

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA INICIAL DEL OPERADOR DEL SISTEMA Y GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE PARA EL DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2021-2026.

Expediente núm.: INF/DE/005/20

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

Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 3 de abril de 2020

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 al *“Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta inicial del operador del sistema y gestor de la red de transporte para el desarrollo la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026”*

1. Antecedentes

El artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá un informe a la propuesta del gestor de la red de transporte en el inicio de la planificación que refleje las recomendaciones sobre las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico.

El 22 de enero de 2020 se ha recibido en la CNMC el oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) por el que se remite la propuesta inicial del operador del sistema y gestor de la red de transporte para el desarrollo la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026, solicitando emisión de informe, en base al citado artículo 7 de la Ley 3/2013, con la mayor diligencia posible.

Anexo al citado oficio, se adjunta el escrito del operador del sistema a la SEE, de fecha 3 de diciembre de 2019, remitiendo la citada propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026. En la documentación aportada por el operador del sistema se hace una descripción de las fases del proceso de planificación, los escenarios de estudio, así como los resultados obtenidos, todo ello, teniendo en cuenta que en dicho horizonte temporal la operación del sistema sufrirá cambios importantes, consecuencia de la transición energética y de los cumplimientos de los objetivos de integración de energías renovables establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

2. Contenido de la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026

La propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026 (en adelante, la propuesta) contempla la senda de transición energética definida en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en el cual el sistema eléctrico presenta un cambio sustancial en el 2026 respecto a la situación actual. Dicho cambio provocará la utilización de nuevas soluciones que permitan, entre otras actuaciones, dotar a la operación del sistema de capacidad de gestión de los sistemas de almacenamiento de energía para su dedicación al objetivo de maximizar la integración de energías renovables.

Para elaborar la citada propuesta ha sido necesario definir la red de transporte a utilizar como base o red de partida sobre la que desarrollar las nuevas características de generación y demanda previstas hasta 2026. Es por ello, por lo que la definición de la red de partida tiene una gran relevancia. De esta forma, se ha definido la red de partida como el conjunto de elementos de la red de transporte que se puede asumir en servicio con muy alta probabilidad en el horizonte 2021-2026. Dicha red de partida está formada por la red de transporte actualmente en servicio más aquellas instalaciones de la anterior planificación que están en un avanzado estado de desarrollo.

El volumen de inversión estimado de la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 es de **5.684 M€**, de los cuales **1.133 M€** se corresponden con instalaciones que forman parte de la red de partida y cuya puesta en servicio es posterior al 2020. De los 4.551 M€ restantes, el mayor volumen de inversión se destina a la integración de renovables y resolución de restricciones.

Por otro lado, es preciso señalar que en dichos 4.551 M€, no están incluidas las interconexiones internacionales de España- Francia por el Golfo de Vizcaya (647 M€) ni las de Norte España-Portugal (112 M€), ya que no computan dentro de los límites de inversión establecidos en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre. No obstante, ambas interconexiones constituyen una inversión importante a abordar por el sistema eléctrico que asciende a un total de **759M€**.

Adicionalmente, en términos de unidades, la propuesta incluye la repotenciación de 5.448 km de líneas existentes, la monitorización dinámica de 690km de líneas, 2.190 km de nuevas líneas, 146 km de cables soterrados y 466 km de cables submarinos (sin contar con la Interconexión de Golfo de Vizcaya entre Francia y España). Siendo de especial mención que tanto las actuaciones de repotenciación de líneas existentes, como las de monitorización dinámica de transporte de líneas existentes (DLR), están englobadas casi en su totalidad en la partida destinada a la integración de renovables y resolución de restricciones.

En lo que se refiere a los enlaces para los sistemas no peninsulares, de igual forma, se incorporan dispositivos para maximizar el uso de la capacidad tanto de los enlaces nuevos como de los existentes. Al respecto, algunos de los enlaces ya estaban previstos en la Planificación Vigente, estando embebidos en la nueva Red Planificada.

Asimismo, es preciso señalar que parte de las actuaciones incluidas en las fichas de la propuesta tienen una fecha de puesta en servicio prevista posterior al 2026, por lo que las inversiones correspondientes a las mismas, alrededor de 460 M€, no están contempladas en el volumen de inversión total de 5.684M€ previsto para esta propuesta inicial de planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026.

Considerando todo lo expuesto anteriormente la incidencia económica de la propuesta inicial de planificación se resume y desglosa de la siguiente manera:

- RES¹ y restricciones técnicas 1.759M€ (30,94%)
- Enlaces: 1.468M€ (25,82%)
- Red de Partida: 1.133 M€ (19,93%)
- Apoyo a la Distribución: 473 M€ (8,32%)
- Renovaciones: 388 M€ (6,82%)
- Otros: 238 M€ (4,18%)
- Seguridad de Suministro: 227 M€ (3,99%)

¹ Integración de renovables

Donde los proyectos de mayor intensidad de inversión según la CCAA en la que se desarrollan resultarían ser:

- En territorio balear, se prevén, entre otros, 1.128 M€ de inversiones en la partida de Enlaces.
- En territorio canario, donde la principal partida de inversión prevista responde a las inversiones en la red de partida con 404 M€ previstos, así como 188M€ en RES y resolución de restricciones
- Andalucía donde la principal partida son 244M€ en inversiones previstas en RES y resolución de restricciones
- Cataluña, con inversiones previstas en tres conceptos: 130 M€ destinados a RES y resolución de restricciones, 155 M€ en la red de partida y aproximadamente 96 M€ destinados a renovaciones de infraestructuras de la red de transporte existente.
- Castilla-La Mancha, donde con carácter general la previsión de inversiones va destinada a RES y resolución de restricciones por un valor de 345 M€.
- Aragón, donde la gran partida económica se destina a RES y resolución de restricciones con una inversión prevista de 259M€.
- Finalmente destaca la previsión de inversiones para la Ciudad Autónoma de Ceuta, con una inversión de 212 M€, correspondientes al nuevo enlace con el SEP².

Cabe exponer que no todos los proyectos incluidos en la propuesta surgen de las necesidades propias de la red de transporte, sino que en algunos casos provienen de las necesidades que se incluyen en el PNIEC, de requerimientos normativos o de solicitudes de alimentación de agentes.

Con todo, a continuación, se enumeran y detallan las principales actuaciones que constituyen la citada propuesta inicial de planificación:

- ***Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas***

En las descripciones técnicas de las distintas actuaciones de la propuesta se señala que para la integración de renovables y la resolución de restricciones técnicas, en un inicio se persigue implementar soluciones que permitan incrementar el uso de la red existente, mediante la instalación de equipos de monitorización de la capacidad de las líneas de 220 kV, repotenciaciones e incrementos de capacidad con cambios de conductor en líneas de 220 kV y 400 kV. En total la propuesta considera 374 km de línea con monitorización dinámica, acompañados de un total de 1.650 km de líneas repotenciadas³ y 49 km⁴ de líneas con incremento de capacidad por cambio de conductor. Por último, se busca incorporar nuevos ejes a partir de nuevas infraestructuras y ampliación de las existentes (ampliación de subestaciones, repotenciación de líneas e

² Sistema eléctrico peninsular

³ 540 km en líneas de 400 kV y 1.110 km en líneas de 220 kV.

⁴ 33 km en líneas de 400 kV y 16 km en líneas de 220 kV

incorporación de reactancias para control de tensiones) que integren de forma masiva el contingente renovable previsto.

Todo ello se divide en un total de 25 proyectos (4 nuevos corredores y otras 7 actuaciones para refuerzos de corredores, una nueva subestación y 12 actuaciones para conexión e integración de renovables, así como un proyecto que aúna las repotenciaciones necesarias y la instalación de dispositivos DLR) con una inversión prevista para el periodo 2021-2026 de 1.759 M€ y 237 M€ en el horizonte más allá de 2026, con unos costes previstos de operación y mantenimiento de 141,1 M€/año. Las actuaciones aquí referidas suponen la mayor partida prevista de inversión de la propuesta de planificación.

En lo que se refiere a la contribución de estos proyectos a los principios rectores impuestos por la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, destaca su contribución al cumplimiento del PNIEC, así como la evacuación de renovables en base a recursos, siendo su contribución al resto de principios rectores moderada.

- **Enlaces entre sistemas**

- ENL_PEN-IBA: Segundo enlace Península-Baleares 2 x 200 MW

El proyecto supone la instalación de un nuevo enlace submarino junto con la instalación de 140 MW de baterías y un total de 500 Mvar de compensadores síncronos, lo que permitirá sustituir una parte significativa de la generación en Baleares, fundamentalmente basada en combustibles fósiles, por la generación renovable y de ciclos combinados de mayor eficiencia. Ello supondrá una reducción de los costes variables de generación, así como una reducción en las emisiones de CO₂.

La instalación de las baterías tiene como objeto aumentar la capacidad de transporte de los cables HVDC hasta un valor cercano al nominal de los enlaces, 740 MW, ya que permitirá cubrir la contingencia en uno de los bipolos de cualquiera de los enlaces (tanto el existente en servicio como del que se está planificando), hasta el arranque de la generación necesaria para suplir la pérdida de dicho polo.

- ENL_IBA: IB-FO: Enlaces Ibiza-Formentera 132 kV

Este proyecto supone el refuerzo de la conexión eléctrica Ibiza-Formentera, garantizando la integración total del sistema de Formentera, e incluye nuevos enlaces submarinos 132 kV entre las subestaciones de Torrent y Formentera, nueva subestación Formentera 132 kV con transformadores 132/30 kV y 4 reactancias de 9 Mvar para compensación de reactiva. El impacto económico derivado resulta ser de 103 M€ previstos en inversión en el periodo 2021-2026 y un coste anual de operación y mantenimiento de 1,7 M€.

- ENL_IBA: MA-ME: Enlace Mallorca-Menorca 3132 kV

Al igual que en el caso anterior, este proyecto supone el refuerzo de la conexión eléctrica entre Mallorca y Menorca y permitirá utilizar recursos de forma conjunta rebajando las necesidades de reserva de generación, las actuaciones de deslastre y, por ende, mejorará la calidad y seguridad

de suministro del sistema. Este proyecto contempla un nuevo enlace submarino de 132 kV en corriente alterna, 15 nuevas posiciones distribuidas en dos nuevas subestaciones y la incorporación de 68 Mvar en reactancias para la compensación de reactiva. Todo ello con un impacto económico previsto de 130 M€ en inversión más allá de 2026 y un coste anual de operación y mantenimiento de 2,0 M€.

- **ENL_PEN-CEU: Enlace Península-Ceuta**

El enlace Península-Ceuta permite la integración del sistema eléctrico ceutí en el sistema peninsular, de forma que se incrementa en gran medida la seguridad de suministro en Ceuta, al tiempo que permite rebajar las necesidades de reserva e instalación de generación en el sistema extrapeninsular. Supone la incorporación de un nuevo enlace submarino doble circuito 132 kV, 31 posiciones en dos nuevas subestaciones de 220 kV y 132 kV, así como 172 Mvar en reactancias para la compensación de reactiva. Siendo la inversión necesaria de 221 M€ en el horizonte 2021-2026 con un coste anual de operación y mantenimiento de 3,3 M€.

- **ENL_ICA: TE-LG: Enlace Tenerife-La Gomera**

Este proyecto supone la integración de los sistemas de Tenerife y La Gomera, incrementando la seguridad de suministro del sistema de La Gomera y reduciendo los deslastes, asimismo permite compartir recursos entre ambos sistemas con la consiguiente reducción de reserva e instalación de generación. En este caso la inversión requerida está prevista en 104 M€ con un coste anual de operación y mantenimiento de 1,6 M€.

- **Red de partida**

La red de partida aúna un total de 105 proyectos considerados dentro del horizonte 2020-2026, a los que habría que añadir 90 proyectos cuya fecha de puesta en servicio está prevista en los años 2019 y 2020 y que no estarían incluidos en la propuesta inicial de planificación. Las actuaciones de la red de partida se deben a varios motivos, destacando aquellas que corresponden a la resolución de restricciones técnicas, a la mejora de la seguridad de suministro, así como a la evacuación de renovables. De igual forma, se incluyen las infraestructuras necesarias para la conexión y desarrollo del proyecto de almacenamiento de Chira-Soria.

Las actuaciones que constituyen la red de partida suponen unas previsiones de inversión, para el periodo 2021-2026, de 1.133 M€, sin que se especifiquen dentro de la propuesta los costes previstos de operación y mantenimiento anuales que supondrían.

- **Apoyo a la red de distribución**

Las infraestructuras recogidas en este epígrafe, surgen a raíz de las solicitudes planteadas por los gestores de las redes de distribución, sobre las que el Operador de Sistema ha realizado una selección, priorizando aquellas que

cumplen con el PO 13.1 en lo que se refiere a las demandas mínimas necesarias para abordar su alimentación desde la red de transporte, siempre y cuando se justifique que la alternativa de desarrollo desde la red de distribución no resulta adecuada, bien por su mayor coste o por su menor funcionalidad para el sistema. Asimismo, se señala que el operador del sistema ha priorizado las solicitudes que contribuyen a la resolución de problemas de alimentación de bolsas de demanda o de mejora de la calidad de servicio existente, así como la compatibilidad de dichos desarrollos con los despliegues de generación renovable.

Esta actuación recoge un total de 18 proyectos, a lo largo de todo el territorio nacional, que agrupan un total de 178 posiciones, casi 320 km de líneas de alta tensión y 600 MVA, que suponen unas previsiones de inversión, en el periodo 2021-2026, de 473 M€, a los que habría que añadir 70 M€ previstos de inversión en el horizonte más allá de 2026. En total presentan unos costes previstos de operación y mantenimiento anuales de 8,4 M€.

Finalmente, respecto a la contribución de estos proyectos a los principios rectores impuestos por la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, responde con carácter alto-moderado a la Seguridad de suministro, a la compatibilidad con el medioambiente, así como a la maximización de la red existente.

- ***Renovación de la red de transporte existente***

Según se señala en las descripciones técnicas de las distintas actuaciones, las propuestas de renovación de elementos de la red de transporte en servicio se han analizado y priorizado en base a criterios de influencia sobre la capacidad de intercambio internacional, la criticidad de un elemento para la seguridad del suministro, la posible afección al medio ambiente, la posibilidad y necesidad de incrementar la capacidad del elemento, el grado de envejecimiento y de obsolescencia tecnológica del elemento y de la disponibilidad de repuestos.

Todo ello se despliega por medio de un total de 43 proyectos (29 de renovación de ejes, 13 renovaciones de subestación y 1 renovación de transformadores) que suponen unas previsiones de inversión para el periodo 2021-2026 de 388M€, con unos costes previstos de operación y mantenimiento de 6,3 M€/año.

En lo que se refiere a la contribución de estos proyectos a los principios rectores impuestos por la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, destaca su contribución a la seguridad de suministro, así como a su compatibilidad con el medioambiente y la maximización de la red existente, siendo su contribución al resto de principios rectores baja o despreciable.

- ***Seguridad de suministro***

Según se señala en las descripciones técnicas de las distintas actuaciones, las propuestas incluidas por este motivo atienden principalmente a modificaciones estructurales que aumenten la fiabilidad de la red de transporte. Adicionalmente, se presentan nuevas incorporaciones de infraestructuras con carácter de

refuerzo o implementación de monitorización dinámica de la capacidad de algún eje en concreto.

Todo ello se recoge en esta motivación, en un total de 14 proyectos, que requieren una inversión total de 227 M€ para el periodo 2021-2026 y 18 M€ para el horizonte posterior a 2026, y suponen unos costes previstos de operación y mantenimiento de 4,3 M€/año.

En lo que se refiere a la contribución de estos proyectos a los principios rectores impuestos por la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, destaca su contribución a la seguridad de suministro siendo su contribución al resto de principios rectores de carácter moderado-bajo.

- ***Necesidades de operación***

Expone la propuesta que hay una serie de necesidades asociadas a las limitaciones de la red como son las sobrecargas y los rangos de tensión admisibles, que deben controlarse o mitigarse desde la operación de las redes, al tiempo que se identifican una serie de requerimientos externos de obligado cumplimiento derivados de los reglamentos de operación. De esta forma, se incluyen los siguientes proyectos:

- **PEN_AUT24: Necesidades por autonomía 24h**
El proyecto considera la inclusión de grupos electrógenos de 100-200 kVA situados en las subestaciones esenciales, pero sin cifrar las unidades necesarias ni la ubicación de los mismos. Todo ello con una previsión de inversión de 16 M€ para el año 2021 y unos costes asociados de operación y mantenimiento anuales de 0,3 M€.
- **PEN_FACTS: Necesidades por amortiguamiento oscilaciones**
Todo ello representa un total de 8 posiciones 450 Mvar de STATCOM y 1 máquina TCSC que suponen unas previsiones de inversión para el periodo 2021-2026 de 97 M€ con unos costes previstos de operación y mantenimiento anuales de 0,7 M€.
Señala la propuesta que los equipos STATCOM permiten el control de tensiones en la red, tanto en régimen estático como dinámico, por lo que se evitan inversiones adicionales en equipos de compensación de reactiva, en particular de la instalación de reactancias.
- **PEN_REA (Reactancia en Silleda) e ICA_REA (Reactancia en Tías)**
Ambos proyectos consisten en la inclusión de nuevas reactancias en las Subestaciones de Silleda 400 kV (sistema peninsular) y la Subestación de Tías 66 kV (sistema eléctrico insular Lanzarote-Fuerteventura). Si bien en ambos casos dichos proyectos se motivan con la finalidad del control de tensiones, en el caso de la reactancia de Silleda adicionalmente contribuirá a la reducción de los vertidos de energía renovable.
Con todo, ambos proyectos suponen un total de 2,5 posiciones y 156 Mvar que suponen una previsión de inversiones en el horizonte 2021-2026 de

6 M€ y unos costes asociados de operación y mantenimiento anuales algo superiores a 0,1M€.

En lo que se refiere a la contribución de estos proyectos a los principios rectores impuestos por la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, se puede destacar la contribución de los grupos electrógenos y los sistemas FACTS a la seguridad de suministro, así como la reducción de restricciones técnicas o la maximización de la red existente en el caso de la reactancia peninsular. En lo que se refiere a la reactancia insular, tan solo contribuiría de manera moderada en la compatibilidad con el medioambiente.

- ***Alimentación de ejes ferroviarios***

Entre las directrices de desarrollo de la propuesta establecidas en la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, se encuentra la consideración de la nueva demanda asociada a las infraestructuras de ferrocarril de alta velocidad. De esta forma, se han atendido, de forma coordinada con el gestor de la red de ferrocarril —ADIF—, las necesidades previstas para este horizonte, bajo la premisa de ubicar las subestaciones de tracción minimizando las distancias con las infraestructuras de la red de transporte existente.

Se recogen en esta actuación un total de 13 proyectos, que agrupan un total de 52 posiciones y 27 km de líneas de muy alta tensión que suponen unas previsiones de inversión para el periodo 2021-2026 de 74 M€ con unos costes previstos de operación y mantenimiento anuales de 3,2 M€, a los que habría que añadir 6 M€ previstos de inversión en el horizonte más allá de 2026 y una operación y mantenimiento anual de 0,3 M€.

- ***Alimentación de consumidores conectados a RdT***

Como en el caso de las infraestructuras motivadas por Apoyo a la red de Distribución, la alimentación de los grandes consumidores conectados a la red de transporte surge a solicitud de los interesados. En este apartado se deberían recoger tanto las solicitudes de alimentación de los Corredores de Alta Velocidad Ferroviaria como las de los Grandes Consumidores, sin embargo, las correspondientes a los corredores ferroviarios se tratan de forma separada de los de grandes clientes. En el caso de estas últimas, todas las infraestructuras previstas se amparan bajo un único proyecto, que supone la inclusión de 15 nuevas posiciones y 9 km de línea de alta tensión. Todo ello con unas necesidades de inversión prevista de 20 M€ y unos costes anuales asociados a la operación y mantenimiento de 0,7 M€.

- ***Interconexiones internacionales***

El PNIEC establece el desarrollo de las interconexiones como vía de consecución del mercado único europeo. Para ello, expone el Operador del

Sistema que se han considerado los proyectos con alta probabilidad de ponerse en servicio en el horizonte 2026. En este sentido, se han considerado las interconexiones: Interconexión Norte con Portugal, con puesta en servicio prevista en 2021 y la Interconexión Golfo de Vizcaya con Francia, cuya entrada en servicio está prevista para 2026. Ambos proyectos están incluidos dentro del TYNDP 2018 y ambos son PCI en la 4ª lista publicada en octubre de 2019.

Adicionalmente, se han incluido una serie de proyectos que surgen derivados de los anteriormente señalados y se recoge una nueva interconexión adicional con Andorra.

- INT_ESP-FRA-2: Refuerzos interconexión España-Francia

Este proyecto aglutina las infraestructuras necesarias a realizar con motivo de la entrada en servicio de la nueva interconexión España-Francia, Golfo de Vizcaya, para garantizar el incremento de capacidad con el nuevo enlace. Con todo el impacto económico previsto resulta ser de 11 M€ de inversión con un coste anual de operación y mantenimiento de 0,3 M€.

- INT_ESP-FRA-3: Modificación topológica red del Pirineo

Este proyecto busca dotar al sistema de la posibilidad de explotar de forma desacoplada la red de 220 kV que transcurre paralela al Pirineo y que conecta Aragón y Cataluña, mediante la incorporación de una nueva subestación en la zona del Pirineo Aragonés. En términos de unidades supone la incorporación de 8 posiciones y 2 km de líneas aéreas con una previsión de inversión de 7 M€ y unos costes anuales de operación y mantenimiento de 0,3 M€.

- INT_ESP-AND: Interconexión con Andorra

Las infraestructuras recogidas en este proyecto están destinadas a establecer una nueva interconexión entre España y el Principado de Andorra con el objetivo de incrementar la capacidad de suministro al sistema eléctrico andorrano. Para ello se requerirán 5 nuevas posiciones, 17 km de líneas aéreas y 0,3 km de cables soterrados, para los que se prevé una inversión necesaria de 7 M€ y unos costes anuales de operación y mantenimiento de 0,3 M€.

Cabe exponer que, a diferencia de las interconexiones España-Francia y España-Portugal, esta infraestructura sí estaría sujeta a la limitación presupuestaria de estabilidad económica, al no constituir una interconexión con un país miembro de la Unión Europea.

En lo que se refiere a la contribución de estos proyectos a los principios rectores impuestos por la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, resulta que sólo presenta una contribución baja a la compatibilidad con el medio ambiente siendo la contribución al resto de principios despreciable.

3. Valoración General

Con carácter general, la propuesta inicial de planificación analizada se valora positivamente, ello sin perjuicio de lo señalado en el resto de apartados que se desarrollan a lo largo del informe. Resulta meritorio el trabajo realizado por parte del Operador del Sistema al aunar dentro de una misma propuesta, soluciones que permitan, por un lado, cumplir con los objetivos tan ambiciosos como los definidos en el borrador del PNIEC, así como, por otro lado, cumplir con el resto de los principios rectores de la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero. La implantación de dichas soluciones implicará, sin lugar a duda, una notable transformación del sector energético actual.

Se plantea una apuesta clara por alcanzar las directrices en términos de eficiencia e innovación, analizando y buscando soluciones técnicas a nivel global frente a problemas de gran envergadura. De igual forma, se valora muy positivamente la utilización de una combinación de análisis coste-beneficio (indicadores monetizados) junto con un análisis multicriterio (indicadores no monetizados) en la valoración de las actuaciones, así como el análisis de las zonas de mayor aprovechamiento de recurso energético⁵ y viabilidad de desarrollo medioambiental⁶.

Un aspecto fundamental a analizar en este informe de inicio de la planificación es la cuantificación económica, al objeto de evaluar las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico. En este sentido, es preciso señalar que la inversión total esperada para todo el periodo, incluyendo la red de partida, asciende a 6.444 M€, mientras que la inversión del periodo 2015-2020 está previsto que alcance un valor cercano a los 3.000 M€, considerando entre 2015 y 2018 la inversión real ejecutada y para el 2019 y 2020, la mejor previsión de la inversión. Por otro lado, la previsión de inversión para el periodo 2021-2026 se traducirá en una retribución total adicional del transporte al final del periodo de algo más de 2.300 M€. Esto supone un incremento de la retribución del transporte, desde el ejercicio 2021 hasta el 2026 de casi el 45 %, es decir, la retribución del transporte del último ejercicio del periodo, año 2026, tendría un incremento algo superior a 700 M€.

La inversión total anualizada para el periodo que abarca la citada planificación alcanzaría los 948 M€/año a los que habría que añadir cerca de 759 M€⁷⁸ correspondientes a las interconexiones con estados miembros de la Unión y 41⁹

⁵ Estudio: “Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: eólica y fotovoltaica. Restricciones ambientales y clasificación del territorio.” Fuente MITECO.

⁶ Mapas de probabilidad de éxito para generación eólica y fotovoltaica. Fuente REE

⁷ Interconexión España-Portugal con una inversión prevista de 111,94 M€ y entrada en servicio prevista para 2021.

⁸ Interconexión España-Francia con una inversión prevista de 647 M€ y entrada en servicio prevista para 2026. Todo ello, considerando los valores correspondientes a la Interconexión de Golfo de Vizcaya según la propuesta inicial de planificación y no según la Resolución de Singularidad de 24 de mayo de 2019.

⁹ Considerando la previsión de inversión promedio histórica en Despachos de los Planes de inversión presentados por REE en calidad de transportista, desde el año 2015.

M€/anuales correspondientes a los despachos de telecontrol y sistemas necesarios. Cabe destacar, por tanto, el elevado nivel de inversiones previsto en la propuesta, que anualizado sobrepasaría el volumen máximo de inversión fijado por el Real Decreto 1047/2013, con independencia de cómo de optimistas sean las previsiones de PIB que se consideren

Por otro lado, se ha de tener en cuenta que si se comparan las inversiones de transporte ejecutadas frente a las previstas en los últimos ejercicios disponibles 2015-2018, se aprecia que existe un claro desacoplamiento entre ambas, ya que lo realmente invertido es notablemente inferior a lo planificado, lo que desvirtúa el carácter imperativo de la planificación. Este hecho debería tenerse en cuenta a la hora de analizar las distintas actuaciones incluidas en la planificación.

En definitiva, la propuesta deberá acompasar los esfuerzos en inversiones a unos límites objetivos, lo más realistas posibles, estableciéndose un orden de prioridad de ejecución claro, detallando, en la medida de lo posible, los condicionantes de ejecución que puedan ser necesarios para cada infraestructura de manera secuencial, permitiendo el seguimiento de la propuesta y su supervisión, una vez que sea aprobada.

Por ello, dicho orden de prelación para reducir las inversiones previstas, debe tener en cuenta tanto la incertidumbre existente en la ejecución de cada una de las actuaciones, como la reducción presupuestaria que ponga de manifiesto su contribución a los límites de estabilidad y su adecuación a los principios rectores fijados en el Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero.

Por otro lado, es importante señalar que el análisis CBA¹⁰ que se incluye en la propuesta, sólo evalúa los proyectos utilizando una simulación PINT¹¹, es decir, compara un escenario donde se contempla sólo la red de partida respecto a otro donde también se incluye el proyecto en estudio. Sin embargo, existen también otros métodos de simulación que podrían dar lugar a rentabilidades muy diferentes en el caso de determinadas actuaciones. Sirva de ejemplo el caso concreto de la evaluación del enlace Tenerife-La Gomera, donde un análisis coste-beneficio mediante simulación PINT secuencial¹² daría lugar a un valor actual neto (VAN) muy inferior al incluido en la propuesta.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se recomienda, adicionalmente, que se contemplen en el documento de planificación que finalmente se apruebe, los siguientes aspectos:

- Aportar un mayor grado de desglose en el Anexo de Red de Partida
Para cada actuación se debe incluir el criterio seguido para su incorporación a dicha red, en base a los criterios especificados por el OS en la propuesta, el número y tipo de instalaciones que la conforman (posiciones, líneas y

¹⁰ CBA: Cost Benefit Analysis (Análisis coste-beneficio)

¹¹ PINT: (Put In one at the Time)

¹² PINT secuencial: Simulación que considera los proyectos interrelacionados con el proyecto a estudio

máquinas), así como la información relevante en términos de inversión y avance de cada proyecto.

- Detallar la fecha de puesta en servicio de las actuaciones incluidas en el Anexo Fichas (Red planificada)

Para cada actuación se debe concretar su fecha de puesta en servicio estimada, no sólo reflejar la inclusión de dicha actuación en el horizonte de planificación o si su horizonte se encuentra más allá de 2026, tal y como hace la propuesta.

- Identificar las instalaciones conforme a la Circular 1/2015, de 22 de julio.

En lo que se refiere a la red de partida, cada una de las instalaciones incluida en dicha red (posiciones, líneas y máquinas) debe incorporar el código CUAR (Código Único de Activo Regulado)¹³ completo.

Adicionalmente, también se debería identificar con el código CUAR completo las instalaciones con fechas de puesta en servicio en los años 2019 y 2020, que forman parte de la red de partida, pero pertenecen a la planificación anterior.

Por otro lado, en lo que se refiere a la red planificada, cada una de las actuaciones incluidas en dicha red debe indicar el Código de Instalación Planificada, correspondiente a los Bloques 1 y 2 del CUAR, así como el código de proyecto al que pertenece dicho activo. En el caso de que una actuación incorpore a su vez varias actuaciones, para cada una de ellas, se deberá indicar asimismo los Bloques 1 y 2 del CUAR.

- Incorporar la información adicional referente a la metodología CBA empleada para el análisis coste-beneficio, que ha sido remitida a la CNMC durante la tramitación del expediente.

La propuesta debe explicar con exactitud la metodología, especificando el método de simulación utilizado, así como los indicadores cuya monetización está incluida dentro del Beneficio Socioeconómico.

- Aportar un análisis coste-beneficio basado en simulación PINT secuencial en el caso de actuaciones interrelacionadas.

Como se ha indicado en distintos apartados del presente informe, la selección del método de simulación es muy importante a la hora de evaluar la rentabilidad de un proyecto, siendo incluso de mayor relevancia en el caso de actuaciones interrelacionadas. Es por esto que se recomienda incluir en el documento de planificación un análisis adicional coste-beneficio, basado en simulación PINT secuencial, para aquellas instalaciones en las que el inicio de su construcción está condicionado por la construcción previa de otras instalaciones. Un ejemplo de esto sería el caso del enlace Tenerife-

¹³ Código CUAR (Código Único de Activo Regulado), conforme a la Circular 1/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Gomera y de los distintos refuerzos planificados en el sistema insular de Tenerife

- Aclarar el valor de inversión a considerar en la interconexión de Golfo de Vizcaya.

Se ha constatado que existen discrepancias entre el valor de inversión incluido en la propuesta inicial de planificación y el valor de inversión a reconocer conforme a lo dispuesto en la resolución de singularidad. Es por esto que el documento de planificación deberá aclarar el valor utilizado en el análisis CBA de la propuesta, así como indicar la diferencia respecto al valor de la resolución de singularidad.

- Aportar más información en relación al segundo enlace Península-Baleares. Dado el esfuerzo intensivo de inversión que supone este enlace, sería necesario aportar los costes asociados a cada uno de los elementos que lo conforman (baterías, compensadores síncronos, enlace submarino). Asimismo, se deberá realizar un análisis coste-beneficio para cada uno de los elementos por separado y también de forma secuencial, a fin de evaluar la eficiencia de cada una de las inversiones efectuadas.
- Cuantificar e identificar las posiciones para conexión de los agentes.

Tanto las posiciones liberadas por la caducidad de los permisos de acceso y conexión, como las posiciones de reserva que pasen a ser utilizadas, en virtud de la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, deberán estar cuantificadas e identificadas con el código CUAR correspondiente en el Anexo Fichas, a fin de poder realizar una valoración, considerando la retribución que, en su caso, el transportista hubiera podido percibir por ellas.

Asimismo, las fichas correspondientes a actuaciones referidas a la alimentación de ejes ferroviarios, deberán incorporar la configuración de la subestación de transporte a la que se conecta la subestación de tracción, así como la conexión y el número de posiciones previstas utilizadas para alimentar la citada subestación de tracción, con el objeto de valorar adecuadamente la retribución por inversión y por operación y mantenimiento prevista.

- Cuantificar la contribución de las actuaciones a la reducción de vertidos.

La propuesta estima la reducción de vertidos desde el 12% (con solo red de partida) al 2%, calculada considerando una situación final ideal en la que la red de transporte no presentase ninguna limitación. Sería recomendable que se confirmase explícitamente que las actuaciones previstas permiten alcanzar esa situación o, en caso contrario, reflejar la reducción de vertidos que se alcanzaría con las actuaciones propuestas, para que se pueda analizar la eficacia del esfuerzo inversor en la reducción de vertidos.

Adicionalmente, sería recomendable una mayor justificación de cómo cada una de estas actuaciones planificadas contribuyen al objetivo final de reducción de vertidos.

- Especificar las inversiones destinadas a la resolución de congestiones técnicas estructurales.

Se deberá reflejar de forma destacada las inversiones que resuelven las congestiones técnicas estructurales que se producen de manera reiterativa y que conllevan el redespacho interno de generación, con un coste adicional para el sistema que se cifra en una cuantía en el rango de los 400-500 M€. De esta forma, deberá indicarse qué refuerzos de la planificación permiten reducir el volumen de redespachos necesarios para resolver las restricciones técnicas, y en cuanto se estima dicha reducción.

- Mejorar la información en relación con la calidad de servicio de la red de transporte.

Deberán incorporarse históricos de evolución de los indicadores globales de Energía No Suministrada (ENS), Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y Número de incidentes con interrupción (NIT), en particular para todos los sistemas no peninsulares, así como análisis de la influencia de las perturbaciones en la red de transporte sobre la red subyacente. Se busca con ello una mejor comprensión de las partidas de inversión destinadas a la mejora de calidad de servicio y cómo se compadecen con la solución de necesidades en nudos del sistema altamente críticos.

- Priorizar las inversiones destinadas al Apoyo a la red de Distribución

La propuesta que se informa, no analiza en detalle las inversiones previstas por este motivo, por lo que se deberá incorporar una descripción analítica de las mismas. Con independencia de los anterior, se requiere que dichas inversiones tengan carácter prioritario en el documento de planificación, ya que las mismas serán necesarias para afrontar la electrificación de la economía, aportando garantía y respaldo en todos los escenarios en el horizonte 2021-2026.

- Aportar más información en relación a la proyección de demanda energética

Se considera imprescindible una mayor información que permita, como en ocasiones anteriores, evaluar la bondad del escenario de previsión, a los efectos de determinar el desarrollo de la red de transporte. En este sentido sería necesario que se incorporen escenarios alternativos sobre la evolución futura de la demanda eléctrica, incluyendo un análisis de sensibilidad de las variaciones de evolución de demanda, así como un análisis de los criterios que conducen a la selección de un escenario como el más probable. De igual forma se requiere clarificación en las consideraciones realizadas sobre conceptos como la energía autoconsumida o la cobertura de la demanda en el sistema canario.

- Incluir las previsiones de inversión en Despachos de Telecontrol y Sistemas

La propuesta debería recoger dentro de las estimaciones económicas, una previsión de inversión asociada a despachos y sistemas, considerando que dichas inversiones forman parte, entre otras actuaciones, de las instalaciones que están sujetas a la limitación presupuestaria que se establece en el artículo 11 del Real Decreto 1047/2013 de 27 de diciembre.

- Justificar los cambios de titularidad de posiciones de la red de transporte a favor de REE en calidad de TSO

Se deberá aportar una justificación de la incorporación de posiciones al sistema, como consecuencia de un cambio de titularidad a favor de REE, aportando para ello un estudio preliminar sobre los costes evitados al sistema, así como una previsión de los costes de adecuación necesarios y los costes asociados a la operación y mantenimiento que irán con cargo al sistema.

4. Estimación económica

La estimación económica de las actuaciones incluidas en la propuesta inicial de planificación asciende a **6.444 M€**¹⁴, durante el periodo 2021-2026, destacando las relativas a interconexiones internacionales con estados miembros de la unión europea (759 M€¹⁵), interconexiones internacionales con estados que no son miembros de la unión europea (26 M€) y las relativas a los distintos enlaces entre los sistemas eléctricos nacionales (1.468 M€).

Tales actuaciones, tendrán un impacto en la retribución de la actividad de transporte de **700 M€** en el último año del periodo, considerando una incorporación lineal de la inversión prevista total a lo largo de los seis años del horizonte considerado y una retribución anual por O&M total constante en todo el periodo de 31¹⁶ M€, a la que habría que incorporar la correspondiente a la interconexión con Portugal (1,1 M€/anual desde 2021) y la correspondiente al Golfo de Vizcaya (10,2 M€/anual a partir de 2026¹⁷). Esta aproximación puede verse desglosada en las tablas siguientes:

¹⁴ Inversiones previstas considerando un factor de retardo de la inversión.

¹⁵ Considerando los valores económicos correspondientes a la Interconexión de Golfo de Vizcaya según la propuesta inicial de planificación y no según la Resolución de Singularidad de 24 de mayo de 2019.

¹⁶ La propuesta inicial contempla un total para el periodo de 188,3 M€ como coste derivado de Operación y mantenimiento de las instalaciones. Se ha repartido de manera lineal entre los 6 años del periodo en estudio (31,4 M€/año).

¹⁷ Considerando los valores correspondientes a la Interconexión de Golfo de Vizcaya según la propuesta inicial de planificación y no según la Resolución de Singularidad de 24 de mayo de 2019

Tabla 1: Retribución anual nuevas inversiones planificadas en el horizonte 2021-2026

	VI (M€)	ROM (M€/año)	R _{total} 2023	R _{total} 2024	R _{total} 2025	R _{total} 2026	R _{total} 2027	R _{total} 2028
APS 2021	1.059 ¹⁸	33 ¹⁹	118	117	115	114	112	111
APS 2022	947,5	31		108	107	105	104	103
APS 2023	947,5	31			108	107	105	104
APS 2024	947,5	31				108	107	105
APS 2025	947,5	31					108	107
APS 2026	1.595 ²⁰	42 ²¹						170
Retribución Total Nueva Inversión Final Periodo (M€)								700

A dicho importe habría que añadir el importe previsto para despachos de maniobra y telecontrol necesarios para el adecuado funcionamiento de la red de transporte. El histórico de previsiones de inversión por este concepto, remitidas por el transportista, vendría a ser de aproximadamente 41 M€²² anuales. No obstante, cabe esperar que el importe destinado a estos tipos de inversión se vea incrementado respecto de la tendencia histórica si se tiene en cuenta el proceso de digitalización de las redes que deberá llevarse a cabo el próximo periodo 2021-2026. Aun así, tomando como primera aproximación dicho valor de inversión anual, supondría una retribución adicional de 32 M€ en el último año del periodo.

Teniendo en cuenta lo anterior, el impacto total en la retribución de la actividad de transporte representaría un importe adicional de 732 M€ para el último año del periodo 2021-2026.

Por otro lado, cabe recordar que, conforme establece el Real Decreto 1047/2013, el volumen anual de inversión de la red de transporte puesto en servicio el año n, no podrá superar el 0,065% del PIB de España previsto para ese año, constituyendo dicho límite el valor máximo del volumen anual de inversión. El PNIEC, en su borrador actualizado de enero de 2020, estima un aumento del PIB entre 19 y 25 miles de millones de euros al año adicionales a lo largo del periodo 2021-2030, lo que representa un incremento adicional del PIB del 1,8% en 2030. Teniendo en cuenta los anteriores datos, se obtienen las siguientes sendas de límite para la actividad del transporte de energía eléctrica:

¹⁸ Incluye 111,94 M€ de Inversión de la Interconexión con Portugal

¹⁹ Incluye 1,1 M€ de O&M de la Interconexión con Portugal

²⁰ Considerando los valores económicos correspondientes a la Interconexión de Golfo de Vizcaya según la propuesta inicial de planificación y no según la Resolución de Singularidad de 24 de mayo de 2019.

²¹ Incluye 10,2 M€ de la Interconexión con Francia, Golfo de Vizcaya considerando los valores económicos recogidos en la propuesta inicial de planificación.

²² Considerando la previsión de inversión promedio histórica en Despachos de los Planes de inversión presentados por REE en calidad de transportista, desde el año 2015 y aplicando el correspondiente factor de retardo retributivo

Tabla 2: Límites de inversión máxima para la actividad de transporte de energía eléctrica

M€ ²³	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PIB PNIEC extremo ²⁴	1.373.030	1.420.186	1.468.854	1.518.498	1.569.104	1.620.654
PIB PNIEC moderado ²⁵	1.366.830	1.413.986	1.462.654	1.512.298	1.562.904	1.614.454
PIB sin Incremento PNIEC ²⁶	1.344.729	1.389.105	1.433.556	1.477.996	1.522.336	1.566.484
Límite senda extrema PNIEC	892	923	955	987	1.020	1.053
Límite senda moderada PNIEC	888	919	951	983	1.016	1.049
Límite senda prevista sin incremento PNIEC	874	903	932	961	990	1.018

Sin embargo, el volumen total de inversión anual previsto en cada ejercicio, según si está sujeto o no a límite de inversión, es el que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3: Inversiones planificadas en el Horizonte

	Actuación	2021	2022	2023	2024	2025	2026
No sujetas a límite de inversión (M€)	INT_ESP-POR	111,94					
	INT_ESP-FRA_1						647
	Total	111,94	0	0	0	0	647
Sujetas a límites de inversión (M€)	Planificadas en el horizonte	947,5	947,5	947,5	947,5	947,5	947,5
	Despachos	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2
	Total	988,7	988,7	988,7	988,7	988,7	988,7

Como puede verse, con independencia del escenario de PIB que se contemple, la inversión prevista, sujeta a limitación, superará, al menos en los primeros

²³ Tomando como referencia el escenario Macroeconómico del Plan de Estabilidad 2019-2022 proyectado de forma tendencial al horizonte de planificación con los siguientes crecimientos:

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Incremento anual PIB Nominal% (Plan estabilidad 2019-2022)	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%
Incremento anual PIB Nominal% (Escenario Macroeconómico 2020-2023 correcciones tendenciales Punto 5.1.1.a))		3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%

²⁴ +25.700 M€/año de estimación del crecimiento del PIB respecto al previsto

²⁵ +19.500 M€/año de estimación del crecimiento del PIB respecto al previsto

²⁶ Actualización Plan de Estabilidad 2019-2022

<http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/prensa/ficheros/noticias/2018/ProgramaEstabilidad2019-2022.pdf>

cuatro años del periodo, los límites admisibles por la normativa vigente. A lo anterior habría que añadir que, en la propuesta, se incluye un gran número de actuaciones de carácter singular, cuyas previsiones de inversión se podrían incrementar al alza²⁷ una vez que se pongan en servicio, dada la dificultad para su valoración inicial.

En este contexto, cobra aún mayor importancia que tales actuaciones singulares, se enmarquen y se especifiquen de manera detallada en los anexos que acompañen al documento de planificación. Ello, con objeto de que se pueda conocer con exactitud, la necesidad, o no, de su incorporación inmediata en la red de transporte. Cualquier otro proceder, podría llegar a condicionar la ejecución de otras actuaciones que se considerasen más necesarias.

A este respecto, los estudios técnicos y económicos aportados por el OS, para justificar su propuesta inicial, determinan la viabilidad económica de las actuaciones incluidas en la misma, si bien, como se indica en algunos estudios, sería necesario profundizar en la estimación de los costes de dichas actuaciones (por su carácter singular en muchos casos) y en sus implicaciones en términos de la operación del sistema.

5. Otras consideraciones

5.1. Escenario de estudio.

5.1.1. Proyección de demanda energética

De acuerdo con la propuesta, el escenario de proyección de demanda energética 2021-2026 se ha establecido en el contexto macroeconómico y en los escenarios Objetivo 2025 y 2030 de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (en adelante PNIEC), considerando una interpolación lineal entre ambos años para establecer el valor a 2026.

Al respecto, es preciso señalar que el pasado 23 de enero fue publicado en la web del MITECO el “Borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030” (en adelante PNIEC actualizado). El citado borrador actualizado del PNIEC ha incorporado las recomendaciones de la Comisión Europea y las observaciones recibidas durante el proceso de consulta pública, habiendo modificado los siguientes aspectos del escenario de proyecciones respecto de la propuesta sometida a consulta pública.

- Se ha incrementado el parque de viviendas

²⁷ Conforme a lo que se establece el artículo 9 punto 9, de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC: « ...// El valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema, en ningún caso podrá superar el 25 por ciento del valor de inversión calculado utilizando la información presentada por la empresa transportista en la mencionada solicitud de singularidad...//», es decir, las inversiones singulares pueden llegar a desviarse del valor aprobado en la resolución de singularidad hasta un 25%, y siendo inversiones de alto riesgo como pueden ser los enlaces submarinos, existe una probabilidad elevada de que las inversiones finales sean mayores las que se manejaban en las previsiones iniciales.

- Se ha modificado la potencia instalada. El análisis se realiza con los valores a 2030:
 - Escenario Objetivo: La potencia instalada pasaría de 156.967 MW a 160.387 MW en 2030. El incremento de potencia se deriva fundamentalmente de la introducción de 2.500 MW de baterías. Además, la actualización del borrador del PNIEC introduce la desaparición definitiva de las centrales de carbón, para el escenario objetivo.
 - Escenario tendencial: La potencia instalada pasaría de 124.492 a 122.909 MW en 2030 reduciéndose un 1,3%. La razón fundamental es la disminución de la potencia disponible con carbón, que pasa de 4.532 MW a 2.165 MW.
- Se han reducido las emisiones para ambos escenarios y en todos los años analizados. Para el escenario objetivo la reducción de emisiones es de media un 2% y en el escenario tendencial un 3,8%.
- La proporción de energías renovables sobre el consumo final de energía, aumentan en el escenario tendencial, pasando de representar un 22% en el año 2030 a un 26% en el borrador actualizado. En el escenario objetivo no se producen cambios significativos. Si analizamos estos datos para el sector transporte se produce una drástica disminución de energías renovables en el borrador actualizado, pasando en el escenario objetivo de representar el 22% a un 11% y en el escenario tendencial de 11% a 7% (ambos datos corresponden a las previsiones para el año 2030).
- La eficiencia energética, medida sobre datos de consumo de energía primaria, mejora un 0,9% en el escenario objetivo en 2030. Sin embargo, en el escenario tendencia el consumo de energía primaria para 2030 se incrementa un 1,4% en el borrador actualizado del PNIEC.
- La dependencia energética del exterior disminuye en el escenario objetivo, de 41% a 39% en el año 2030, mientras que para el escenario tendencial aumenta desde un 31% a 32% en el borrador actualizado.

Dado que la propuesta contempla el escenario objetivo del PNIEC, debería procederse a su actualización para que sea consistente con el borrador del PNIEC actualizado.

Adicionalmente, respecto al escenario de previsión implícito en la propuesta, se realizan las siguientes consideraciones:

En primer lugar, se indica que la Ley de Sector eléctrico en su artículo 4 sobre “Planificación eléctrica” establece que la planificación debe ir, preferentemente, acompañada por varios escenarios sobre la evolución futura de la demanda eléctrica, incluyendo un análisis de sensibilidad en relación con la posible evolución de la demanda ante cambios en los principales parámetros y variables que la determinan y un análisis de los criterios que conducen a la selección de un escenario como el más probable.

En consecuencia, se considera que el documento de planificación debería recoger, además del escenario utilizado, otros escenarios alternativos, incluyendo a su vez el análisis de sensibilidad de los distintos escenarios que lleva a la selección del elegido.

En segundo lugar, se debería indicar si el escenario de demanda considerado incluye la energía autoconsumida o si únicamente se refiere a la energía demanda de la red eléctrica, aspecto relevante a los efectos de planificación.

En este sentido se señala que, si bien en el PNIEC no se hace referencia a dicho punto, en la propuesta se señala que en la estimación de la demanda a nivel de nudo, se consideran «*[...] las pérdidas y el autoconsumo [...]*».

En tercer lugar, en la propuesta realizada por el OS no se explicitan los valores de demanda en b.c por años, sólo se reseña que los valores a tener en cuenta son los del Escenario Objetivo del borrador del PNIEC. Sin embargo, no parece que el valor así calculado sea el que se establece en el documento de planificación.

En cuarto lugar, se señala que en la propuesta se estima para el sistema canario que la demanda en b.c en de 10.738 GWh, mientras que la generación del sistema se estima en 10.573 GWh, esto es, 165 GWh inferior, por lo que se debería revisar la cobertura de la demanda en dicho sistema, o especificar, en su caso, el motivo de la discrepancia.

Finalmente, la propuesta, a diferencia de en ocasiones anteriores, no incluye la información necesaria para evaluar la bondad del escenario de previsión considerado a los efectos de determinar el desarrollo de la red de transporte.

Teniendo en cuenta los principales indicadores de coyuntura, así como las previsiones económicas tanto de organismos nacionales como internacionales, las previsiones de eficiencia energética y penetración de autoconsumo de diversos agentes, la evolución de la demanda nacional en consumo y las previsiones del OS, la CNMC ha elaborado una proyección de la demanda para el periodo comprendido entre 2020 y 2025, a efectos de la elaboración de la memoria de la citada Circular 3/2020, de 15 de enero. A partir de la extensión de dichas hipótesis consideradas para el periodo anteriormente 2020-2025, se obtiene la previsión del ejercicio 2026.

Según las previsiones de la CNMC, en todos los años, la previsión el crecimiento es negativo, excepto en 2026 donde es prácticamente nulo. Este estancamiento de la demanda se debe, fundamentalmente, a la penetración del autoconsumo, que pasará de representar un 0,6% del total de demanda nacional en 2020 a un 7,9% en 2026.

Respecto de la evolución de las diversas variables consideradas en el escenario de proyección implícito en la propuesta se realizan las siguientes consideraciones:

a) Evolución del PIB

Conforme al PNIEC, la evolución del PIB se corresponde con la última revisión del Programa de Estabilidad del año 2018 del Ministerio de Economía, mientras que la proyección contenida más allá del horizonte del programa de estabilidad se corresponde con el escenario macroeconómico construido con las tablas input-output de la economía española. Se indica que las previsiones del PIB no han sido objeto de revisión en el PNIEC actualizado.

No obstante, la actualización del Programa de Estabilidad 2019-2022 ha revisado a la baja las proyecciones de evolución del PIB (véase Tabla 4. Diferencias de previsión en los Programas de estabilidad (PIB Real))

Tabla 4. Diferencias de previsión en los Programas de estabilidad (PIB Real)

PIB (% crecimiento en volumen)					
	2018	2019	2020	2021	2022
Plan de Estabilidad 2018-2021	2,7	2,4	2,3	2,3	
Plan de Estabilidad 2019-2022	2,6	2,2	1,9	1,8	1,8
Diferencia	-0,1	-0,2	-0,4	-0,5	

Fuente: MINECO

Asimismo, el Gobierno en la última actualización publicada del Escenario macroeconómico correspondiente al periodo 2020-2023²⁸ ha revisado a la baja la previsión de crecimiento del PIB. En particular, según dicho escenario el PIB²⁹ registrará un incremento del 1,6% en 2020 y pasará del 1,5% en 2021 al 1,7% en 2023.

Teniendo en cuenta lo anterior, se entiende que la evolución del escenario macroeconómico de la propuesta debe ser revisada, al objeto de reflejar la evolución prevista de la economía española para 2019 y 2020.

En coherencia con ello, se deberían revisar las previsiones macroeconómicas utilizadas, en la medida en que son estos los escenarios determinantes del desarrollo de la red.

b) Precios energéticos

En relación con los precios de los combustibles fósiles en el borrador del PNIEC actualizado se mantienen los considerados en el borrador inicial, lo que implica

²⁸ Escenario macroeconómico 2020-2023. Febrero 2020, disponible en <http://serviciosede.mineco.gob.es/indeco/>

²⁹ PIB Real

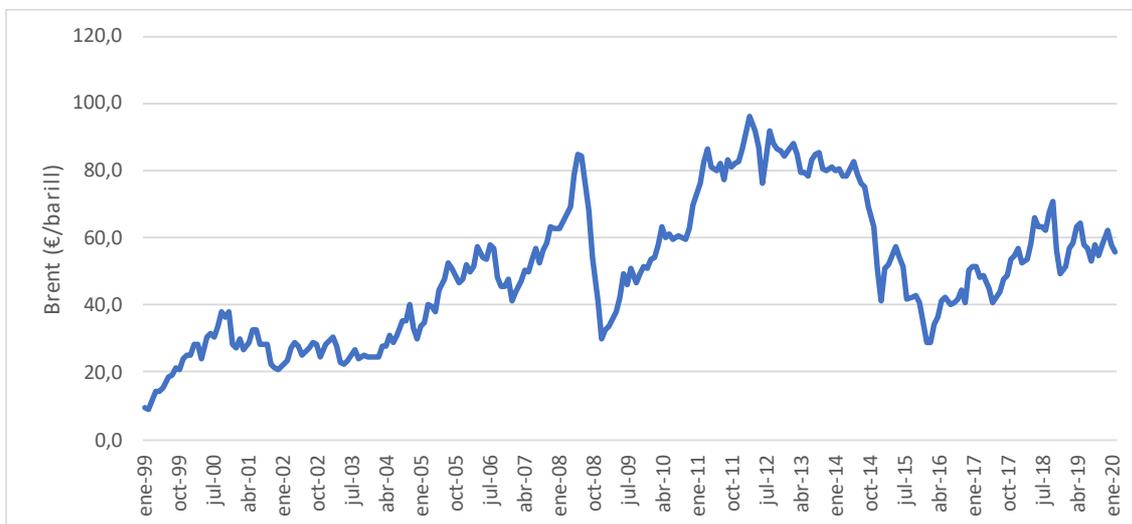
considerar un precio del petróleo de 69 €/barril para 2020 y de 91 €/barril para 2025 y de 100 €/barril para 2030.

Al respecto cabe señalar que la previsión del PIB, que como se ha indicado se corresponde con la revisión del programa de estabilidad de 2018³⁰, se ha estimado considerando una previsión de precio del petróleo de 52 €/Barril para 2020 y 2021. Por otra parte, el programa de estabilidad correspondiente al ejercicio 2019³¹ contempla un precio del petróleo de 57,5 €/Barril para 2020 y 2021, en ambos casos inferior al considerado en el PNIEC.

De acuerdo con lo señalado en el propio programa de estabilidad de 2019, un incremento del precio del Brent, en 2020, desde los 57,5 €/barril hasta los 66,4 €/Barril supondría un desvío acumulado del PIB de -0,4 puntos. Por tanto, y teniendo en cuenta lo anterior, la previsión de crecimiento del PIB debería ser coherente con la previsión del Brent considerada.

En la Ilustración 1 se muestra la evolución del precio del Brent en (€/barril) desde el año 1999 hasta febrero de 2020, se observa que mantener los precios del petróleo en niveles de 100 €/Barril, como considera el PNIEC, supone mantener precios muy superiores a los que se han venido registrando desde el año 2015, e implica considerar los precios más elevados registrados en el periodo 1999 - 2020.

Ilustración 1: Evolución experimentada por el precio del petróleo



Fuente: Platts

Adicionalmente, cabe mencionar que, a la fecha de elaboración de este informe, los precios a futuro del Brent están sufriendo importantes modificaciones.

³⁰ Disponible en http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/comun/pdf/180503_np_estabilidad.pdf

³¹ Disponible en

<http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/prensa/ficheros/noticias/2018/ProgramaEstabilidad2019-2022.pdf>

5.1.2. Calidad de servicio en la planificación de la red de transporte

En la propuesta se mencionan las necesidades de la red para asegurar la calidad de servicio y la seguridad de suministro. Sin embargo, en esta ocasión dentro de la documentación remitida no se han incluido análisis específicos en los que se muestren evoluciones históricas de indicadores locales.

Si bien es cierto que, con carácter general, en el sistema peninsular se puede considerar que la calidad de servicio presenta un nivel global adecuado y favorable, esto no es igual en los sistemas insulares, donde pueden seguir produciéndose incumplimientos en los indicadores de referencia (ocasionales en el sistema balear y más frecuentes en los sistemas canarios, Ceuta y Melilla).

Por ello, resulta conveniente que en el documento de planificación, se incluyan históricos de evolución en los indicadores globales de Energía No Suministrada (ENS), Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y Número de incidentes con interrupción (NIT), en particular para todos los sistemas no peninsulares. De esta forma se podría analizar con detalle la situación histórica de la continuidad de suministro.

De igual forma sería recomendable que se incluyese, de forma complementaria a las evoluciones históricas, un análisis global asociado a factores como son el origen de las perturbaciones, la topología de la red de transporte y la influencia de la red subyacente sobre la red de transporte.

En cuanto a la influencia de la red subyacente, sería conveniente que se analizase en particular la de los consumidores conectados a la red de distribución -es decir, la interfaz transporte/distribución, ya que la red subyacente que se conecta a la red de transporte es la herramienta con la que la red de distribución puede hacer frente a interrupciones de suministro en puntos frontera de la red de transporte, y que permite minimizar el impacto de dichas perturbaciones en el consumidor final que se conecta en distribución, en particular en los sistemas no peninsulares.

Estas cuestiones ayudarían a comprender mejor las partidas de inversión previstas por este motivo y cómo se compadecen con la solución de necesidades de mejora en nudos del sistema altamente críticos, todo ello considerando que las principales soluciones planteadas en la propuesta para los sistemas no peninsulares se han adoptado por medio de enlaces submarinos e inclusión de elementos de tecnología innovadora en la red de transporte española: baterías, DLR, etc.

5.1.3. Consecución de los objetivos renovables a asumir por el sector eléctrico

Como se ha señalado anteriormente, la propuesta recoge el escenario de estudio establecido por la planificación indicativa en el PNIEC 2021-2030.

El escenario objetivo del PNIEC prevé que en 2030 un 42% del consumo de energía final sea de origen renovable y que un 74% de la generación eléctrica sea también de origen renovable. Por tanto, al igual que en ejercicios anteriores de planificación, vuelve a ser al sector eléctrico al que se le requiere una mayor contribución en la consecución de los objetivos de renovables, con lo que se da la paradoja de que, para lograr la descarbonización de la economía, se pretenda la electrificación de la misma, dando lugar a que el consumidor eléctrico tenga que hacer frente a un mayor esfuerzo económico, dado el incremento de costes que debe soportar.

En línea con lo anterior, se indica en la propuesta que si no se hiciera la nueva red, habría un volumen de vertido de producción renovable de un 12% frente al 2% con una red ideal, de tal forma que en lugar de conseguir un objetivo del 69% de renovables en electricidad, previsto en el PNIEC, únicamente se alcanzaría un 52%. Para evitar esos vertidos y conseguir el objetivo del PNIEC, la propuesta plantea unos 2.000 M€ de inversión en medidas para permitir una mayor integración de renovables. Se deberían considerar medidas innovadoras que llevaran a que dicha inversión fuera repartida entre todos los consumidores de energía y no solo imponérselas a los consumidores eléctricos, lo que disminuiría el precio relativo del suministro eléctrico, favoreciendo de este modo la descarbonización.

5.2. Identificación de necesidades de inversión en infraestructuras.

La propuesta busca detectar las limitaciones de la red de partida y plantear las actuaciones necesarias para mantener los niveles de calidad y garantía de suministro, al tiempo que se integre la generación de origen renovable. Para ello, se analizan las necesidades asociadas a las limitaciones de la red de partida — que el OS justifica a partir de sobrecargas en la red, tensiones fuera de rango admisible, valores de potencia de cortocircuito inadmisibles, así como oscilaciones de frecuencia que ponen en riesgo la seguridad del sistema— mediante la utilización de herramientas que permiten el análisis de seguridad del sistema, al tiempo que calculan el despacho de generación al mínimo coste.

No obstante lo anterior, se considera que la propuesta va sobre todo dirigida a integrar renovables y evitar restricciones provocadas por la incorporación de esas renovables en el futuro, dejando en un segundo plano la resolución de las restricciones ya presentes en la red, sin aplicar en su totalidad el principio rector recogido en la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, de “*supresión de las restricciones técnicas existentes en la red de transporte de electricidad*”. En este sentido, señalar que únicamente se han detectado dos actuaciones, el refuerzo 400 kV de Aboño en Asturias y la reactancia de Silleda en Galicia, que podrían resolver restricciones técnicas actuales.

Por todo ello, se considera que sería conveniente que la propuesta identificara claramente las medidas a acometer para reducir el coste de redespachos internos para resolver restricciones técnicas actuales (cuyo coste se sitúa en el rango de los 400-500 M€) y cuantificar su impacto, siendo este hecho

especialmente relevante, de cara a abordar la revisión de zonas de precios al amparo del artículo 14 del Reglamento 2019/943.

Por otra parte, con el fin de cumplir el principio rector de maximización de la penetración renovable, la propuesta busca entre otras opciones, el desarrollo de la red de transporte de forma que se garantice la reducción de vertidos de renovables, así como la facilidad para incorporar generación de origen renovable. De esta forma se puede comprobar que:

- La propuesta indica que, en el caso de disponer únicamente de la red de partida, los vertidos de producción renovable en el año 2026 serían superiores al 12% —equivalentes a 23.800 GWh/año— y permitirían tan solo una integración de renovables del 52% frente a la orientación del 69% incluida en el PNIEC para ese año. Sin embargo, con una red de transporte teórica que no presentase ninguna limitación, los vertidos representarían el 2% respecto a su potencial producción.
- Las actuaciones para la “Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas” representan la partida más importante de la propuesta ascendiendo a 1.750 M€ (un 30,74% del total).
- En el “Escenario de estudio” la propuesta refleja un escenario de potencia instalada en el que se incluye nueva capacidad de almacenamiento en Baterías (900 MW).

Teniendo en cuenta lo anterior, la estimación de reducción de vertidos iría desde el 12% (con red de partida) al 2%, está calculada teniendo en cuenta una situación final ideal en la que la red de transporte no presentase ninguna limitación. Sería recomendable que se confirmase explícitamente que las actuaciones previstas permiten alcanzar esa situación o, en caso contrario, reflejar la reducción de vertidos que se alcanzaría con las actuaciones propuestas, para que la comparación planteada sea válida.

Asimismo, dado que existe nueva capacidad de almacenamiento, no identificada con anterioridad, sería recomendable incluir un desglose de los vertidos evitados que son imputables a los desarrollos de red y aquellos que son debidos a la instalación de nueva capacidad de almacenamiento en baterías y centrales de bombeo.

Dado que las actuaciones de la categoría “Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas” constituyen la mayor partida de la propuesta, y su justificación principal se encuentra en los vertidos evitados, sería recomendable una mayor justificación de cómo cada una de estas actuaciones contribuyen a ese objetivo final.

Por otro lado, la propuesta identifica adicionalmente “*Otras necesidades*” de inversión entre las que se recogen “*Incrementos del nivel de interconexión y refuerzos de las interconexiones internacionales*”. A este respecto, expone que el ratio de interconexión en 2020 para el sistema eléctrico peninsular español es del 6%, para la península ibérica es del 2%, y con las previsiones de potencia instalada en 2026 dicho ratio se situaría en un 5%, en caso de no incrementarse

la capacidad de interconexión. Por todo lo anterior, identifica como necesarios los refuerzos de la interconexión España-Francia, en cumplimiento de la Declaración de Madrid, así como de las interconexiones con Marruecos y Andorra, en respuesta de los compromisos adoptados con ambos países.

En lo que se refiere a la interconexión España-Francia, la propuesta incluye refuerzos que posibilitarán el incremento de capacidad de intercambio entre España y Francia, que se producirá con la entrada en servicio del nuevo enlace submarino del Golfo de Vizcaya. Sin embargo, no incorpora ningún análisis sobre las inversiones que deberían abordarse para eliminar los elementos limitantes internos de la capacidad de la interconexión, que se identificaron en el *ENTSO-E bidding zone configuration technical report- 2018*^[1], teniendo en cuenta, además, la obligación de ofrecer un mínimo del 70% de la capacidad de la interconexión para transacciones transfronterizas derivadas de las directivas europeas recogidas en el Clean Energy Package.

Asimismo, se hace necesario destacar la importancia de aquellas inversiones que proporcionen nuevas posibilidades al TSO español para poder hacer frente a la resolución de congestiones técnicas estructurales que se producen de manera reiterada y que conllevan al redespacho de tecnologías más caras y menos eficientes. Por ello, deberá indicarse en el documento de planificación, qué refuerzos permiten reducir el volumen de redespachos necesarios para resolver las restricciones técnicas, y en cuanto se estima dicha reducción.

En lo que se refiere a las interconexiones con Andorra y con Marruecos, cabe exponer que dichas interconexiones responden a acuerdos bilaterales entre países cuya concordancia y cumplimiento con los principios rectores, o no se reflejan dentro de la propuesta, caso de la nueva interconexión con Marruecos, o resultan meramente testimoniales, caso de la interconexión con Andorra. Dichas infraestructuras suponen grandes inversiones, siendo el aprovechamiento de las mismas para el sistema eléctrico peninsular prácticamente despreciable, yendo encaminadas a la garantía de suministro de los países vecinos. Al margen de los compromisos internacionales que las motiven, las inversiones asociadas a dichas infraestructuras no deberían imputarse con cargo a los consumidores eléctricos, sino que deberían autofinanciarse, con cargo a la partida presupuestaria que corresponda.

Otra de las necesidades de inversión identificada por la propuesta resulta ser el cumplimiento del código de red europeo “*Network Code Emergency and Restoration*”, en lo que se refiere a garantizar, en situaciones de pérdida de suministro, la alimentación durante 24 horas a aquellas subestaciones que son necesarias en el proceso de reposición del servicio en el sistema eléctrico.

En este sentido, se ha de señalar, que el Reglamento 2017/2196, de Emergencia y Restauración (E&R) establece en su artículo 23 la necesidad de diseñar un plan de restauración. Este plan de restauración establece una serie de requisitos a cumplir por los elementos y usuarios esenciales para ejecutar dicho plan de actuación. Entre otros, los sistemas de comunicación han de tener autonomía de 24 horas sin suministro externo de energía (artículo 4) y las subestaciones

consideradas esenciales han de estar energizadas durante al menos 24 horas, en caso de pérdida de alimentación eléctrica primaria (artículo 42).

Considerando lo anterior, cabe señalar que durante el proceso de implantación del Reglamento E&R, el OS consideró que el plan de reposición vigente en 2018 no requería modificaciones, al considerar que ya cumplía con los requisitos del Reglamento y así se lo hizo saber al Ministerio³² como autoridad competente. No obstante, la propuesta inicial de planificación 2021-2016 incluye inversiones relativas a *Necesidades específicas de operación-plan de reposición del servicio: necesidad de autonomía 24 horas*, destinadas a asegurar la autonomía de 24 horas de instalaciones esenciales.

Dado que la información recogida en la propuesta no presenta el detalle suficiente para poder cuantificar y evaluar la inversión necesaria, se solicitó al OS un detalle justificativo sobre las inversiones propuestas y alcance operativo de las mismas. Dicha solicitud fue atendida por el OS, quien ha remitido un desglose de actuaciones y la previsión de inversión asociada

5.3. Desagregación y trazabilidad de las actuaciones

5.3.1. Red de partida

La propuesta indica que, para conformar la red de partida, no sólo se ha considerado la red en servicio, sino que se han considerado instalaciones ya definidas en la planificación vigente, que se encuentran en construcción o con un importante avance en su tramitación. Bajo este principio, la propuesta incluye adicionalmente actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 vigente que cumplen los siguientes criterios:

- Actuaciones con construcción iniciada
- Actuaciones con puesta en servicio prevista por el transportista anterior al inicio del periodo de planificación en estudio (puesta en servicio 2019 y 2020), si bien estas actuaciones no computan en el coste de inversión de la Propuesta.
- Actuaciones que disponen de Declaración de Impacto Ambiental (DIA)
- Actuaciones que no requieren de DIA y cuya fecha de puesta en servicio prevista es inferior o igual al 2023.
- Posiciones para permisos de acceso concedidos en subestaciones incluidas en la planificación 2015-2020

Sin embargo, la propuesta no especifica a qué criterio de los anteriores obedece la incorporación de cada una de las actuaciones incorporadas a la red de partida.

³² La conformidad del plan de reposición no fue consultada a la CNMC, de forma contraria a lo establecido en el mentado *Reglamento E&R* Artículo 23 del Reglamento (UE) 2017/2196, de Emergencia y Restauración (E&R) en su apartado 1 establece que: «1. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT elaborará un plan de reposición del sistema en consulta con los GRD y USR pertinentes, las autoridades reguladoras nacionales, o las entidades mencionadas en el artículo 4, apartado 3, así como con los GRT vecinos y demás GRT de esa área síncrona.»

Por otro lado, aunque la propuesta indica que el valor de inversión total de la red de partida es de 1.133 M€, no recoge el valor de inversión individualizado para cada una de las actuaciones que forma parte de dicha red, así como tampoco incluye el porcentaje o el grado de avance de inversión ejecutado en la misma.

Cabe señalar que la propuesta incorpora información referente a la motivación de cada una de las actuaciones (resolución de restricciones, seguridad de suministro, fiabilidad, apoyo a la distribución, evacuación de renovables, alimentación ejes ferroviarios y almacenamiento), pero dicha información resulta insuficiente para poder realizar una valoración de la idoneidad de la inclusión de cada una de las instalaciones en la red de partida.

En línea con lo anterior, se ha hecho un análisis de las inversiones referentes a las instalaciones programadas para 2023 y 2024 de la red de partida, utilizando los últimos datos declarados por REE, en calidad de transportista, en base a la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. De dicho análisis se extrae que la inversión para el conjunto de dichas actuaciones asciende a 165 M€, lo cual representa un 14,5% de la Red de partida. Sin embargo, la inversión ejecutada hasta el momento, conforme a su declaración en la citada Circular 1/2015, para dicho conjunto de actuaciones ha sido únicamente de un 6,4% de la inversión total, existiendo además diversas actuaciones cuyo coste de inversión ejecutado es nulo. Este hecho, a priori, no resulta coherente con la definición de la red de partida, ya que las actuaciones en construcción o con importante avance de tramitación, tendrían que tener un porcentaje mayor de gastos activados.

Adicionalmente, las actuaciones incluidas en la red de partida con identificador (ID) RDP82 (Ampliación de Santa Águeda 220 kV) y RDP83 (Ampliación de Telde 66 kV y Arinaga 66 kV) presentan una fecha de puesta en servicio indeterminada, indicándose tan solo que serán puestas en servicio con posterioridad a 2023.

Por tanto, sería conveniente que el documento de planificación identificara claramente para cada elemento de la red de partida, tanto el criterio de incorporación, como la información relevante en términos de inversión y avance de proyecto, todo ello en aras a poder valorar si dicho elemento debe pertenecer a dicha red o si por el contrario debería ser incorporado como una nueva actuación, incluyendo por tanto un análisis coste-beneficio CBA.

Adicionalmente, en el caso de las actuaciones que conforman la red de partida, se asume que las instalaciones deberían haber iniciado la activación de gastos, por lo que para su correcta identificación se debería realizar un desglose detallado del número y tipo de instalaciones (posiciones, líneas y trafos) que conforman cada actuación, así como estar cada una de ellas referenciadas al código CUAR³³ (Código Único de Activo Regulado) asignado, conforme a la Circular 1/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tal y como se detalla en el apartado 5.3.3.

³³ Código CUAR (Código Único de Activo Regulado)

De modo general, se concluye que en la red de partida no se deberían englobar instalaciones para las que, aun estando incluidas en la planificación vigente 2015-2020, no se haya acreditado el porcentaje de inversión ejecutada, así como un grado avanzado en la tramitación. En cualquier caso, para poder estudiar las circunstancias específicas de cada una de las actuaciones, sería necesario disponer del desglose detallado de cada una de las instalaciones pertenecientes a cada actuación.

5.3.2. Red planificada

A modo general, es importante destacar que las fichas referentes a cada actuación no contienen una fecha concreta de puesta en servicio, sino que sólo reflejan la inclusión de dicha actuación en el horizonte de planificación o su previsión más allá de 2026. Este hecho dificulta notablemente la comprensión de los escenarios previstos de red que se darán a lo largo del periodo, así como la previsión retributiva correspondiente a cada ejercicio. Es necesario, por tanto, que tal circunstancia se vea resuelta en la planificación que finalmente se apruebe.

5.3.3. Identificación de instalaciones de forma unívoca

En relación a la identificación de instalaciones de forma unívoca, y tal y como se ha indicado en diferentes oficios remitidos a REE, en calidad de transportista, cada una de las actuaciones incluidas en la propuesta de planificación debe estar referenciada al código CUAR asignado a cada uno de los activos que pertenecen a la red de transporte, según la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC. En concreto, para cada una de las actuaciones se deberá indicar el Código de Instalación Planificada, correspondiente a los Bloques 1 y 2 del CUAR, así como el código del proyecto al que pertenece dicho activo, que las empresas transportistas deben declarar en el formulario 10 de la citada Circular.

En el caso de la red de partida, se asume además que las instalaciones deberían tener un grado de tramitación avanzado, así como un porcentaje de inversión ejecutada, por lo que en este caso deberían estar referenciadas al código CUAR completo. A este respecto, se ha analizado la información incluida en el formulario 10 de proyectos de inversión, que el transportista tiene obligación de remitir a la CNMC para cada ejercicio en cumplimiento de la Circular 1/2015, con el objeto de comprobar los datos referentes a las actuaciones de la red de partida. De este análisis se concluye que hay actuaciones de dicha red que no resultan fáciles de identificar en dicho formulario y otras en las que algunos datos, como la fecha de puesta en servicio, difiere de los contenidos en la propuesta.

Es importante señalar que el sistema de información regulatoria de costes de la Circular 1/2015 (SICORE), tiene la finalidad de permitir a la CNMC disponer de una herramienta de captación y tratamiento de la información técnica y económica de las actividades reguladas de transporte de electricidad, fundamentalmente en relación a sus costes de inversión y de O&M que le permita desarrollar las funciones que le son encomendadas. Es por esto que resulta crucial una identificación inequívoca que permita el seguimiento de las

infraestructuras que se deriven de la nueva propuesta de planificación, apareciendo, por tanto, dichas infraestructuras referenciadas a los códigos CUAR en los anexos de detalle de actuaciones que acompañen a la propuesta definitiva de planificación de la red de transporte.

5.4. Análisis y resultados del CBA

En la propuesta se expone que, para la realización del análisis coste-beneficio, los indicadores utilizados por el OS están en su mayoría inspirados en la metodología CBA 2.0 de ENTSO-E aprobada por la Comisión Europea en 2018, adaptados todos ellos a las particularidades del sistema eléctrico español.

Dicho análisis coste-beneficio se ha llevado a cabo sobre actuaciones o agrupaciones de varias instalaciones que aportan de forma agregada una funcionalidad al sistema y no sobre instalaciones individuales. Además, se realiza con un enfoque desde el punto de vista de la sociedad, es decir, se evalúan los beneficios y costes para el conjunto de usuarios del sistema eléctrico.

Por otro lado, el OS indica que la metodología CBA planteada y los modelos de análisis son de difícil aplicación para actuaciones asociadas a la cobertura de la demanda, excepto para los casos en que la actuación resolviese una situación de energía no suministrada. En concreto, no se ha aplicado la metodología CBA a las actuaciones cuya finalidad es dar respuesta a problemas en la red de distribución, facilitar la alimentación de consumidores desde la red de transporte o mejorar la seguridad de grandes consumos industriales ya conectados en la red de transporte.

Según expone el OS, las actuaciones incluidas en la propuesta conllevan beneficios asociados en unos casos a la integración de renovables y en otros a la seguridad de suministro, pero su cuantificación no resulta sencilla por ir más allá de la red de transporte. Si bien no se ha podido realizar dicho análisis coste-beneficio, el apartado 1.4 del módulo Metodología y Resultados incorpora unos criterios de selección/priorización para algunas de estas actuaciones. En concreto, en el caso de las actuaciones asociadas a dar apoyo a la red de distribución, se incluye, entre otros, el criterio de dar prioridad a aquellas actuaciones en las que se dispone de un estudio técnico-económico red de transporte-red de distribución que justifique que las alternativas de desarrollo en la red de distribución son menos adecuadas por coste o funcionalidad.

En relación con los proyectos en los que sí ha sido posible realizar un análisis coste-beneficio, sería conveniente que se aportara la valoración económica de las partidas monetizadas, siempre que sea posible, y no aportar únicamente el beneficio socio-económico conjunto de la actuación. Asimismo, es preciso señalar que en la propuesta no queda claro si el indicador de seguridad de suministro, que se calcula comparando los resultados del valor de ENS (MWh/año) sin y con la citada actuación evaluada, se incorporan o no, al citado beneficio socio-económico.

Es por ello que se considera necesario conocer con exactitud la metodología CBA utilizada por el OS, y así poder disponer detalladamente de los impactos de

algunos criterios en su aplicación al sistema español, aportando para ello, una memoria económica justificativa, en la que se expongan los criterios y parámetros concretos empleados en cada caso, la ponderación de estos y la cuantificación de los resultados obtenidos según el escenario adoptado.

A este respecto, hay que señalar que, durante la tramitación de este expediente, el OS ha remitido información adicional sobre la metodología empleada para el análisis coste-beneficio, que debería ser incorporada al documento de planificación y que se detalla a continuación:

- La metodología está basada en una simulación PINT (Put In one at the Time), donde se evalúan dos escenarios, por un lado, un escenario de referencia considerando un año de funcionamiento de la red de partida, y por otro lado, un escenario considerando un año de funcionamiento de la red de partida, al que se le añade la actuación objeto del análisis.
- El OS ha llevado a cabo la simulación de ambos escenarios a través de un modelo, que utiliza como variables de entrada, los costes de combustible, de CO₂ y de operación y mantenimiento definidos en el PNIEC y cuya salida principal es la diferencia de los costes variables de generación entre ambas situaciones estudiadas, dando lugar al Beneficio Socioeconómico. Dicha diferencia engloba también la monetización de los indicadores de “Reducción de emisiones de CO₂”, “Reducción en pérdidas del sistema” y de “Integración adicional de renovables (reducción de vertidos)”, en tanto en cuanto todos ellos están interrelacionados y afectan a la reducción de los costes variables de generación. Es por esto que durante la optimización se han considerado todos estos indicadores de forma simultánea, sin haber sido posible desagregar el efecto monetizado individual de cada uno de ellos.
- El OS confirma que la monetización del indicador “Reducción de la ENS (Energía No Suministrada)” se ha incluido también dentro del Beneficio socioeconómico. Dicha monetización se obtiene multiplicado el valor de demanda no suministrada o VOLL (Value of Lost Load) por un precio de 6.350 €/MWh, basado en la mejor referencia que se dispone actualmente en España, y cuya fuente se indica en la propuesta.
- Adicionalmente, el OS ha incluido el indicador “Reducción de generación necesaria” en el análisis coste-beneficio. Dicho indicador sólo se ha valorado en dos actuaciones del Anexo Fichas de la propuesta, correspondientes a los enlaces de “Península-Ceuta” y “Tenerife-La Gomera”. Sin embargo, para ambos enlaces sólo se incluye, en las respectivas fichas, el valor de dicho indicador expresado en MW, pero no se incluye su valor monetizado. En información posterior remitida por el OS a la CNMC, se ha detallado el cálculo realizado para obtener el valor monetizado de dicho indicador. En concreto, la monetización se realiza calculando el ahorro anual correspondiente a la retribución que correspondería a dicha

generación no utilizada, según los valores estándar recogidos en el RD/738/2015, de 31 de julio, tanto de la retribución por inversión como por operación y mantenimiento.

- Finalmente, se calcula para cada actuación el VAN desde el punto de vista del sistema, utilizando los resultados obtenidos, con horizonte 2026, de los indicadores monetizados (beneficios y costes). Los beneficios son los correspondientes al indicador de “beneficio socioeconómico” (ahorro en costes variables de generación y reducción de ENS) y al indicador “ahorro por nueva generación evitada” y los costes están constituidos por el CAPEX y OPEX. Estos flujos se aplican de forma constante durante toda la vida útil del proyecto.

En cuanto a los resultados de los análisis presentados en la propuesta, llama la atención las rentabilidades tan altas obtenidas en las partidas de los enlaces en las islas y de la integración de renovables, tal y como se recoge en la tabla siguiente:

Tabla 5: Inversiones y rentabilidad de la Propuesta Inicial de Planificación

Inversiones y rentabilidad de la Propuesta Inicial de Planificación

Etiquetas de fila	CAPEX M€	Rentabilidad M€
1.- RENOVACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EXISTENTE	388	-
2.- NECESIDADES ESPECÍFICAS DE OPERACIÓN	119	94
3.- ALIMENTACIÓN EJE FERROVIARIO	80	-
4.- APOYO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	543	-
5.- CONSUMIDORES	20	-
6.- INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	25	-
7.- ENLACES ENTRE SISTEMAS	1.598	6.640
8.- INTEGRACIÓN DE RENOVABLES Y RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS	1.987	16.986
9.- SEGURIDAD DE SUMINISTRO	246	7.592
Total general	5.006	31.312

Fuente: Propuesta de Planificación

Nota: Incluye inversiones posteriores a 2026 y no incluye inversiones de la red de partida

Este hecho tiene especial relevancia en el enlace de Tenerife-La Gomera y en los refuerzos a ejecutar en la isla de Tenerife, donde el indicador “reducción de la ENS” constituye prácticamente el total del beneficio socioeconómico, dando lugar a un VAN muy elevado.

A este respecto, es importante señalar también que la metodología PINT no parece la más adecuada para el cálculo del VAN en el caso de actuaciones interrelacionadas, ya que sólo se evalúa la aportación de cada actuación en comparación con una situación inicial que incluye solo la red de partida. Por el

contrario, una metodología PINT secuencial, aportaría una visión más realista de la rentabilidad de dicha actuación, ya que no sólo tendría en cuenta la red de partida, sino adicionalmente todas las instalaciones previas planificadas que han de ser construidas antes de la puesta en servicio del mismo. Por esta razón y con objeto de no duplicar rentabilidades, sería conveniente que en el documento de planificación se incluyera, adicionalmente para dichas instalaciones, un análisis coste-beneficio utilizando la metodología PINT secuencial, dado que la utilización de una metodología u otra podría dar lugar a cambios sustanciales.

Finalmente, y en relación con las rentabilidades de las instalaciones planificadas, si bien se considera positiva la aplicación de la metodología europea para llevar a cabo este documento, es importante recordar que estos resultados vienen asociados a un escenario que contempla un determinado mix de generación, demanda y de costes de generación mantenido durante 40 años. La consideración de otros parámetros podría dar resultados muy distintos por lo que estas rentabilidades deberían considerarse únicamente en términos relativos, para comparar unas alternativas con otras, pero no para decidir abordar una inversión. Por ejemplo, el PNIEC contempla un coste de generación de los ciclos combinados de entre 70 y 95 €/MWh (pág. 338 PNIEC) cuando en la actualidad, este coste se encuentra en el entorno de los 40€/MWh (sin considerar impuesto de generación). Por tanto, los ahorros de costes de generación calculados en el análisis realizado podrían ser muy distintos de los que realmente se obtengan.

5.5. Actuaciones englobadas dentro de la propuesta

Como complemento a las consideraciones precedentes, a continuación, se recogen aquellas consideraciones particulares sobre algunas de las actuaciones englobadas en la propuesta.

5.5.1. Interconexión Golfo de Vizcaya

La interconexión de Golfo de Vizcaya representa la materialización de los acuerdos intergubernamentales de la Declaración de Madrid y supone la construcción de un nuevo enlace submarino en corriente continua entre las estaciones convertoras de Gática (País Vasco-España) y Cubeznais (Aquitania-Francia). El enlace se encuentra planificado en tecnología VSC (Voltage Source Converter) y formado por 2 monopolos simétricos de 400 kV y 1000 MW cada uno. Adicionalmente incluye la nueva estación convertora en Gática, también en tecnología VSC conectada a la subestación existente de Gática 400 kV mediante un doble circuito de 400 kV.

Dicha interconexión tiene carácter singular, según establece la *Resolución de la DGPEM de 24 de mayo de 2019*, y como tal tiene reconocido un régimen retributivo de inversión singular. De esta forma, la citada resolución establece que el valor de inversión a reconocer a dicha instalación será de 669 M€ afectado

por el factor de retardo que corresponda³⁴, es decir, 726 M€³⁵. Importe que no coincide con el valor de inversión previsto, 647 M€ dentro de la propuesta inicial de planificación.

Por ello, el documento de planificación deberá exponer qué valoración ha utilizado para el análisis CBA recogido en las fichas del proyecto, y marcar la diferencia con la resolución de singularidad. Desde la perspectiva de impacto económico a incluir en el documento de planificación, deberá contemplarse el valor recogido en la citada resolución de carácter singular, pues establece el reconocimiento retributivo específico de dicha infraestructura.

5.5.2. Segundo enlace Península-Islas Baleares

Como se ha reflejado con anterioridad, el presente proyecto conlleva la instalación de un nuevo enlace submarino junto con la instalación de 140 MW de baterías y un total de 500 Mvar de compensadores síncronos. Expone el OS que la actuación planteada permitirá sustituir una parte significativa de la generación en Baleares, fundamentalmente basada en combustibles fósiles, por la generación renovable y ciclos combinados de mayor eficiencia, lo que supondrá una reducción de los costes variables de generación, así como una reducción de las emisiones de CO₂.

La instalación de las baterías, considerándolas como un elemento de red totalmente integrado, vendría justificada, según el OS, al amparo de lo establecido en el artículo 36 de la Directiva (UE) 2019/944³⁶, de 5 de junio de 2019. Cabe exponer que la referencia no sería correcta, ya que el artículo al que se interpela hace referencia a los gestores de la red de distribución, siendo un error de traducción en la versión en español de dicha directiva. Por ello deberá revisarse y citar el artículo 54 de dicha directiva, que es el apropiado para los gestores de la red de transporte.

Con independencia de errores en el número de articulado, es preciso señalar que, según se establece en el artículo 54 de dicha Directiva (UE) 2019/944: «*Los gestores de redes de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía, salvo que se traten componentes de red plenamente integrados y las autoridades reguladoras hayan concedido su aprobación.*». Por tanto, si bien no ha sido todavía transpuesta la Directiva (UE) 2019/944, se considera que, al menos, el documento de planificación deberá incorporar la información necesaria para que pueda valorarse la conveniencia de la medida y, llegado el momento, previa solicitud al regulador nacional, se realice la aprobación pertinente.

³⁴ El valor de la Tasa de retribución financiera de aplicación, conforme a lo establecido en la Disposición adicional primera de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la CNMC. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-16639

³⁵ Resultante de multiplicar el valor de inversión previsto, 669.361.700€, por el factor de retardo, FRRl establecido en el artículo 7 de la Circular 5/2019 de 5 de diciembre de la CNMC, considerando la tasa de retribución financiera de 5,58%.

³⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

Por otro lado, en lo que se refiere a la idoneidad de incluir un nuevo enlace entre el sistema peninsular y el insular del archipiélago balear, exponer que los estudios técnicos y económicos aportados por el OS para justificar esta actuación, si bien vienen a concluir la viabilidad económica de la misma, no se consideran suficientes para confirmar, en esta fase preliminar de aprobación administrativa, la inversión asociada al mismo. Por tanto, se considera necesario profundizar en la estimación de los costes asociados a dicho proyecto, teniendo en cuenta su carácter singular, así como sus implicaciones en términos de la operación del sistema.

En este sentido señalar que, al no recogerse en los resultados de la propuesta que se informa una aproximación del impacto asociado a cada una de las actuaciones propuestas con respecto al enlace, no es posible identificar el beneficio que corresponde a la introducción, por ejemplo, de las baterías y el que corresponde al nuevo cable. De esta forma, no es posible analizar si la eficiencia de las inversiones realizadas en fases temporales diferenciadas resultaría más provechosa para el sistema que si se considera bajo un único hito temporal o si resultase más adecuado acometer únicamente algunas de ellas. Cabe decir que, por cuestiones de operación dentro de los márgenes de seguridad, actualmente, de los 400 MW de potencia del enlace disponibles de forma nominal, tan solo se utilizan entre 100 y 300MW (en el entorno de un 50% de utilización media en enero de 2020), por lo que sería conveniente conocer los beneficios que reporta la incorporación de los distintos elementos propuestos, identificándose claramente en el documento de planificación, la utilización prevista de cada uno de los cables, teniendo en cuenta la inversión o no en baterías, y la justificación, en su caso, de una reserva de la capacidad de los enlaces por motivos de seguridad de suministro.

Por todo ello, se solicita que, en proyectos de enlaces entre los sistemas nacionales, teniendo en cuenta el esfuerzo intensivo de inversión que suponen y la gran afección operacional que conllevan, deberán establecerse comparativamente estudios de coste-beneficio secuencial con la entrada en servicio en distintos momentos, de las soluciones tecnológicas implementadas. En el caso del enlace Península- Islas Baleares, se deberán desagregar los análisis considerando la incorporación, por separado y de forma secuencial, de las baterías, de los compensadores síncronos y de la entrada en servicio del nuevo enlace propiamente dicho, para poder confrontarlos con el que ahora se remite, que solo permite obtener conclusiones sobre la totalidad de las actuaciones.

5.5.3. Enlace Tenerife-La Gomera

En el transcurso del trámite de este expediente, se ha solicitado información al OS sobre el análisis coste-beneficio realizado en este enlace, ello con la finalidad de conocer en detalle los flujos de caja que hacen que éste sea uno de los proyectos con mayor rentabilidad de la propuesta.

Como respuesta a dicha solicitud, el OS ha suministrado un informe, detallando el análisis coste-beneficio realizado con metodología PINT y también con la

metodología PINT secuencial, obteniéndose resultados muy distintos según el escenario considerado. En el caso de la simulación PINT, se compara un escenario que incluye la red de partida con respecto a otro escenario donde se considera la red de partida y el enlace puesto en servicio. Para la red de partida, el OS ha considerado la red actual de Tenerife y las siguientes instalaciones planificadas:

- Nuevo doble circuito Los Olivos-Chio 66 kV
- Nueva subestación Los Vallitos 220 kV con dos nuevos transformadores 220/66 kV, alta de la línea-cable Granadilla-Los Vallitos 220 kV y Granadilla II-Los Vallitos 220 kV y alta del cable Chafoya-Los Olivos 66 kV por cambio de tensión y topología de las líneas Granadilla-Chafoya 66 kV y Granadilla-Los Olivos 66 kV
- Nueva subestación Los Vallitos 66 kV y entrada-salida en las líneas Chafoya-Los Olivos 66 kV

En este caso, el resultado del indicador “Energía No Suministrada” es de 30.805 MWh/año, con una contribución al beneficio socioeconómico de 195,6 M€/año, que constituye prácticamente el total de dicho beneficio (196 M€/año), dando lugar a un VAN de 3.844 M€.

Sin embargo, con una metodología PINT secuencial, se utiliza un escenario con una situación inicial que no solo incluye la anterior red de partida, sino que también considera los siguientes refuerzos necesarios para resolver las debilidades de la zona oeste de la red de Tenerife y que han de ser construidos previamente a la construcción del enlace:

- Nueva línea-cable los Vallitos-Los Olivos 3 66 kV
- Nueva subestación Drago 66 kV y entrada-salida en Drago 66 kV del doble circuito Icod de los Vinos-Realejos/Icod de los Vinos-Cuesta de la Villa 66 kV
- Nuevo doble circuito línea-cable Chío-Drago 66 kV
- Nuevo doble circuito línea-cable Caletillas-Granadilla / Abona 220 Kv
- Repotenciación del doble circuito Granadilla-Arona 66 kV

De esta simulación se obtiene un valor para el indicador “Energía No Suministrada” de 208 MWh/año, que en este caso aporta 1,3 M€/año del total del beneficio socioeconómico (8 M€/año), dando finalmente lugar a un VAN de 92 M€.

Es importante destacar que la propuesta también presenta el análisis CBA de las mencionadas instalaciones que forman parte de los refuerzos necesarios a construir previamente al enlace de Tenerife-la Gomera y que se resumen a continuación:

- Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife: En el conjunto de instalaciones que conforma esta actuación se incluye el nuevo doble

circuito línea-cable Caletillas-Granadilla / Abona 220 kV, con un valor del indicador “reducción de ENS” de 28.022 MWh /año, que monetizado constituye prácticamente el beneficio socioeconómico total, dando lugar a un VAN de 3.391 M€

- Refuerzo eje sur Tenerife y nueva San Isidro: En el conjunto de instalaciones que conforman esta actuación se incluye la repotenciación del doble circuito Granadilla-Arona 66 kV, con un valor del indicador “reducción de ENS” de 9.298 MWh/año, que monetizado constituye casi el total del beneficio socioeconómico total, dando lugar a un VAN de 1.160 M€.
- Refuerzo del anillo oeste de Tenerife: Todas las instalaciones de esta actuación forman parte de los refuerzos previos a construir al enlace. El valor del indicador “reducción de ENS” es de 56.984 MWh/año, que monetizado constituye prácticamente el beneficio socioeconómico total, dando lugar a un VAN de 7.063 M€.

Por otro lado, en el caso específico de este enlace, el OS ha utilizado también el indicador “Reducción de generación necesaria”, no incluido en la metodología CBA 2.0 de ENTSO-E, cuyo beneficio se calcula como un ahorro anual correspondiente a la retribución de dicha generación tanto en inversión como en operación y mantenimiento. El valor de reducción de generación considerado en la propuesta es de 18 MW, pero finalmente el OS ha corregido este valor a 14 MW. La monetización de la generación se realiza según los valores estándar recogidos en el RD738/2015 considerando motores diésel de 4T de entre 2 y 4 MW.

Del análisis de todos estos datos, se concluye que el hecho de considerar una metodología u otra en las simulaciones resulta muy relevante a la hora de evaluar la rentabilidad de un proyecto. Sirva de ejemplo el caso concreto de la evaluación de este enlace, donde se pasa de un VAN de 3.844 M€ a otro de 92 M€, como resultado de utilizar una simulación PINT o una simulación PINT secuencial. Por todo ello, se recomienda realizar un análisis coste-beneficio secuencial para el caso de instalaciones que están interrelacionadas, es decir, donde para la construcción de alguna de las instalaciones es necesaria la construcción previa de otras. En estos casos, la evaluación individual ofrecería una visión distorsionada de la rentabilidad de cada actuación, debido a la existencia de duplicidades englobadas en la propia evaluación de otras actuaciones, como es el caso de los refuerzos en las islas, que presentan también rentabilidades muy altas cuando la ejecución de estos está directamente relacionada con dicho enlace.

5.5.4. Apoyo a la red de distribución

Como se ha reflejado en apartados anteriores, la propuesta incluye inversiones por un valor de 473 M€ en el periodo 2021-2026, destinadas al apoyo a las redes de distribución. De igual forma, se consideran 70 M€ adicionales en un horizonte posterior a 2026.

A este respecto cabe exponer que si bien las inversiones dentro del horizonte 2021-2026 suponen la tercera partida de inversiones previstas, tan sólo representan el 8,32%³⁷ del total previsto en dicho periodo. Dichas inversiones serán necesarias para afrontar la electrificación de la economía en todos los escenarios que se puedan presentar.

5.5.5. Posiciones para conexión de agentes

En primer lugar cabe señalar que el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, establece en su Disposición adicional cuarta apartado 1 lo siguiente: *«Tendrán consideración de instalaciones planificadas de la red de transporte e incluidas en los planes de inversión, hasta un máximo de posiciones equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación, adicionales a las existentes y a las incluidas en el documento de planificación de la red de transporte aprobado en virtud de lo previsto en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como aquellas posiciones de la red de transporte que dejen de ser utilizadas por sus usuarios en las que se produzca la caducidad de los permisos de acceso y conexión por los motivos previstos en el artículo 23.2.»*.

Teniendo en cuenta que en la red planificada propuesta se incluyen ampliaciones en subestaciones que se habían incorporado como nuevas subestaciones, bien en la planificación anterior 2015-2020 o bien en la red de partida, con sus correspondientes posiciones de reserva, cabe entender que a las posiciones asociadas a dichas ampliaciones de subestación les sería de aplicación la mencionada disposición adicional cuarta, es decir, dichas ampliaciones no deberían tener lugar en tanto en cuanto no se hayan utilizado previamente las posiciones de reserva previstas. Por ello, resulta necesario que en los anexos se referencien de manera inequívoca tanto las posiciones liberadas por la caducidad de los permisos de acceso y conexión, como las posiciones de reserva que ahora pasan a ser utilizadas. Todas ellas deberán ser cuantificadas e identificadas con el código CUAR correspondiente, de forma que se pueda realizar su valoración teniendo en cuenta la retribución que, en su caso, hubiera podido percibir el transportista por ellas.

a) Posiciones para evacuación de renovables

Como continuación de lo expuesto anteriormente, la propuesta que se informa señala que dentro de *“Otras actuaciones consideradas”*, se han incluido una serie de posiciones a sufragar por el sistema en las ampliaciones para la conexión de generación renovable en subestaciones de interruptor y medio. En total, manifiesta que se han evaluado 78 posiciones de 400 kV y 73 posiciones de 220 kV en el sistema peninsular, 2 posiciones de 132 kV y 1 posición de 66 kV en el sistema del archipiélago balear y 3 posiciones de 220 kV, 2 posiciones de 132 kV y 31 posiciones de 66 kV en los sistemas del archipiélago canario.

³⁷ Considerando los 1.333 M€ de la red de partida.

A este respecto, se considera que, si bien esta medida busca garantizar la facilidad de acceso de los agentes, no debería descartarse de partida que dichas posiciones intermedias pudieran sufragarse por los generadores, considerando el interés de los mismos.

b) Posiciones para suministro eléctrico a corredores ferroviarios

Dentro de la propuesta se contemplan nuevas actuaciones para la alimentación de ejes ferroviarios, dotando de suministro eléctrico a la nueva demanda asociada a las infraestructuras de ferrocarril, la cual se coordina con el Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF) y, en general, bajo la premisa de ubicar las subestaciones de tracción junto a infraestructuras de la red de transporte existentes, minimizando las distancias entre ellas.

Asimismo, por temas de seguridad de suministro, en general este tipo de actuaciones se planifican de tal forma que la alimentación a dichas subestaciones de tracción se realiza a partir de un sistema de alimentación redundante que abarca la totalidad de las posiciones de un diámetro³⁸ de una subestación de transporte, dependiendo del tipo de configuración.

De la citada propuesta, se desprende que las posiciones para dar servicio a ADIF estarían incluidas en las valoraciones económicas hechas por el OS. No obstante, es preciso señalar que la CNMC, en informes de autorización de corredores ferroviarios, ha venido señalando que las posiciones para dar suministro a estos corredores deberían ser financiadas por ADIF, percibiendo el transportista por ellas únicamente retribución en concepto de operación y mantenimiento.

Así, por ejemplo, en el caso habitual de alimentar una subestación de tracción a partir de una subestación de transporte en configuración de interruptor y medio, la totalidad de las posiciones del diámetro (tres posiciones) deberán ser financiadas por ADIF, y el OS sólo percibirá retribución en concepto de operación y mantenimiento por las citadas posiciones.

Por lo tanto, en el documento de planificación se debería indicar la configuración de la subestación de transporte a la que se conecta la subestación de tracción, así como la conexión y el número de posiciones previstas utilizadas para alimentar la citada subestación de tracción, con el objeto de valorar adecuadamente la retribución por inversión y por operación y mantenimiento prevista.

5.5.6. Otras actuaciones

a) Potenciales almacenamientos

La propuesta incluye una serie de subestaciones en las que se considera existiría capacidad disponible para una potencial conexión de baterías de almacenamiento. Es preciso señalar que, aunque dichas infraestructuras se

³⁸ Conforme al P.O.13.3

incorporan de forma indicativa y con carácter preliminar, este tipo de instalaciones no disponen todavía de un marco desarrollado dentro de la normativa nacional. Por ello, no resulta aconsejable su inclusión en la propuesta que finalmente se remita a audiencia pública

Por otro lado, considerando que la Ley 24/2013 recoge en su artículo 4 tanto los criterios de excepcionalidad para la inclusión de nuevas actuaciones dentro de la planificación (apartado 3), como la habilitación al Gobierno para la aprobación con carácter indicativo de planes relativos para el aprovechamiento energético de fuentes de eficiencia energética, que favorezcan el cumplimiento de los objetivos derivados de la pertenencia a la Unión Europea (apartado 4), se considera que estas actuaciones deberían incorporarse a través de otros planes indicativos, no incluyéndose en la planificación con las obligaciones que de ella se derivan.

b) *Cambios de titularidad de posiciones de la red de transporte a favor de REE en calidad de TSO*

La propuesta señala que se recogen una serie de actuaciones que incorporan al sistema, infraestructuras existentes mediante el cambio de titularidad de las mismas a favor del transportista. En total suponen 3 posiciones de 220 kV, sin que se justifique, ni el cumplimiento de los principios del artículo 17 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre —cuestión inexorable para su incorporación al sistema—, ni se incluya la valoración conforme a lo establecido en el artículo 14 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre de la CNMC. En particular, se considera imprescindible que se justifique la inclusión de dichas infraestructuras en el sistema, se aporte un estudio preliminar de los costes evitados al sistema, así como una previsión de los costes de adecuación necesarios y los costes asociados a la operación y mantenimiento que supondrán con cargo al sistema.

5.5.7. *Inclusión de las previsiones de inversión en Despachos de Telecontrol y Sistemas*

Si bien la Ley del Sector Eléctrico establece que la planificación eléctrica incluirá los planes de desarrollo de la red de transporte en lo que a instalaciones técnicas se refieren, expone de igual forma que tendrá por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para atender con garantía el suministro de energía a largo plazo.

De esta forma, en un entorno de evolución tecnológica y ante una realidad cada vez más cambiante, en la que la digitalización de las redes de transporte resultará crucial para poder afrontar con garantías los retos de operación y suministro del sistema, los despachos de control y sistemas de gestión serán vitales para que sea posible el desarrollo de todas las infraestructuras necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el PNIEC. Así pues, con carácter indicativo debería recogerse la previsión de inversión asociada a despachos y sistemas dentro de las estimaciones económicas de la propuesta de planificación

que sea remitida para trámite de audiencia. Todo ello teniendo en cuenta que dichas inversiones forman parte, entre otras actuaciones, de las instalaciones que están sujetas a la limitación presupuestaria conforme se establece en el artículo 11 del Real Decreto 1047/2013 de 27 de diciembre.

6. Conclusión

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden, **en particular la valoración general que se desarrolla a lo largo del apartado tercero**, debe valorarse positivamente la propuesta inicial del Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026, haciéndose especial hincapié en la necesidad de atender las consideraciones manifestadas en el apartado quinto, particularmente en lo referente a la inclusión de varios escenarios de demanda, de los valores de inversión a considerar en la *interconexión del Golfo de Vizcaya*, en lo referente al *2º enlace entre la Península y las Islas Baleares* así como en el enlace *Tenerife-La Gomera*, en los temas de identificación e incorporación secuencial de infraestructuras para su reconocimiento retributivo, así como a lo referente a la justificación ampliada en los *vertidos evitados* y cómo cada una de las actuaciones propuestas contribuyen al objetivo final.