad de 74 MVA para el “DC⁷³ Arinaga-Bco de Tirajana, 66 kV” no supone una reducción de los beneficios presentados para esta nueva línea en el documento “Planificación Energética.

Por todo lo anterior, el OS propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente para contemplar el valor de 74 MVA de

⁷⁰ DC: Doble circuito.

⁷¹ DC: Doble circuito.

⁷² DC: Doble circuito.

⁷³ DC: Doble circuito.

capacidad de transporte del nuevo “DC⁷⁴ Arinaga-Bco de Tirajana, 66 kV”. Con todo, dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

1.29. Ampliación SE Muelle Grande 66 kV

En lo que se refiere a la Subestación “*Muelle Grande 66 kV*” el documento de planificación de la red de transporte vigente recoge la ampliación de la subestación de motivada tanto por apoyo a la demanda (conexión de un tercer transformador de apoyo a distribución), como por conexión de nueva generación renovable.

Expone el OS que la subestación de “*Muelle Grande 66 kV*” cuenta actualmente con configuración de barra simple partida con cuatro posiciones, incumpliendo el procedimiento de operación P.O. 13 SEIE⁷⁵. Una ampliación de dicha subestación requeriría una adaptación de la subestación a una configuración más segura con objeto de no afectar a la calidad y seguridad de suministro de la zona. Sin embargo, tal y como recoge la planificación vigente, una vez analizadas las diferentes opciones se ha llegado a la conclusión de que resulta imposible adaptar la subestación completa a una de las configuraciones seguras incluidas en los procedimientos de operación. Por ello, se planificó que fuese únicamente la ampliación la que se hiciese en doble barra con acoplamiento para, posteriormente, realizar una redistribución de posiciones en función de su criticidad (paso de la conexión de la línea “*Muelle Grande-Buenavista 66 kV*” a la zona de la ampliación).

A este respecto, manifiesta el OS que una vez realizado el proyecto de ampliación, se ha comprobado que, por inviabilidad física, ésta debe realizarse en tecnología blindada y no convencional como refiere la planificación vigente, por lo que se requiere una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente que refleje dicha circunstancia. La variación del coste de inversión para el Sistema eléctrico que conlleva dicha adaptación supone un incremento de 0,1 M€

En primer lugar, cabe exponer que la modificación que se requiere se encuentra ya en servicio, por lo que se está solicitando una modificación de características técnicas, ex post a la ejecución de la misma.

Adicionalmente, la valoración económica de la modificación que se está planteando no parece ser correcta. A este respecto la consideración de dichas

⁷⁴ DC: Doble circuito.

⁷⁵ P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

ampliaciones en tecnología *Blindada 66 kV, 31,5 kA* supondría un coste de inversión al Sistema de 4.110.181 €⁷⁶ y de 749.759 € de inversión a sufragar por el promotor de la instalación, frente a los 2.955.588 € de inversión con cargo al Sistema y 537.575 € con cargo al promotor en caso de utilizar la solución constructiva *Convencional 66 kV, 31 kA*. De forma que la adaptación planteada supondría un coste real adicional con cargo al Sistema de 1,15 M€ aproximadamente frente a los 0,1 M€ en que se ha estimado el impacto económico de la misma.

Por todo lo expuesto, se considera que la adecuación propuesta no debería ser incluida dentro de la Orden que finalmente sea aprobada.

1.30. Nueva Línea El Tablero-Sta. Águeda 66 kV cto. 2

La planificación de la red de transporte vigente recoge la construcción de una nueva línea “*El Tablero-Sta Águeda 66 kV cto 2*”, con tipología subterránea. Sin embargo, el OS manifiesta que una vez avanzado el proyecto, la traza seleccionada para la nueva línea discurre prácticamente en su totalidad por suelo rústico, por lo que se plantea una solución alternativa mayoritariamente en aéreo.

A este respecto, expone que tras los estudios previos del proyecto de la línea “*El Tablero-Sta Águeda 66kV cto 2*”, se propone realizar el proyecto y construcción de la línea de 66 kV “*El Tablero-Santa Águeda cto 2*” en tipología aérea, a excepción de la entrada a las subestaciones que serán tramos subterráneos al tratarse de instalaciones blindadas. De esta forma el proyecto constaría de 6 km en aéreo y de 500 m en subterráneo.

Por todo lo anterior se propone llevar a cabo la adaptación de carácter técnico señalada de forma que la línea “*El Tablero-Sta Águeda 66 kV cto 2*” aparezca con la descripción constructiva de 6 km en aéreo y 500 m en subterráneo (antes 3 km en subterráneo). Esta adaptación supondría una reducción del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería de 1,9 M€.

1.31. Nueva Línea El Tablero- Lomo Maspalomas 66 kV, cto 2

La construcción de una nueva línea “*El Tablero-Lomo Maspalomas 66 kV cto 2*” se recoge en el documento de planificación vigente con una tipología constructiva de cable subterráneo y capacidad de transporte de 80 MVA, tanto en verano como en invierno. Adicionalmente, la planificación vigente recoge, para el mismo horizonte, un cambio topológico en la zona consistente en el bypass de las líneas “*El Tablero-Lomo Maspalomas cto 1*” y “*Lomo Maspalomas-San Agustín*” con objeto de obtener la línea “*El Tablero-San Agustín 66 kV*”, de 60 MVA de capacidad.

⁷⁶ Esta cantidad se refiere a la inversión realizada y no está afectada por el FRRI.

Expone el OS que, tras el análisis de las posibilidades de realización de dicho bypass, se considera inviable realizarlo en el interior de la subestación de “*Lomo Maspalomas*” y muy desaconsejable en el exterior, por motivos de vandalismo y de seguridad de las personas físicas. Como alternativa a estas dos actuaciones (nuevo cable “*El Tablero-Lomo Maspalomas*” y cambio topológico de los circuitos existentes) se propone utilizar el nuevo circuito (“*El Tablero-Lomo Maspalomas cto 2*”) para enlazar con la línea “*Lomo Maspalomas-San Agustín*” y dejar sin modificaciones el actual “*El Tablero- Lomo Maspalomas cto 1*”.

Explica el OS que topológicamente, la solución final resulta ser la misma. Sin embargo, eléctricamente, la solución es diferente ya que la solución final daría unas capacidades de transporte que difieren de las planificadas. No obstante, se comprueba que los valores de capacidad de la alternativa propuesta anteriormente son aceptables en el horizonte de estudio y no suponen una reducción de los beneficios recogidos para estas actuaciones en el documento “Planificación Energética

Por todo ello, proponen llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente que contemple una capacidad de transporte de 60 MVA (antes 80 MVA) en la línea “*El Tablero-Lomo Maspalomas 66 kV cto 2*”. Con todo, dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

Vista la adecuación de características técnicas propuesta se considera que se debe hacer mención a la inviabilidad física del bypass original, siendo requerido un cambio en la solución eléctrica que motiva la reducción de capacidad.

De igual forma deberá recogerse que, tras dicha adecuación, el enlace se establecerá entre la actual “*El Tablero- Lomo Maspalomas cto 1*” con el nuevo circuito “*El Tablero-Lomo Maspalomas cto 2*”.

Todo lo anterior con objeto de una mayor claridad en la Planificación que facilite la comprensión de las actuaciones a realizar.

1.32. Enlace Lanzarote-Fuerteventura. Definición REAs

La planificación de la red de transporte vigente recoge dos reactancias de 9 MVar en “*La Oliva 132 kV*” y una en “*Playa Blanca 132 kV*” necesarias para compensar la reactiva generada por el nuevo enlace de 132 kV entre Lanzarote y Fuerteventura.

Explica el OS que el estado de avance del proyecto del mentado enlace entre Lanzarote y Fuerteventura, permite definir con mayor grado de detalle las reactancias necesarias asociadas a él. En este sentido, el OS ha concluido que se requieren exclusivamente dos de las tres reactancias de 9 Mvar planificadas, una conectada en la subestación de “*La Oliva 132 kV*” y otra en “*Playa Blanca*

132 kV". Por ello la modificación que se propone eliminar la necesidad de la REA 2 de 9 Mvar en la SE "La Oliva 132 kV". Dicha modificación supone una reducción del coste de inversión para el Sistema eléctrico de 1,8 M€

Respecto a la adaptación de características técnicas que se plantea, se encuentran discrepancias en lo que se refiere a la estimación económica del ahorro que se describe en la propuesta de la Orden.

Así pues, la supresión de la Reactancia de 9 MVA_r de 132 kV supone un ahorro de 1.317.318 €⁷⁷, considerando la máquina y la posición asociada, valoradas conforme a estándares.

Por todo ello, con carácter previo a la aprobación de la Orden, debería solicitarse un mayor detalle sobre la estimación económica que se está considerando por parte del OS, así como los alcances, instalaciones y dotaciones que se están contemplando.

1.33. SE Tías. Definición de las REAs de 66 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge tres reactancias de 6 Mvar en la SE "Tías 66 kV" necesarias para compensar la reactiva generada por el cable "DC⁷⁸ Mácher-Punta Grande 66 kV" (futuro "DC⁷⁹ Tías-Punta Grande 66 kV").

No obstante, tras la actualización de la evaluación de las necesidades de compensación de reactiva en la isla de Lanzarote llevada a cabo por el OS, se ha concluido que, para garantizar una operación segura, se requieren cuatro reactancias de 6 Mvar cada una, en lugar de las tres planificadas, lo que supondría la inclusión de una Reactancia adicional, similar a las ya planificadas (6 Mvar) en dicha subestación. Dicha modificación supone un incremento del coste de inversión para el Sistema eléctrico de 1,6 M€

Igual que en el caso anterior, se plantean dudas respecto a la estimación económica considerada. A este respecto, la inclusión de la Reactancia de 6 MVA_r de 66 kV supone un inversión adicional de 990.819 €⁸⁰, considerando la máquina y la posición asociada, valoradas conforme a estándares.

Por todo ello, con carácter previo a la aprobación de la Orden, debería solicitarse un mayor detalle sobre la estimación económica que se está considerando por parte del OS, así como los alcances, instalaciones y dotaciones que se están contemplando.

⁷⁷ Inversión conforme a estándares sin afección por FRRI.

⁷⁸ DC: Doble circuito.

⁷⁹ DC: Doble circuito.

⁸⁰ Inversión conforme a estándares sin afección por FRRI.

1.34. Nueva SE El Escobar 66 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge una nueva subestación “*El Escobar 66 kV*” y las líneas de conexión de ésta a la red: “*DC⁸¹ Arinaga-El Escobar 66 kV*”, “*DC⁸² El Escobar-Carrizal 66 kV*”, “*E/S⁸³ de El Escobar en Agüimes-Cinsa 66 kV*” y cambios topológicos a “*Telde-El Escobar 66 kV*” y “*Bco Tirajana-El Escobar 66 kV*”.

Expone el OS que todas estas actuaciones están planificadas con objeto de permitir la integración y maximización de la producción de renovables de la zona. En concreto, en el documento de planificación la subestación de “*El Escobar 66 kV*” está condicionada al contrato técnico de acceso de los parques eólicos que se prevé que se conecten en la propia subestación. Sin embargo, manifiesta el OS que, debido al retraso en sus tramitaciones, no se prevé la puesta en servicio de estos parques a corto plazo.

Por contra, en 2018 está prevista la puesta en servicio en la zona (*Agüimes-Carrizal-Arinaga*) de más de 130 MW de nuevos parques eólicos, pertenecientes al cupo de 450 MW. La capacidad de evacuación de esta cuantía de renovable se verá muy afectada de no reforzar el eje de 66 kV “*Bco de Tirajana-Jinamar*”, es decir, de no desarrollarse el plan de refuerzos en la zona de “*El Escobar 66 kV*”, ya que se producirían recortes de la producción renovable de la zona con la finalidad de garantizar el suministro en condiciones de seguridad.

En consecuencia, con objeto de garantizar la integración y maximización de la producción renovable de la zona este de Gran Canaria y garantizar la seguridad del suministro, justifica el OS que resulta deseable la ejecución temprana del desarrollo de “*El Escobar 66 kV*” y líneas de conexión desligándose de la puesta en servicio de los propios parques de “*El Escobar 66 kV*”.

Como conclusión se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente para contemplar el cambio de motivación de la subestación quedando: “*El Escobar 66 kV*” con motivación: “Evacuación de Energía Renovable” (no ligado a la firma del CTA de los accesos GEEC_020_11, GEEC_025_11, GRE_243_14 y GRE_246_14). Con todo, dicha actuación no supondría variación en el coste de inversión para el Sistema eléctrico.

1.35. SE Lomo Apolinario 66 kV

La planificación de la red de transporte vigente recoge una nueva línea “*Muelle Grande-Lomo Apolinario 66 kV*”, así como las repotenciaciones a 80 MVA de las

⁸¹ DC: Doble circuito.

⁸² DC: Doble circuito.

⁸³ E/S → Entrada –Salida.

líneas existentes “*Lomo Apolinario-Jinamar (Sabinal)*” y “*Lomo Apolinario-Bco Seco 66 kV*”.

Explica el OS que para poder llevarla a cabo y hacer frente a los flujos previstos en la red de transporte planificada en el horizonte 2020, se requiere de una serie de actuaciones en la subestación de “*Lomo Apolinario 66 kV*” para adecuar la instalación a los nuevos requerimientos de capacidad (80 MVA) para la línea de 66 kV:

- Las posiciones de línea deberán admitir una carga permanente de 700 A. Por tanto, para las líneas de “*Jinamar-Sabinal*” y “*Bco Seco*” se deben sustituir los seccionadores de barras y de línea, los embarrados de posición por nuevos de tubo Cu 30/20 mm y las piezas de conexión.
- La posición de acoplamiento deberá admitir una carga permanente de 1400 A por lo que requiere, asimismo, la sustitución de seccionadores de barras, embarrados de posición y piezas de conexión.
- Los tramos de barras principales en las celdas Jinamar y TR1 deberán admitir una carga permanente de 1400 A y los de Acoplamiento, Barranco Seco y TR2, de 1100 A. Por tanto, se debe homogeneizar toda la barra para 1400 A mediante la sustitución completa de los embarrados principales por unos nuevos de tubo Cu 50/40 mm.
- Las posiciones de transformador no se ven afectadas.

Justifica el OS que, en caso de no efectuarse las mencionadas adaptaciones, se verá obligado a limitar los flujos por las líneas conectadas a “*Lomo Apolinario 66 kV*”, con objeto de garantizar la integridad de las instalaciones. Esto supondría un claro menoscabo de los beneficios que las mencionadas actuaciones planificadas podrían aportar al Sistema.

Con todo, el OS concluye que analizados los flujos previstos por los elementos de la subestación de “*Lomo Apolinario 66 kV*” en el horizonte 2020, así como todas las opciones de ampliación de dicha subestación, para las actuaciones planificadas en “*Lomo Apolinario*” (nueva línea “*Muelle Grande-Lomo Apolinario 66 kV*” y repotenciaciones de las líneas existentes “*Lomo Apolinario-Jinamar(Sabinal)*” y “*Lomo Apolinario-Bco Seco 66 kV*”) sean viables, se requiere un cambio de embarrados y de apartamento en la subestación de “*Lomo Apolinario 66 kV*”. De esta forma debe recogerse una modificación de carácter técnico en la planificación vigente por la que se considere la: Actuación singular en la subestación de “*Lomo Apolinario 66 kV*”: cambio de embarrados y de apartamento.” Con todo el incremento del coste de inversión para el Sistema eléctrico sería de 1 M€.

Es preciso señalar que la actuación sobre la que versa la adecuación incluida dentro de la propuesta de Orden no se encuentra recogida en la Planificación

vigente dentro del Anexo I.3.⁸⁴. Por lo tanto, lo que se propone es una nueva actuación y no la adaptación de una existente.

Por otro lado, conforme a lo expuesto en la consideración **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la singularidad de una instalación no es algo que pueda ser determinado únicamente, y como paso inicial, a través del campo de observaciones de los anexos descriptivos de las actuaciones de la planificación indicativa.

A este respecto cabe señalar que dicha actuación ha venido recogida en los Planes de Inversión presentados por REE y en ningún momento se ha señalado ni justificado el carácter singular de la misma.

Con todo, se considera que no existe amparo regulatorio para poder dar cabida a la adecuación de características técnicas planteada y no debería ser incluida dentro de la Orden que finalmente sea aprobada.

2. Sobre actuaciones propuestas de ser incorporadas en la Modificación de Planificación.

Con carácter general, deberán revisarse las solicitudes de nuevas incorporaciones no contempladas en el proceso de alegaciones de la Propuesta que se informa, y ratificar que, en el análisis de evaluación conjunta de la totalidad de las actuaciones descritas a lo largo del presente informe, el orden de prelación establecido es el más adecuado, siempre teniendo en cuenta las limitaciones de inversión recogidas en los artículos 13.1 y 11.1 del Real Decreto 1047/2013.

En particular, deberá prestarse especial atención a las circunstancias descritas en lo que se refiere a la adecuación de las características técnicas de la *Línea Carrió-Soto 220 kV* para su conformidad con lo recogido en las autorizaciones administrativas, así como la evaluación de las consideraciones referentes a la *Conexión del desfasador de Arkale* y el análisis de estimación económica realizado en la Planificación vigente.

2.1. Línea Carrió-Soto 220 kV

REE en su calidad de Operador del Sistema, expone que la planificación en vigor indica que la llegada a la SE *Soto 220 kV* de la línea *Carrió-Soto 220 kV* se construirá mediante un tramo de línea en aéreo. Al mismo tiempo recoge una reactancia en el parque de 400 kV de la SE *Soto*.

A este respecto manifiesta que la ubicación prevista para la reactancia ocupa la servidumbre de vuelo de la futura línea *Carrió-Soto 220 kV*, lo que implicaría que la línea de 220 kV sobrevolase la futura reactancia. Para evitar este vuelo, y dado

⁸⁴ Instalaciones Programadas en el Periodo 2015-2020. Sistemas Eléctricos Canarios

que no existe otra alternativa viable de implantación en el entorno de la subestación, se requiere la conversión del tramo final de la línea *Carrió-Soto 220 kV* a subterráneo. Es necesario que los últimos 370 m de esta línea, a la llegada a la *SE Soto 220 kV*, se construyan con cable Cu 2500 mm² para garantizar un valor de capacidad de transporte de 600 MVA.

En consecuencia, el Operador del Sistema, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera necesaria la inclusión en la propuesta de Orden de esta actuación en la planificación vigente como adaptación de carácter técnico. Según manifiesta, el impacto económico de esta adaptación respecto a la propuesta de Orden sería un incremento de 2,3 M€.

Con fecha 15 de marzo de 2018 la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el *“Informe a solicitud de la DGPEM sobre la propuesta de Resolución por la que se autoriza a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., la compactación en la entrada a la subestación de SOTO 400/220 kV de las líneas aéreas de transporte de energía eléctrica a 400 kV La Robla-Soto y Salas-Soto, de la línea Soto-Carrió a 220 kV y cambio de tensión de 220 kV a 400 kV de la línea Soto-Tabiella en los términos municipales de Oviedo y Ribera de Arriba, se aprueba el proyecto de ejecución y se declara, en concreto, su utilidad pública”*⁸⁵.

Las características constructivas recogidas dentro del proyecto de ejecución de instalación para la que ahora se solicita la adecuación de características técnicas no recogían la interferencia con la reactancia ubicada en dicha subestación, que pone de manifiesto el Operador del Sistema en la presente alegación.

Dicho proyecto de ejecución fue aprobado mediante Resolución de 12 de abril de 2018 por la DGPEM⁸⁶, en las mismas circunstancias que constaban en el referido informe de 15 de marzo de 2018.

Por ello, vista la alegación planteada por el Operador del Sistema, si finalmente se incorporase dicha adaptación en la Orden que finalmente se apruebe, esta deberá ser tenida en consideración en la autorización administrativa de explotación que dicte la DGPEM, cuando dicha compactación entre finalmente en servicio.

2.2. Bypass de Trinitat 220 kV

REE en su calidad de Operador del Sistema, expone que la planificación en vigor indica que para la construcción del *Bypass en Trinitat 220 kV* se precisa de una posición adicional, sin especificar su tecnología, y de 400 metros de cable.

⁸⁵ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde17117>

⁸⁶ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2018-5786

De esta forma, puesto que la SE *Trinitat 220 kV* está construida con tecnología GIS⁸⁷, expone que se requiere especificar que la tecnología de la posición adicional requerida para construir el bypass es GIS⁸⁸. Por otra parte, se ha actualizado la longitud requerida de cable que se requiere para el conexionado, que se evalúa en 250 metros.

En consecuencia, el Operador del Sistema, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera necesaria la inclusión de esta actuación en la planificación vigente como adaptación de carácter técnico.

Con todo cuantifica el impacto económico de esta adaptación respecto a la propuesta de Orden en una reducción del coste de inversión de 0,15 M€.

En lo que se refiere a la alegación expuesta por REE, la misma resulta vaga e imprecisa, ya que la motivación única de adaptación de características técnicas debe estar refrendada por una necesidad técnica de adopción de dichos criterios técnicos, más allá de la simple consideración que la característica constructiva de la subestación en la que se haya proyectado el bypass se tipología constructiva “Blindada”. Dicha asunción por sí solo imposibilitaría que se incluyesen posiciones blindadas para realizar el bypass en caso de que la Subestación fuera de tipología convencional, caso recogido en alguno de las solicitudes de adaptación de se incluyen en la propuesta de Orden que se informa.

No obstante, entendiéndose que hay un argumento de peso que motiva la adopción técnica de dicha solución constructiva, no se encuentra impedimento a que se considere como una adaptación a incluir en la Orden que finalmente se apruebe, siempre y cuando tenga cabida considerando el resto de las adaptaciones solicitadas.

Adicionalmente, considerando la información presentada dentro del Plan de Inversiones para el Periodo 2019-2021 presentado por REE, la longitud del cable al que se hace referencia resultaría ser de 0,1 km⁸⁹ y no de 0,25 km, según versa la solicitud planteada. Con todo, en caso de ser incluida deberá aclararse la longitud real del cable que se solicita, así como la valoración económica acorde a la misma.

⁸⁷ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

⁸⁸ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

⁸⁹ Plan de Inversión 2019-2021 presentado por REE en cumplimiento del Art. 11 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre. En él se recoge el proyecto: SE TRINITAT 220 kV (Cod. Proyecto: J-0412-S0970) con dos actuaciones: 1 Posición 220 kV GIS 50 kA Intemperie (Cod. Instalac: 015-09948-SB) y 0,1 km de Cable 220 kV SC Cu 2000 mm² (Cod. Instalac: 015-09947-LI).

2.3. Conexiones de Transbadalona 220 kV

La planificación en vigor indica que la capacidad de transporte de cada uno de los dos cables previstos entre *Transbadalona* y *Badalona* es de 560 MVA, y que la de los dos cables previstos entre *Transbadalona* y *Besós Nuevo* es de 540 MVA.

Expone REE en calidad de Operador del Sistema, que debido a que es preciso realizar una agrupación de los cables que llegan a la SE *Transbadalona* 220 kV, la capacidad de transporte de los cables entre *Transbadalona* y *Badalona* pasa a ser de 485 MVA, mientras que los cables entre *Transbadalona* y *Besós Nuevo* pasa a ser de 529 MVA empleando en estos últimos Cu 2500 mm².

En consecuencia, el Operador del Sistema, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera necesaria la inclusión de esta actuación en la planificación vigente como adaptación de carácter técnico. Con todo, cuantifica que el impacto económico de esta adaptación respecto a la propuesta de Orden sería de un incremento de 4,29 M€.

Teniendo en cuenta la alegación sucinta que se formula, no se puede cuantificar si la estimación económica de dicha adaptación sería correcta. Por lo que en caso de que finalmente se considere incorporarla a la Orden, debería ser justificado con más detalle por parte del OS.

2.4. Bypass de Viladecans 220 kV

REE en su calidad de Operador del Sistema, expone que la planificación en vigor indica que las dos posiciones para el acoplamiento longitudinal de barras serán de tecnología convencional.

No obstante, manifiesta que, debido a la escasez de espacio existente dentro de la subestación, no es posible emplear tecnología convencional en las dos posiciones longitudinales siendo preciso emplear tecnología GIS⁹⁰.

En consecuencia, el Operador del Sistema, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera necesaria la inclusión de esta actuación en la planificación vigente como adaptación de carácter técnico. El impacto económico de esta adaptación respecto a la propuesta de Orden supondría un incremento de 0,41 M€.

Es preciso señalar que en la Planificación estas actuaciones vienen motivadas por el desdoblamiento de la Subestación Viladecans 220 kV. De esta forma se consideran dos actuaciones: “*Ampliación de la Subestación Viladecans 220 kV*” y “*Nueva Subestación Viladecans B 220 kV*”. Es en ésta última dónde se

⁹⁰ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

establece, en el campo de observaciones, la referencia al acoplamiento longitudinal y la inclusión de las dos posiciones necesarias que se contabilizan dentro de las líneas.

A este respecto, cabe señalar que en el Plan de Inversiones para el Periodo 2018-2020 dicha actuación se encuentra recogida con Código de Proyecto J-0446-S0884 y con una única actuación que incluye 2 posiciones a 220 kV GIS⁹¹ 50 kA intemperie. Dicha actuación fue considerada con una entrada en servicio prevista en 2019 y con una valoración de VPI2019 de 2.676.549€. Sin embargo, dicho proyecto y las instalaciones asociadas no se encuentra recogidas en el plan de inversiones presentado por REE para el periodo 2019-2021.

Con todo, en caso de tenerse en cuenta la incorporación de dicha adaptación, deberá justificarse la misma, así como la no inclusión de ella en las previsiones del medio plazo contempladas por REE.

De igual forma deberá justificarse la estimación económica y su conformidad conforme a estándares ya que, en ausencia de mejor información, parece estar por encima de dichos valores unitarios de inversión de referencia.

2.5. DC San Miguel de Salinas-Torrevieja 220 kV

La planificación en vigor indica que la capacidad de transporte del doble circuito SM Salinas-Torrevieja 220 kV es de 450 MVA por circuito.

Manifiesta REE en calidad de Operador del Sistema que, para la construcción de este doble circuito, según se ha proyectado, se prevé una perforación por hinca horizontal con tubo metálico para salvar la autopista AP-7. Dicha solución viene determinada por condicionado emitido por el Ministerio de Fomento (Demarcación de Carreteras del Estado). Esta circunstancia hace que se tenga que modificar la capacidad de transporte de estos circuitos que pasaría a ser de 372 MVA por circuito.

En consecuencia, el Operador del Sistema, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera necesaria la inclusión de esta actuación en la planificación vigente como adaptación de carácter técnico. El impacto económico de esta adaptación respecto a la propuesta de Orden es nulo.

2.6. Conexión del desfasador de Arkale

Expone REE en calidad de Operador del Sistema, que en la Planificación vigente se recoge la conexión del desfasador de Arkale mediante dos posiciones GIS⁹². La necesidad de esta tecnología se debió a la previsión inicial del tamaño del

⁹¹ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

⁹² GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

desfasador para lo que se tomó como referencia las dimensiones de otros desfasadores similares ya instalados. Sin embargo, una vez analizadas las ofertas técnicas definitivas y el replanteo en obra se determinó que una de las posiciones que estaba prevista como GIS⁹³ podría realizarse con tecnología tipo AIS, reduciendo los costes previstos de proyecto.

En consecuencia, el Operador del Sistema, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera necesaria la inclusión de esta actuación en la planificación vigente como adaptación de carácter técnico. El impacto económico de esta adaptación respecto a la propuesta de Orden sería una reducción del coste de inversión de 0,64 M€.

Cabe exponer que en el Anexo I.1.pag 53, de la Planificación vigente recogen dentro del campo de observaciones del Nuevo transformador desfasador el descriptivo siguiente:

«Línea Arkale-Argia 220 Kv. Incluye una posición convencional, una posición GIS y dos tramos de 0,3km de línea subterránea»

Es decir, la adaptación de características técnicas que se está solicitando ya estaría considerada.

No obstante a lo anterior, debería explicarse por parte del OS la reducción del coste de inversión a la que hace referencia, siendo necesario justificar si dicha reducción fue considerada en su momento a la hora de establecer la valoración económica anualizada de la Planificación Energética⁹⁴.

2.7. Bypass de Morata 400 kV

REE en su calidad de Operador del Sistema, expone que si bien la planificación en vigor indica que el bypass de la SE Morata 400 kV de las líneas San Fernando-Morata y Moraleja-Morata sería no operable, se ha detectado una alternativa que mejora las prestaciones de este bypass haciéndolo operable.

De esta forma, justifica que la alternativa consistiría en modificar los enfrentamientos de algunas líneas en la SE Morata 400 kV para tener en una misma calle las dos líneas que han de bypassar a la SE Morata 400 kV. De esta forma, al tener esta subestación una configuración de interruptor y medio, con la operación de los tres interruptores de calle se podría realizar el bypass operable.

⁹³ GIS: Gas Insulated Switchgear. Sistema que emplea como aislamiento gas SF6.

⁹⁴ Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020. <http://www.boe.es/boe/dias/2015/10/23/pdfs/BOE-A-2015-11398.pdf>

En consecuencia, el operador del sistema, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera necesaria la inclusión de esta actuación en la planificación vigente como adaptación de carácter técnico. El impacto económico de esta adaptación respecto a la propuesta de Orden Ministerial sería de un incremento de 0,95 M€.

Cabe exponer que la solicitud realizada por el OS en sus alegaciones resulta vaga en el alcance técnico de la misma, de forma que no resulta claro entender la solicitud inclusión propuesta. De esta forma, vista la justificación expuesta por el OS, a priori no se considera que la propuesta sea constitutiva de una adaptación técnica, sino que más bien supone una modificación de la Planificación vigente, por lo que debería de haber venido incluida dentro de la “Propuesta de Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación Energética. 2015-2020”, informado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión de 15 de marzo de 2018.

Por todo lo expuesto, se considera que técnicamente no está suficientemente justificada la modificación solicitada. En caso de que finalmente se incluyera dentro de la Orden, se considera que deberá aclararse y justificarse de manera más exhaustiva, el alcance e implicaciones constructivas de la misma, así como que realmente sea constitutiva de una adecuación de características técnicas y no una modificación de la Planificación energética vigente.

2.8. Modificación de la Línea Ayora-Cofrentes 400 kV

REE en su calidad de Transportista, alega que el proyecto de ejecución se inició con fecha 26 de febrero de 2015. Por condicionantes de la Declaración de Impacto Ambiental, por alegaciones de ayuntamientos, así como por condicionantes técnicos como los existentes a la llegada de ambas subestaciones extremas, el trazado de esta nueva línea de doble circuito es coincidente en algunos tramos con el trazado de la línea actual, por lo que en los mismos es inevitable su desmantelamiento para construir la nueva línea.

En este sentido manifiesta que la Resolución de la Dirección General Política Energética y Minas, de fecha de 20 de abril de 2016, se indica asimismo que en cumplimiento a lo establecido en la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto de la línea eléctrica “*Pinilla-Ayora-Cofrentes*”, entre la subestación de *Ayora* y la subestación de *Cofrentes*, se procederá a la compactación de la nueva línea proyectada con la existente a 400 kV, lo que conllevará el desmantelamiento de la misma, especificando que las obras de desmantelamiento se realizarán con las mismas precauciones y condicionados adoptados en la construcción de la nueva instalación.

Con todo, concluye REE que existe una contradicción entre lo aprobado en la Planificación 2015-2020 y las Resoluciones de autorización administrativa y de aprobación del proyecto de ejecución en lo referente a la línea *Ayora-Cofrentes 400 kV*, ya que se planifica una línea de doble circuito con uno solo instalado y

se autoriza y se aprueba la construcción de un doble circuito con ambos instalados. Además, las capacidades de transporte del circuito planificado son sensiblemente inferiores a las de los autorizados y aprobados.

Finalmente justifica que la modificación de las características técnicas supone una mejora de la eficiencia económica ya que el cumplimiento declaración de impacto ambiental supondría una variante más costosa de la línea.

Vista la alegación de REE, se considera necesario incluir la adaptación de características técnicas que se propone. Para lo que el Operador del Sistema deberá estimar la reducción económica que se propone e incluirla dentro de la anualización considerada.

2.9. Subestación de transporte Santa Pola 220 kV (Ampliación SE existente)

IBERDROLA DISTRIBUCIÓN pone de manifiesto en sus alegaciones que en la *Tabla 3.60 Actuaciones incluidas en el periodo 2014-2020 (motivación ApD⁹⁵)* de la página 167 del documento de Planificación vigente, el dato referente a la potencia en MVA del transformador a conectar sería de 100 MVA y no de 1MVA como aparece recogido.

⁹⁵ ApD: Apoyo a distribución