

Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica

Período 2021-2026

SUMARIO EJECUTIVO



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

• red eléctrica

1. Introducción

La planificación de la red de transporte es una herramienta fundamental para la materialización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

La Administración General de Estado, a través de Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), tiene la responsabilidad de diseñar la política energética de España. Para ello realiza, con la colaboración de las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla, una planificación energética en la que, entre otros muchos aspectos, se definen los objetivos de cómo será el sistema eléctrico a medio y largo plazo en términos de integración de energías renovables, reduc-

ción de emisiones y seguridad de suministro al mínimo coste para el consumidor. La planificación contempla una planificación vinculante y una planificación indicativa. La planificación vinculante se refiere al desarrollo de la red de transporte atendiendo a los principios rectores establecidos en la Orden TEC/212/2019 mientras la planificación indicativa, contempla el escenario objetivo en cuanto a generación y suministro de electricidad. Esta planificación indicativa queda plenamente recogida en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

El diseño de la red de transporte futura tiene por objeto permitir la integración masiva de nueva generación renovable, eliminando las limitaciones estructurales de la red, cubrir las necesidades de interconexión internacional y conexión de territorios no peninsulares, al tiempo que se mantiene y mejora la seguridad de suministro del sistema eléctrico español.

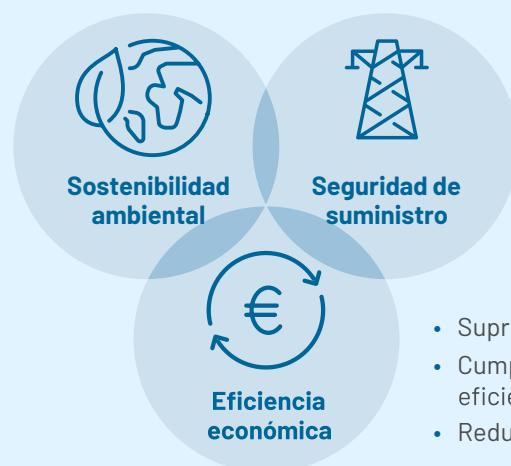
El presente plan de desarrollo de la red de transporte mantiene y refuerza enfoques ya presentes en la planificación vigente como la consideración de una red de partida ajustada, la evaluación coste beneficio de actuaciones con un enfoque multicriterio y la identificación de actuaciones que se consideran necesarias más allá del horizonte de planificación 2026. Por otra parte, se incorporan nuevos aspectos derivados del nuevo contexto de transición energética y de la búsqueda de una mayor transparencia y objetividad:

- Metodología de ubicación de nueva generación renovable establecida en el PNIEC con objeto de que el diseño del desarrollo de la red de transporte se centre en posibilitar la integración de la generación que podría

Figura 1. Principios rectores de la planificación 2021-2026

El cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima establecidos por el PNIEC 2021-2030 (descarbonización, eficiencia e interconexiones)

- Maximización de la producción renovable.
- Evacuación de renovables en base a recursos.
- Compatibilización con restricciones medioambientales.
- Maximización del uso de la red existente.



Garantía de la seguridad de suministro desde la red de transporte.

- Supresión de restricciones técnicas.
- Cumplimiento de los principios de eficiencia y sostenibilidad económica.
- Reducción de pérdidas.

ubicarse en zonas de mayor recurso y menor impacto ambiental.

- La utilización de herramientas basadas en un análisis exhaustivo de situaciones posibles en la red de transporte en todas las horas del año, frente a los análisis deterministas convencionales.
- La incorporación de elementos en la red de transporte que aprovechan los últimos desarrollos tecnológicos disponibles, como respuesta a las necesidades de flexibilidad del sistema y de un mayor uso de la red existente.



2. Fases del proceso de planificación

El proceso de planificación es un proceso regulado y abierto a la participación de la sociedad.

El proceso de planificación está abierto a la participación de todos los sujetos con interés en el sector eléctrico y de todas las administraciones por sus implicaciones territoriales, ambientales y sociales y también permite la participación de cualquier entidad o persona particular que lo desee. El proceso completo consta de las siguientes fases:

- **Fase de propuestas** (3 meses). A partir de la publicación en el BOE del inicio del proceso de planificación, que se produjo el 2 de marzo de 2019, las comunidades autónomas y los sujetos con interés en el sector presentaron sus propuestas de desarrollo

En la fase de propuestas al proceso de Planificación 2021-2026 se han recibido un total de 1.335 propuestas de 177 sujetos.

- **Fase de estudios** (6 meses). A partir de la información obtenida en la fase anterior y de la información asociada a las solicitudes de acceso, Red Eléctrica de España (REE), en su calidad de Operador del Sistema, lleva a cabo los estudios técnicos pertinentes y elabora la propuesta, con los criterios fijados por el MITERD.
- La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) elabora un informe con sus recomenda-

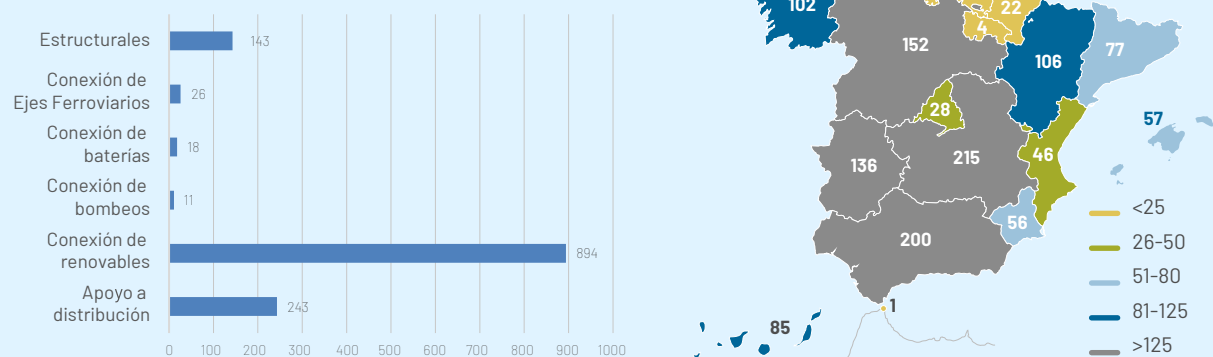
ciones sobre las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico, publicado el 2 de julio de 2020.

- **Fase de alegaciones.** Entre 15 de febrero y el 12 de abril de 2021 se lleva a cabo la fase de alegaciones de la Propuesta de Desarrollo de la Red de Transporte 2021-2026. Esta se lanza de forma simultánea con la consulta pública del Estudio Ambiental Estratégico. Ambas consultas (sustantiva y ambiental) se abrieron para el público general en aras de la transparencia en el proceso, sin ser un requisito impuesto por la legislación vigente.
- **Segunda fase de estudios** (2 meses). El MITERD traslada todas las consideraciones recibidas al Operador del Sistema así como los criterios para tratar las alegaciones, y el Operador del Sistema elabora en base a ello la

propuesta de desarrollo de la red de transporte para el 23 de junio de 2021.

- **Fase de consolidación.** Una vez analizadas e incorporadas las alegaciones y recomendaciones tanto a la propuesta de planificación de la red de transporte como a su Estudio Ambiental Estratégico, y obtenida la Declaración Estratégica emitida por la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD el 9 de diciembre de 2021, la propuesta se consolida en el plan de desarrollo de la red de transporte y se remite de nuevo a la CNMC para su valoración final.
- **Fase de aprobación.** Finalmente, el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de energía eléctrica 2021-2026 se traslada al Consejo de Ministros para su remisión para ser sometido al Congreso de los Diputados con carácter previo a su aprobación por el Gobierno.

Figura 2. Propuestas aportadas por los sujetos en el proceso de planificación 2021-2026



3. Hipótesis de partida

El escenario de proyección de demanda y generación queda establecido por la planificación indicativa plasmada en el PNIEC 2021-2030.

El escenario de estudio de la planificación de la red de transporte para el periodo 2021-2026 queda establecido en el contexto macroeconómico y en los escenarios Objetivo 2025 y 2030 del PNIEC que determinan la evolución

de la demanda eléctrica, la potencia instalada de generación y los costes de combustible y de emisiones como variables más significativas. De estos dos escenarios se ha derivado, mediante interpolación lineal en la mayor parte de variables, el escenario de planificación 2026.

Se consideran los proyectos de interconexión Norte con Portugal y el enlace HVDC Golfo de Vizcaya que reforzará la interconexión con Francia, ambos considerados en el PNIEC y catalogados como Proyectos de Interés Común de la Comisión Europea.

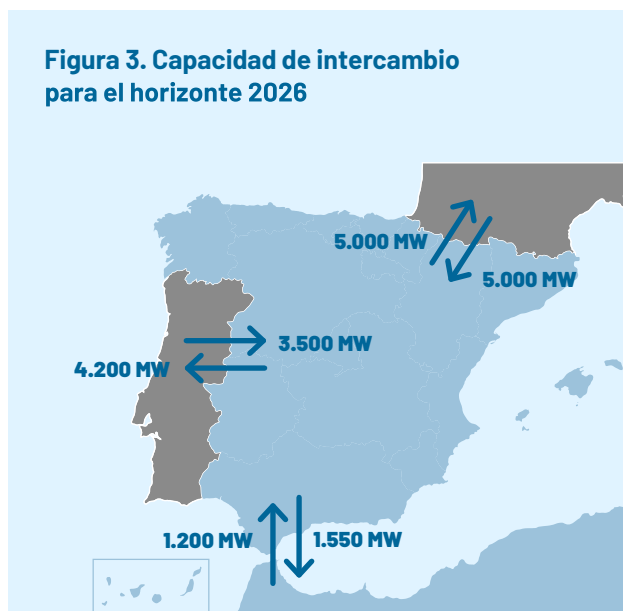
De igual modo se ha incluido el refuerzo de la interconexión con Marruecos permite cumplir con los acuerdos con el Reino de Marruecos¹.

derando una interpolación lineal entre ambos años para establecer el valor a 2026. La única excepción es el carbón, para el cual el PNIEC da unos valores de 2.165 MW en 2025 y 0 MW en 2030. Con el objeto de tensionar la red de transporte y detectar potenciales necesidades ocasionadas por un cierre adelantado de las centrales de carbón se ha considerado la baja de todos los carbones existentes a 2026.

El cambio hacia un *mix* de generación fundamentalmente renovable es el principal motor de desarrollo de la red de transporte al horizonte 2026.

Las expectativas de instalación de generación renovable trasladadas por los sujetos, tanto a través de las solicitudes de acceso como de las propuestas en el proceso de Planificación superan ampliamente los valores de instalación de renovables del escenario objetivo del PNIEC para el horizonte de estudio 2026 e incluso para el horizonte a 2030. Por lo tanto, se hace imprescindible estimar un despliegue de estas instalaciones de generación coherente con el valor objetivo a 2026 de 39 GW de nueva generación renovable que se deriva del PNIEC. Para ello ha sido necesario identificar las ubicaciones más probables de esta generación teniendo en cuenta tanto la disponibilidad de recurso como los condicionantes medioambientales para su implantación.

Figura 3. Capacidad de intercambio para el horizonte 2026

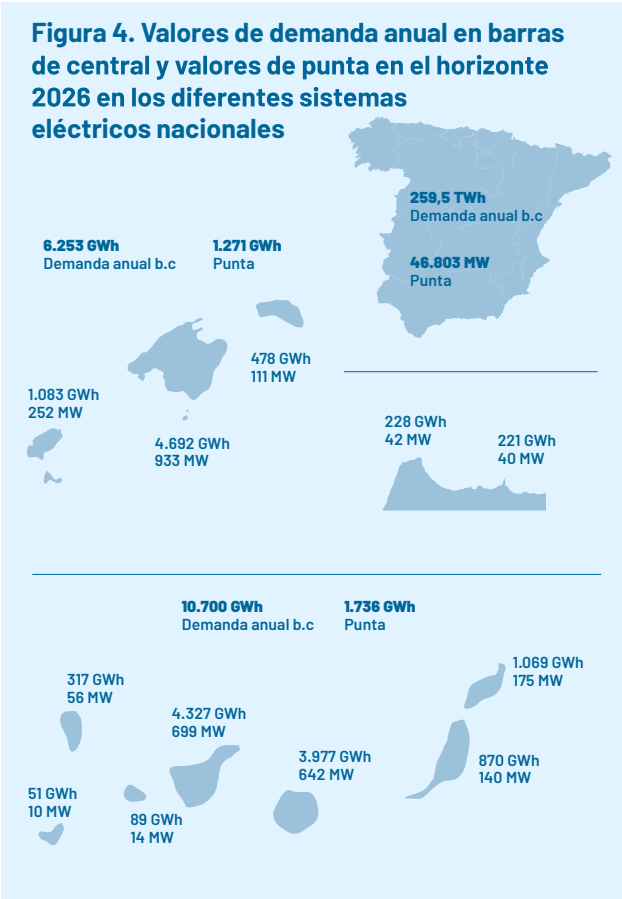


El crecimiento de demanda a 2026 es muy contenido con una tasa de crecimiento anual inferior al 0,5 % en la Península.

Para definir la potencia instalada de generación por tipo de tecnología se han considerado los datos fijados en el PNIEC en los escenarios Objetivo 2025 y 2030, consi-

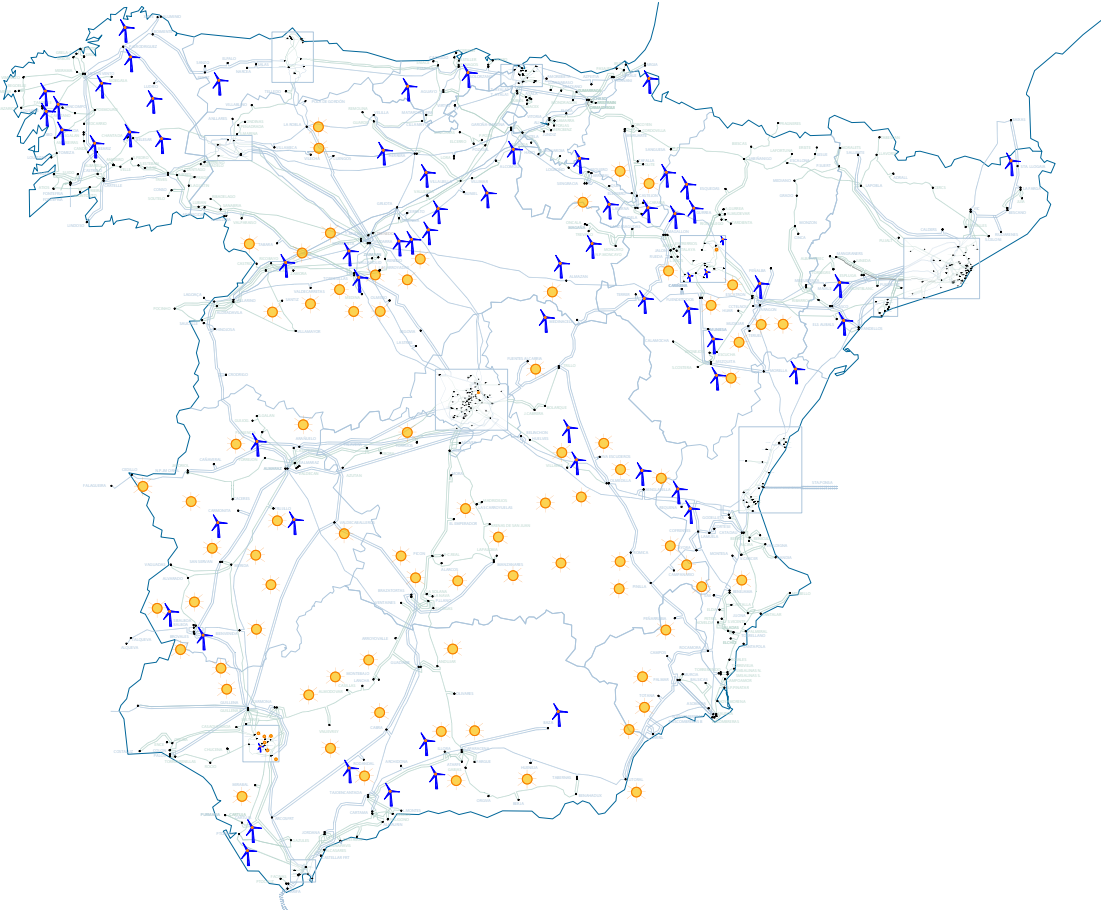
1. Acuerdo con el Reino de Marruecos para el desarrollo de una tercera interconexión eléctrica y una estrategia de colaboración en el ámbito de la energía antes de 2026 establecido en febrero de 2019 (<https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/ecologica/Paginas/2019/140219-ener-giamarruecos.aspx>).

Como resultado se aplica el siguiente despliegue zonal de generación renovable terrestre a instalar de aquí a 2026 en coherencia con la senda del escenario objetivo 2030 del PNIEC, que supone el punto de partida del análisis de necesidades en la red de transporte.



Por otra parte, las ubicaciones de mayor probabilidad de éxito de la eólica marina en el escenario de estudio se alinean con las zonas de uso prioritario para la energía eólica marina establecidas en el borrador de los “Planes de Ordenación del Espacio Marítimo” (POEM).

Figura 5. Ubicación de nueva generación renovable en el escenario de estudio. Sistema peninsular



4. Metodología

Toda actuación de desarrollo de la red de transporte debe responder a una necesidad identificada en el escenario previsto en 2026 y tener un análisis coste-beneficio positivo para el sistema en su conjunto.

Considerar como red de partida de los análisis de planificación únicamente la red existente es un enfoque excesivamente limitado ya que se encuentran en construcción o importante avance de tramitación elementos ya planificados. Por lo tanto, la red de partida incluye los desarrollos ya recogidos en la planificación vigente con construcción iniciada, con puesta en servicio prevista por el transportista anterior al periodo de planificación (2019 y 2020), actuaciones que disponen de Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y actuaciones que no requieren de DIA y cuya fecha de puesta en servicio prevista es anterior a 2024, o ya comprometidas con permisos concedidos.

La red de partida para el escenario de estudio va más allá de la red actualmente en servicio puesto que incluye las instalaciones ya planificadas que se prevé, con muy alta probabilidad, que estarán puestas en servicio a 2026, por encontrarse en construcción o presentar un importante grado de avance en la tramitación.

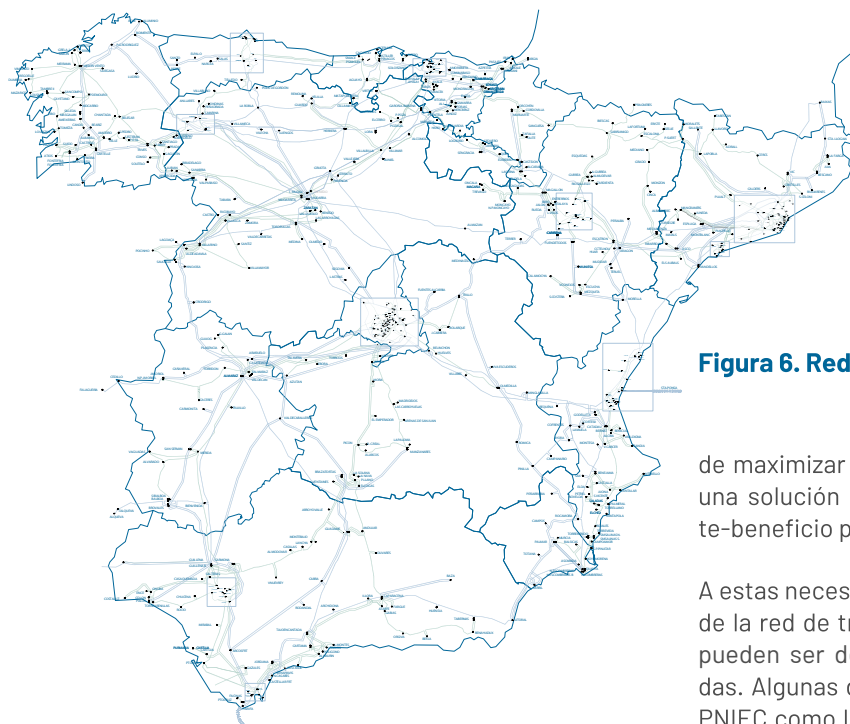


Figura 6. Red de partida

de maximizar el uso de la red existente hasta encontrar una solución viable y suficiente, y con un análisis coste-beneficio positivo para el sistema.

A estas necesidades se unen otras a las que el desarrollo de la red de transporte debe dar respuesta pero que no pueden ser detectadas en las simulaciones mencionadas. Algunas de ellas se establecen como objetivo en el PNIEC como la electrificación del transporte ferroviario, otras derivan del cumplimiento de Normativa Europea y requisitos establecidos por los Procedimientos de Operación del Sistema eléctrico, y otras implican necesidades asociadas a las redes de distribución o a la renovación de instalaciones. Para ellas se han fijado unos criterios objetivos para su incorporación a la planificación.

Como establecen los principios rectores, en este proceso se prioriza el aprovechamiento de la red existente en la medida de lo posible, así como un mayor uso de las nuevas tecnologías.

Sobre esta red de partida se aplica el escenario de generación y demanda derivado del PNIEC y se identifican mediante programas de simulación con detalle horario las problemáticas y necesidades de la red de transporte.

Una vez detectadas las necesidades, principalmente sobrecargas en la red, vertidos de producible renovable y energía no suministrada, se han ido evaluando de forma sistemática posibles soluciones de menor a mayor impacto ambiental y económico, tratando en primer lugar

5. Resultados

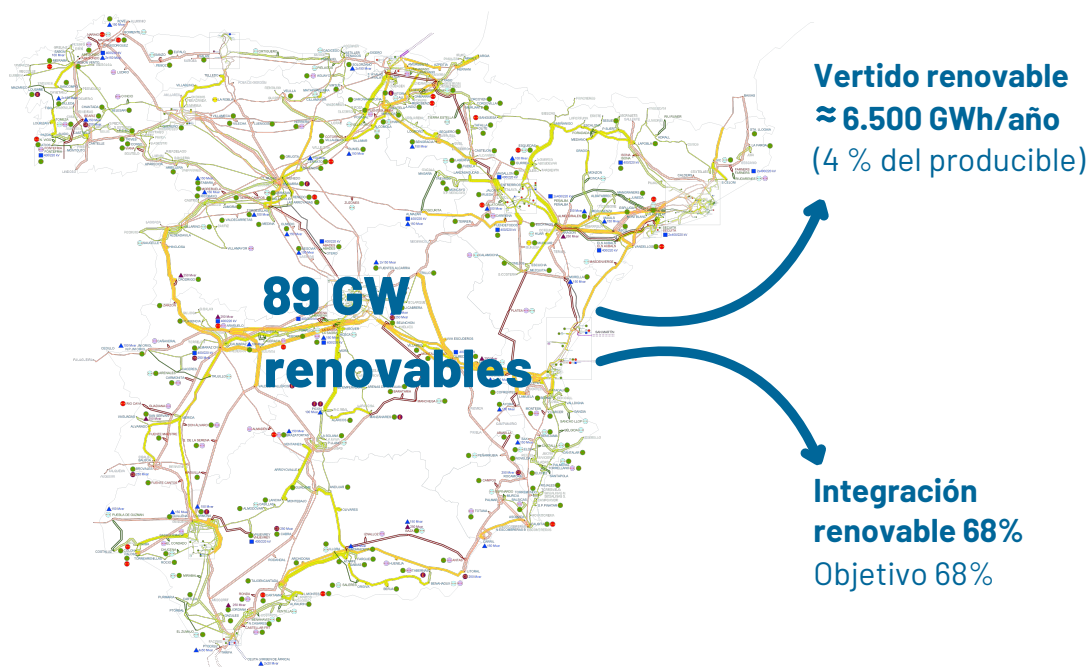
La red de transporte propuesta para 2026 es imprescindible para alcanzar la senda de descarbonización del PNIEC.

En caso de disponer únicamente de la red de partida, lo que supondría un volumen de inversión de 1.154 M€ en 2026, se tendría un vertido de producción renovable respecto a su potencial producción de cerca del 15% y la integración de renovables sería de un 62 % del valor total de generación eléctrica, 6 puntos porcentuales por debajo del 68 % que debe obtenerse en una senda de cumplimiento de PNIEC. Con una red sin limitaciones, sí se cumplirían los objetivos establecidos en el PNIEC y el vertido se reduciría al 2,4 %, sin embargo, esta red tendría un alto impacto social, ambiental y un elevado coste de inversión. La red con los desarrollos planificados permite acomodar los nuevos flujos estimados en la red de transporte. Se sitúa entre la red de partida y la red sin limitaciones para permitir el equilibrio entre los objetivos de política energética, la seguridad de suministro, la sostenibilidad y el compromiso medioambiental y permite capturar con un coste limitado el 80-90 % de los beneficios que se obtendrían con una red sin limitaciones.

En efecto, la red de transporte planificada permite una integración de renovables del 68 % en el sistema eléctrico peninsular, en línea con los objetivos establecidos, limitando los vertidos a un 4 %, valor alineado con las recomendaciones europeas. En cuanto al sistema eléctrico balear, los enlaces propuestos derivan en que el 65 % del

Figura 7. Integración de generación de fuentes renovables y vertidos en el escenario con la red de transporte planificada

Red planificada H2026



suministro balear se atienda desde la Península, lo que conlleva una reducción sustancial de costes y emisiones asociadas al suministro de este archipiélago. Por último, en los sistemas eléctricos canarios, la red de transporte planificada permite mejorar sustancialmente la seguridad de suministro y, mediante la mayor integración de re-

novables, coopera en la reducción de los costes variables de generación que disminuyen un 30 % respecto de 2019. Sin embargo, de los análisis realizados se desprende que el cumplimiento del objetivo de integración de renovables incorporado al PNIEC para Canarias sólo será posible con la combinación de la red planificada y la instalación de sistemas de almacenamiento.

El conjunto de beneficios para el sistema asociados a la red de transporte planificada (sin considerar las interconexiones) asciende a 1440 M€/año, derivando en un análisis coste-beneficio para el sistema, conforme a las metodologías aprobadas por la Comisión Europea, claramente positivo.

El mayor esfuerzo de inversión se destina a la integración de renovables y resolución de restricciones técnicas.

El coste de inversión estimado del conjunto de actuaciones incluidas en el Plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 es de 6.964 M€, de los cuales 1.260 M€ corresponden a actuaciones para reforzar las interconexiones internacionales con Francia (Golfo de Vizcaya), Portugal (Interconexión norte), Marruecos (tercer enlace) y Andorra, y 5.704 M€ a actuaciones de refuerzo de la red de transporte que componen el sistema eléctrico nacional, tanto incluidas en la red de partida como en la red planificada.

Tal y como muestra la figura adjunta, del esfuerzo inversor, 5.704 M€ en actuaciones de refuerzo de las redes internas, la mayor partida corresponde a la integración de renovables y resolución de restricciones técnicas, y la segunda al desarrollo de enlaces entre sistemas como corresponde a una planificación enfocada en la adaptación de la red de transporte para facilitar el proceso de

descarbonización y la implantación masiva de renovables en el sistema.

Figura 8. Coste de inversión total del Plan de desarrollo de la RdT 2021-2026 por motivación (M€)

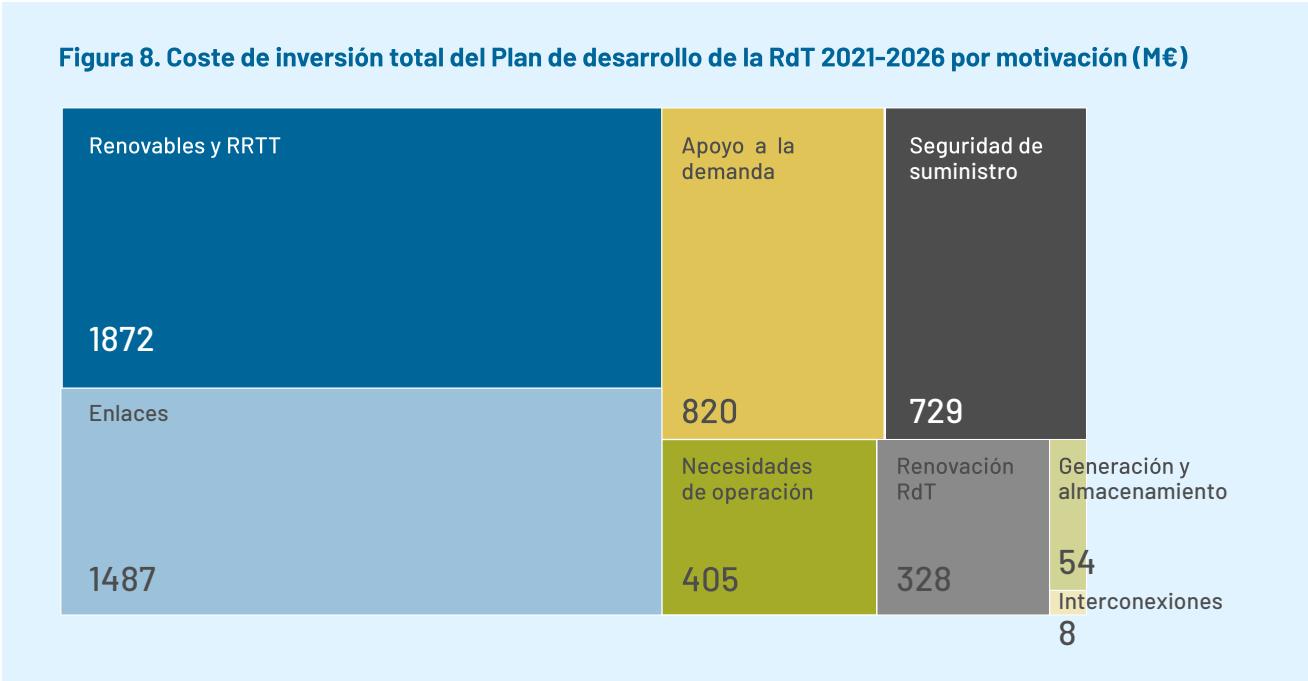
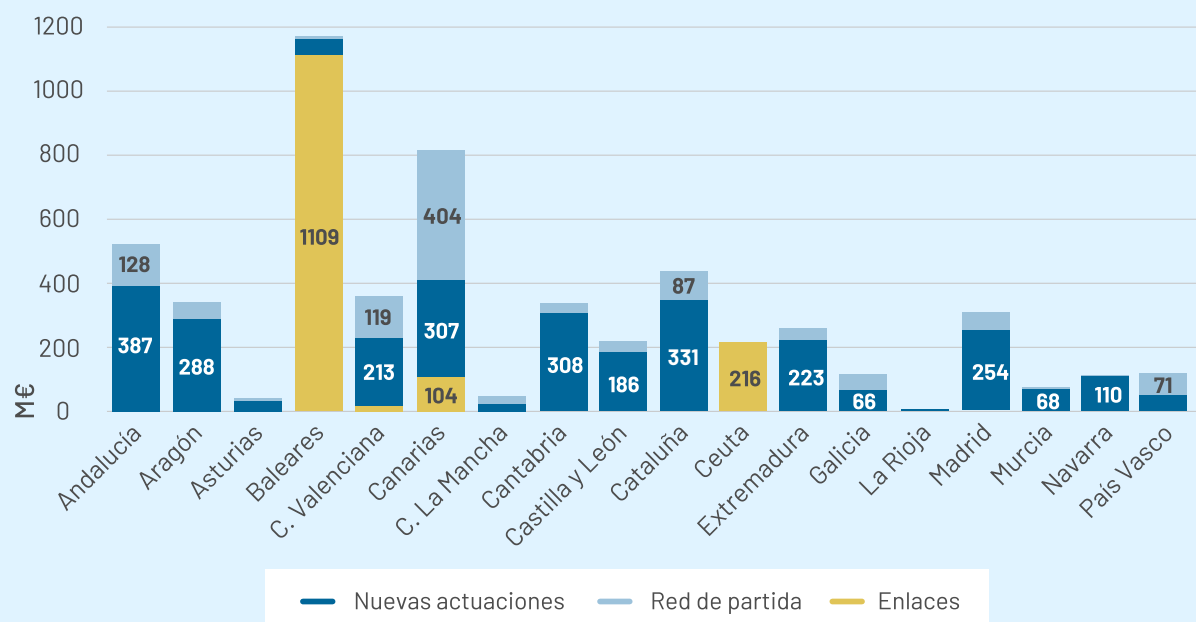


Figura 9. Reparto de costes 2021-2026 por Comunidad Autónoma: red de partida y nuevas actuaciones planificadas



El Plan de desarrollo de la red de transporte fomenta el uso y mejora la red existente, minimizando el impacto medioambiental del plan.

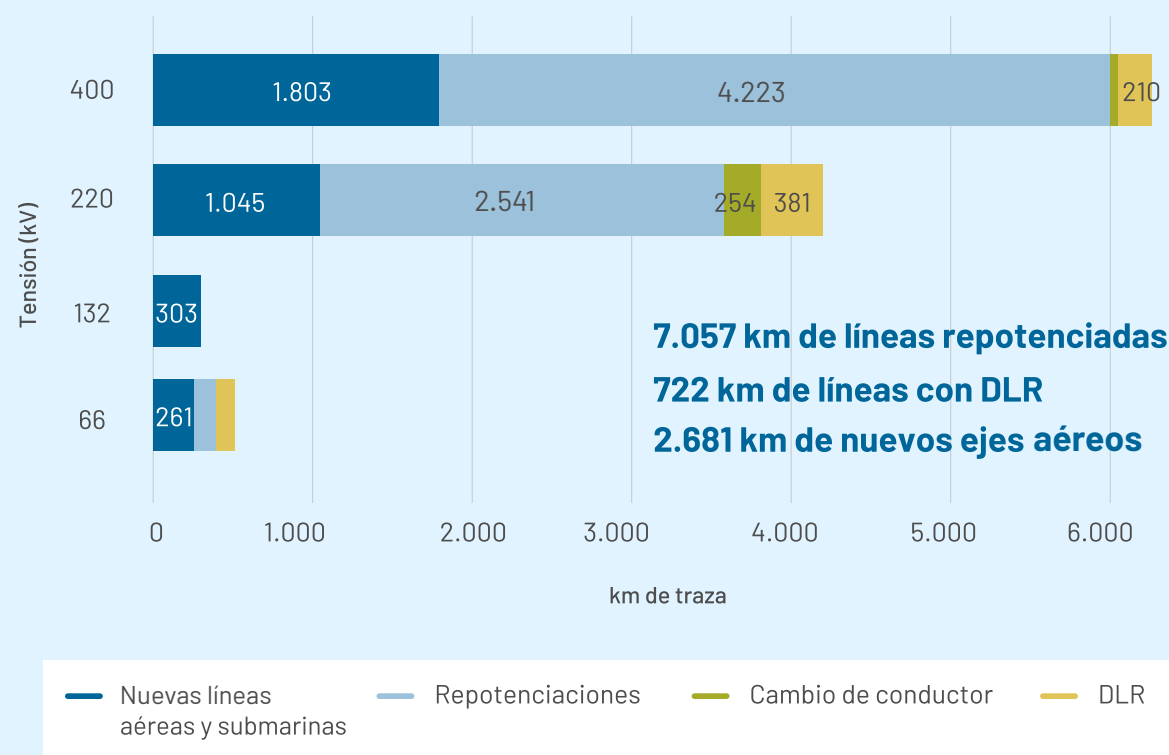
Atendiendo al principio rector de la planificación de maximizar el uso de la red existente, el Plan de desarrollo incluye, sin contar las interconexiones, 7.057 km de repotenciaciones, el cambio de conductor en 300 km de líneas existentes y la dotación de sistemas de monitorización dinámica de capacidad de transporte (DLR) en 722 km de líneas existentes. La planificación de nuevas líneas es mucho más reducida y asciende a 2.681 km nuevos ejes y 733 km de trazas para cables submarinos.

Asimismo, el 53 % de la conexión de nueva generación renovable se realiza en instalaciones de transporte existentes o ya planificadas previamente, mientras que únicamente un 25 % requieren nuevas actuaciones propuestas. El 21 % se considera conectado a la red de distribución mediante la interfaz transporte-distribución existente o mediante los nuevos refuerzos planteados. Aunque se busca maximizar la integración de la generación renovable con mayor probabilidad de éxito de conexión a la red de transporte, el despliegue real será el resultado de la decisión de los promotores de llevar a cabo los proyectos una vez tramitados y obtenidos los permisos de acceso.

Dados los tiempos medios de tramitación de las instalaciones de transporte es necesario poner ya las bases para cumplir los objetivos del PNIEC a 2030.

Adicionalmente a las infraestructuras planificadas para el periodo 2021-2026, que constituirían la planificación vinculante, se han identificado una serie de actuaciones que, aun siendo necesarias y beneficiosas dentro del horizonte de planificación a 2026, resulta inviable plantear en dicho horizonte por motivos constructivos o económicos. Es el caso, entre otras, de algunas de las segundas o terceras fases de los grandes ejes colectores de renovables, enlaces adicionales entre islas, como entre Mallorca y Menorca o Gran Canaria y Fuerteventura, así como dos nuevas interconexiones con Francia por la zona central de los Pirineos.

Figura 10. Las actuaciones planificadas en líneas por tipo: instalación de DLR, repotenciación de líneas existentes o nuevas líneas (sin interconexiones)



6. Modificación de Aspectos Puntuales

El artículo 4 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, actualizada el 21 de marzo de 2026, establece que al menos cada dos años, por acuerdo del Consejo de Ministros, previo trámite de audiencia y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas, y oído el operador del sistema, se llevará a cabo una modificación de aspectos puntuales del plan de desarrollo de la red de transporte que esté en vigor cuando se produjera alguna o varias de las siguientes situaciones:

- a) De acuerdo con los criterios de planificación establecidos, se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa a la garantía y seguridad de suministro.
- b) Surjan nuevos suministros cuya alimentación por motivos técnicos únicamente pueda realizarse desde la red de transporte y ésta no pudiera realizarse bajo la planificación de la red de transporte vigente.
- c) Concurran razones de eficiencia económica del sistema.
- d) La construcción de determinadas instalaciones en la red de transporte resulte crítica para la transición energética y la electrificación de la economía y estas no estuvieran contempladas en el instrumento de planificación vigente.
- e) Cuando surja un nuevo suministro, que tenga la calificación de proyecto estratégico de inversión acordado por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a propuesta del Comité de Inversiones Estratégicas, y no pueda ser atendido bajo la planificación de la red de transporte vigente.
- f) Cuando resulten necesarias actuaciones en la red de transporte para atender necesidades de la red de distri-

bución que el Gobierno establezca como prioritarios y no puedan ser atendidas bajo la planificación de la red de transporte vigente. Estas actuaciones podrán ser propuestas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte motivando su carácter excepcional.

De acuerdo con lo anterior, el **16 de abril de 2024**, se ha aprobado una **Modificación de Aspectos Puntuales** del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026, mediante la cual se incluye en el Plan de desarrollo vigente un conjunto de actuaciones para atender a las necesidades sobrevenidas en el sistema eléctrico desde la aprobación del plan en marzo de 2022 y que, ajustándose al carácter excepcional definido anteriormente, requieren atención a corto plazo por alguna de las siguientes razones:

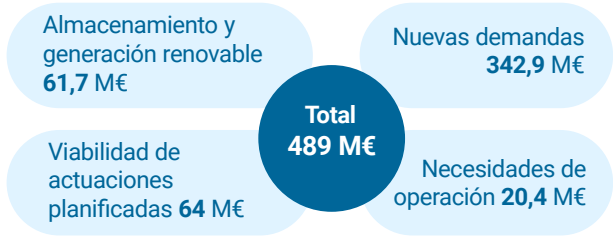
- Permiten atender a necesidades urgentes del sistema relacionadas con la seguridad del suministro.
- Permiten atender a nuevos suministros que han surgido tras la aprobación del plan vigente y cuya alimentación, por motivos técnicos, únicamente pueda realizarse desde la red de transporte.
- Permiten reducir sustancialmente los costes por restricciones técnicas que actualmente se están observando, fomentando la eficiencia económica del sistema.
- Permiten atender a la construcción de determinadas instalaciones en la red de transporte que resulten críticas para la transición energética y la electrificación de la economía y estas no estuvieran contempladas en el instrumento de planificación vigente.
- Permiten viabilizar los desarrollos futuros necesarios para alcanzar los objetivos establecidos de capacidad de intercambio con sistemas vecinos.

- Permiten viabilizar determinadas instalaciones en la red de transporte que resulten críticas para la transición energética y la electrificación de la economía que están contempladas en el instrumento de planificación vigente.

Con todo ello, se incluye un conjunto de modificaciones que se han agrupado en las siguientes categorías:

- Nuevas demandas: conjunto de actuaciones que permiten atender a nuevos suministros de elevada potencia.
- Almacenamiento y generación renovable: actuaciones para viabilizar la conexión de nuevos almacenamientos y generadores renovables; así como viabilizar algunos ya incorporados en el plan vigente.
- Nuevas necesidades de operación para la inclusión de elementos de control de tensión con objeto de reducir las restricciones técnicas, incluir relés de maniobra controlada y atender a permisos de acceso otorgados.
- Modificaciones para asegurar la viabilidad de las actuaciones del plan de desarrollo vigente y así garantizar una adecuada transición energética.

El conjunto de modificaciones de aspectos puntuales supone una variación del coste de inversión asociado a la planificación vigente de 489 millones de euros, que se destinan al conjunto de actuaciones indicadas en el esquema.



Adicionalmente, el **8 de julio de 2025 se aprobó una segunda Modificación** del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte 2021-2026 con medidas para reforzar la estabilidad del sistema eléctrico, centradas en el control de tensión, la compensación de energía reactiva y la reposición del servicio. Las actuaciones se estructuran en torno a cuatro ejes fundamentales:

- **Modernización de los sistemas de compensación de energía reactiva:** se prevé complementar las reactancias existentes de funcionamiento binario con tecnologías de control dinámico, como los compensadores síncronos, que permiten una regulación más precisa de la tensión.

Por ello, se incorporan 10 nuevas reactancias (833 Mvar), para reducir tensiones escalonadamente, y se renuevan otras 5. Para hacer frente a las variaciones dinámicas de tensión, se incorporan complementariamente 11 compensadores síncronos con una capacidad total de 2.135 Mvar, 8 de ellos en el sistema peninsular, 1 en Mallorca previsto hasta el momento para un horizonte superior a 2026 y los otros 2 en Canarias.

- **Instalación de sistemas de estabilización:** se contempla incorporar dentro del horizonte de planificación el sistema FACTS serie de Pierola, destinado a mitigar oscilaciones interárea y que estaba hasta el momento en la planificación con horizonte superior a 2026.
- **Incorporación de relés de maniobra controlada:** se añaden 66 dispositivos (60 en la península y 6 en el sistema canario) que permiten reducir los tiempos de reposición del servicio tras incidentes, permitiendo el cierre de los interruptores de los transformadores de potencia de gran tamaño en los instantes favorables al

cierre durante la maniobra, evitando una absorción de corriente súbita por parte del transformador y evitando consecuentemente la caída repentina de tensión durante su energización.

- **Habilitación de posiciones adicionales** para generación de emergencia en el sistema eléctrico de Canarias.

Esto supone una inversión total de 750 M€, que podrían amortizarse en menos de 3 años.



Por último, el **28 de julio de 2026 se aprobó una tercera Modificación** del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte 2021-2026 con medidas adicionales para reforzar la estabilidad del sistema eléctrico, principalmente control de tensión y oscilaciones inter-área y reducir sus costes por restricciones técnicas. Las actuaciones se estructura como sigue:

- **Incorporación de nuevos dispositivos para mejorar la estabilidad oscilatoria de la red,** mediante 4 nuevos e-STATCOMs de 250 MVar cada uno de ellos, que junto con los 4 STATCOMs y SSSC ya planificados asegurarán una adecuada amortiguación. Esta incorporación obedece también a la recomendación incluida en el informe del Expert Panel tras el incidente del 28 de abril de 2025.
- **Incorporación de nuevos dispositivos para mejorar el control de tensión dinámico y estático,** en particular 8 equipos MCSR (Magnetically Controlled Series Reactor) de 250 MVar cada uno y un nuevo paquete de 20 reactancias adicionales, dispersas por la geografía española, y renovación de 4 reactancias en subestaciones existentes.
- **Actualizaciones para viabilizar algunas actuaciones relacionadas con la estabilidad del sistema y el control de tensión ya incluidas en esta planificación.** Entre otras, estas actuaciones incluirán adaptaciones para viabilizar lo incluido en las Modificaciones de aspectos puntuales de 2024 y de 2025.