PROPUESTA INICIAL DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

PERÍODO 2025-2030.

SUMARIO EJECUTIVO

1 INTRODUCCIÓN

Dentro de la planificación energética, el proceso de planificación de la red de transporte de energía eléctrica, que se desarrolla con la participación de las comunidades y ciudades autónomas, tiene como objetivo prever las necesidades de desarrollo de la red de transporte eléctrica. En este proceso se identifican tanto actuaciones de modernización de las instalaciones existentes como nuevas infraestructuras de transporte necesarias, todo ello con el foco puesto en la sostenibilidad ambiental, social y económica. Adicionalmente, el proceso lleva asociada una *Evaluación Ambiental Estratégica* (EAE) que permite garantizar una adecuada integración de estas infraestructuras en el entorno.

La planificación de la red de transporte incluye una planificación vinculante y una planificación indicativa. La planificación indicativa queda plenamente recogida en el ***Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC[1]),*** donde se fija el escenario objetivo en cuanto a generación y demanda de electricidad a nivel nacional en cumplimiento de los compromisos internacionales y del marco legislativo europeo. La planificación vinculante se refiere al desarrollo de la red de transporte atendiendo a los principios rectores establecidos en la ***Orden TEC/1375/2023 de 21 de diciembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2030***.

Figura 1. Principios rectores de la planificación 2025-2030

Atendiendo a los **principios rectores** establecidos (Figura 1), el diseño de la red de transporte futura debe tener por objeto permitir la integración masiva de nueva **generación renovable**, así como de instalaciones de almacenamiento, eliminando las limitaciones estructurales de la red, cubriendo las necesidades de interconexión internacional y entre sistemas nacionales y manteniendo la seguridad del suministro del sistema eléctrico español. Como novedad, el plan

[1] La versión más actualizada se aprobó el 24 de septiembre de 2024.

2025-2030 deberá asimismo poner el foco en la integración de **nuevas demandas asociadas a la descarbonización de la economía y a la cadena de valor de la transición energética**.

2 PROCESO DE PLANIFICACIÓN 2025-2030

El proceso de planificación es un proceso regulado, abierto a la participación de todas las administraciones, por sus implicaciones territoriales, ambientales y sociales, así como cualquier sujeto con algún interés en el sector eléctrico. El proceso completo consta de 6 fases: fase de propuestas (3 meses), fase de estudios (6 meses), fase de alegaciones (1 mes), segunda fase de estudios (2 meses), fase de consolidación y, finalmente, fase de aprobación. Se intercalan en el proceso dos consultas a la CNMC para que presente recomendaciones, y se acompaña del EAE, proceso regulado en la *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.*

El 21 de diciembre de 2023 se publicó en el BOE la *Orden TEC/1375/2023, por la que, se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2030.* Esta publicación dio inicio al proceso sustantivo de planificación 2025-2030 que ha seguido, hasta la fecha, las siguientes fases:

- **Fase de propuestas** (1 enero - 31 marzo). Las comunidades autónomas, así como los sujetos con interés en el sector y público general, elaboraron y remitieron las propuestas de desarrollo de la red de transporte a través de la web de planificación. En total, se han recibido más de 5.000 propuestas de 330 sujetos diferentes.

- **Fase de estudios**. Red Eléctrica, en calidad de Operador del Sistema y responsable de la elaboración de la propuesta inicial de planificación, ha llevado a cabo los estudios técnicos pertinentes para determinar las necesidades de desarrollo de la red de transporte con el objeto de dar cumplimiento a los principios rectores con los criterios fijados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. A partir de ello, se ha elaborado la *Propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte* 2025-2030 que constituye el presente documento.

3 El PNIEC COMO MARCO DEL PLAN

El PNIEC, como marco de la planificación energética indicativa, establece para el sistema eléctrico un escenario objetivo en 2030. Este escenario incluye una evolución objetivo de la demanda eléctrica final, incluyendo nuevos consumos derivados de la electrificación de la economía y de la implantación de electrolizadores para la producción de hidrógeno verde, así como del parque de generación y almacenamiento en la totalidad del territorio español. Estas evoluciones serán la base para la elaboración del escenario de estudio, si bien, requieren de una elaboración previa ya que el PNIEC no incluye el detalle de la dispersión geográfica prevista a lo largo del territorio nacional de nuevas demandas, generación y almacenamiento; aspecto que resulta clave a la hora de modelar los flujos esperados en la red de transporte en el horizonte 2030.

El conjunto de propuestas de conexión de nuevas demandas, tanto a red de transporte como a red de distribución, ha superado con creces los valores previstos para el año 2030 en el PNIEC y

en otros planes gubernamentales como la Estrategia de Inteligencia Artificial[2]. Por otra parte, las previsiones incluidas en el PNIEC (demanda a nivel anual y para el conjunto de los sistemas eléctricos nacionales) no cuentan con el nivel de detalle requerido para analizar las necesidades de refuerzo de la red de transporte. En efecto, para determinar los flujos futuros por la red de transporte debe disponerse del reparto de la demanda por nudos de la red, así como pautas de consumo horario características.

Por ello, ha sido necesario utilizar unos criterios de priorización y de identificación de zonas de especial interés con objeto de elaborar un escenario probable de incorporación de nuevas demandas en el horizonte 2030 y compatible con los planes mencionados. Atendiendo al principio rector b) de la orden de inicio que insta a considerar "proyectos firmes y maduros en el horizonte de planificación establecido", se han seguido las indicaciones del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y se ha utilizado la información disponible: disponibilidad de permisos de acceso, estado de avance declarado, coherencia con estrategias europeas y nacionales (proyectos de interés común europeo o adjudicación de ayudas económicas), nivel de definición de los proyectos y apoyo de las comunidades y ciudades autónomas.

Como resultado, tras considerar la evolución de demanda convencional más las nuevas demandas, el escenario de estudio cuenta con una demanda anual en barras de central de 375 TWh en el sistema peninsular, frente a 344 TWh en el escenario PNIEC, resultando un escenario que permite tener en cuenta las incertidumbres ligadas al despliegue de estas nuevas demandas. En este escenario se han incorporado aproximadamente un 25% de las propuestas de demanda recibidas tanto en la red de transporte como en la red de distribución. En los sistemas no peninsulares no se ha identificado la necesidad de diferenciación.

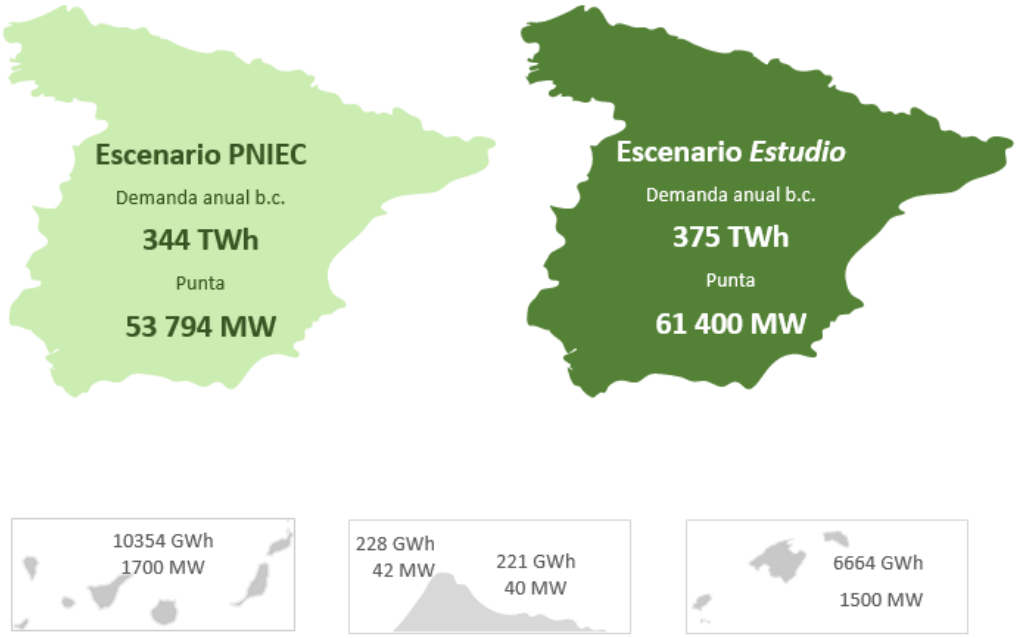

Figura 2. Valores de demanda bruta anual y punta horaria estimadas en los escenarios PNIEC y de estudio con horizonte 2030

[2] Publicada en mayo de 2024 por el Ministerio para la Transformación Digital y de la Función Pública.

En lo referente al parque generador, las expectativas de instalación de generación renovable y almacenamiento trasladadas por los sujetos, tanto a través de las solicitudes de acceso como de las propuestas en el proceso de planificación, también han superado ampliamente los valores previstos en el PNIEC. Las solicitudes y propuesta de instalación de fotovoltaica de los sujetos superan en más de 5 veces a la senda PNIEC; en 2 veces para el caso de la eólica y en 9 para el almacenamiento. Por lo tanto, se hace imprescindible estimar un despliegue de estas instalaciones de generación y almacenamiento a lo largo del territorio coherente con el PNIEC. Para ello ha sido necesario identificar las ubicaciones más probables de esta generación teniendo en cuenta tanto la disponibilidad de recurso, los condicionantes medioambientales para su implantación y los avances de tramitación. Se ha aplicado una metodología con base en la ya aplicada en la planificación 2021-2026 e inspirada en los principios rectores de la planificación, pero actualizada y mejorada.

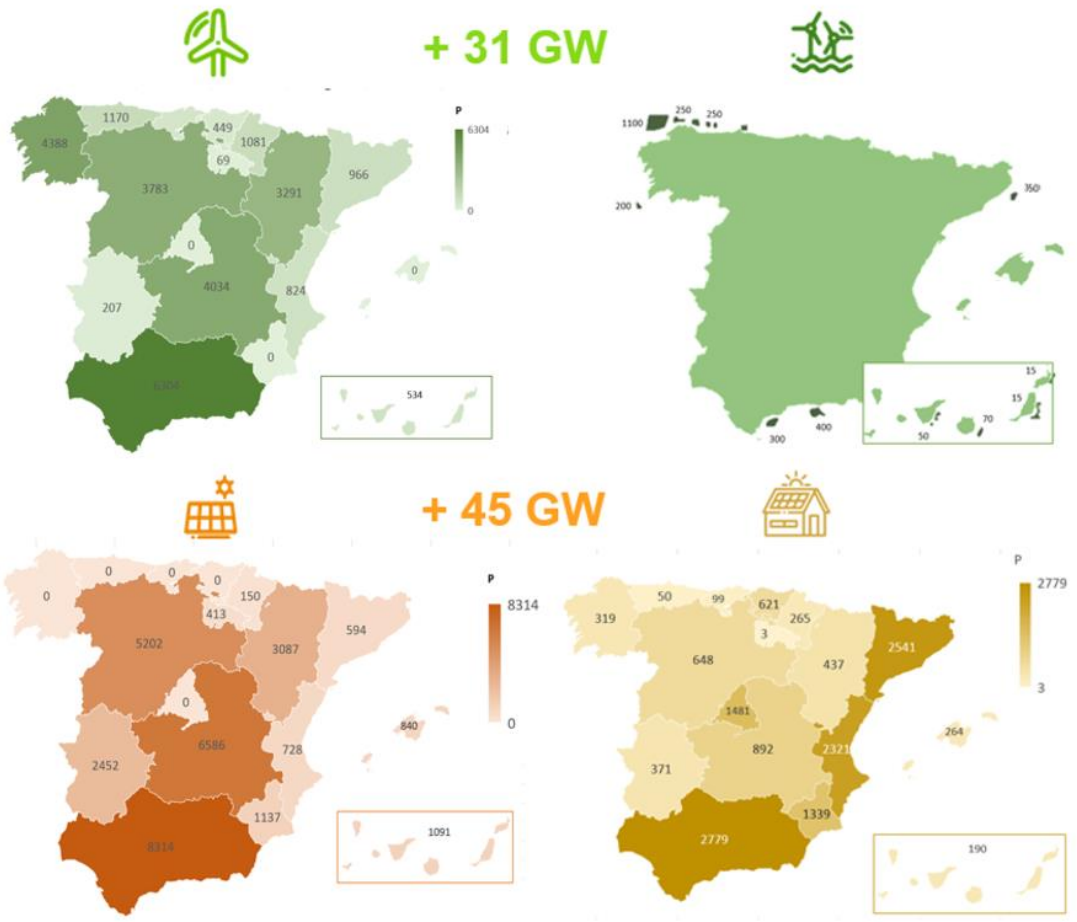

Figura 3. Hipótesis de distribución en el escenario de estudio de la potencia eólica (arriba) y fotovoltaica/autoconsumo (abajo) a instalar en el periodo 2024-2030

Los escenarios de demanda y generación elaborados permiten identificar las necesidades de desarrollo de red futura. Sin embargo, la implantación real de generación o demanda futura vendrá marcada por el desarrollo de los proyectos concretos acorde al proceso de acceso y conexión correspondiente y, en su caso, de los pertinentes concursos que puedan realizarse en cumplimiento de la reglamentación vigente. En cualquier caso, podrán integrarse valores

superiores a los valores incluidos en el escenario de estudio, siempre que exista capacidad de acceso.

Para fijar por completo el escenario de estudio de la planificación es necesario definir la red de transporte en la que comenzar a realizar estudios y sobre la que plasmar las hipótesis de generación y demanda para detectar las necesidades de refuerzo en el escenario previsto en 2030. Para ello se fija una red de partida con un elevado grado de avance en su tramitación o ya en construcción y que, con muy alta probabilidad, se encontrará en servicio en el horizonte 2025-2030. Atendiendo a los criterios fijados para la red de partida, cabe destacar que se incluyen los siguientes proyectos de interconexión: interconexión Norte con Portugal, interconexión Golfo de Vizcaya con Francia y el refuerzo de la interconexión con Marruecos.

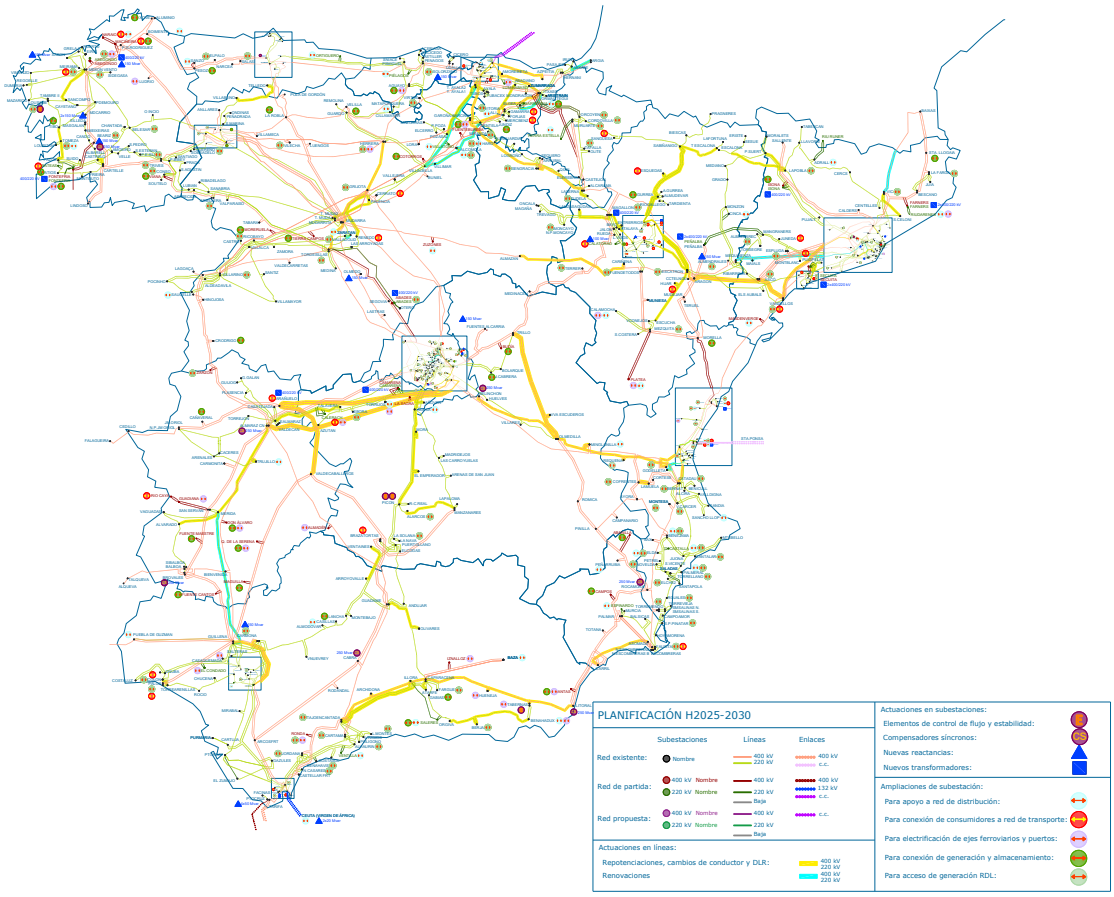

Figura 4. Red de partida

4 METODOLOGÍA Y PILARES DEL PLAN

En el escenario de estudio anteriormente descrito, se identifican las necesidades de refuerzo de la red de transporte futura gracias a la simulación de la operación y del funcionamiento de la red en las 8760 horas del horizonte de estudio 2030. 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 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.

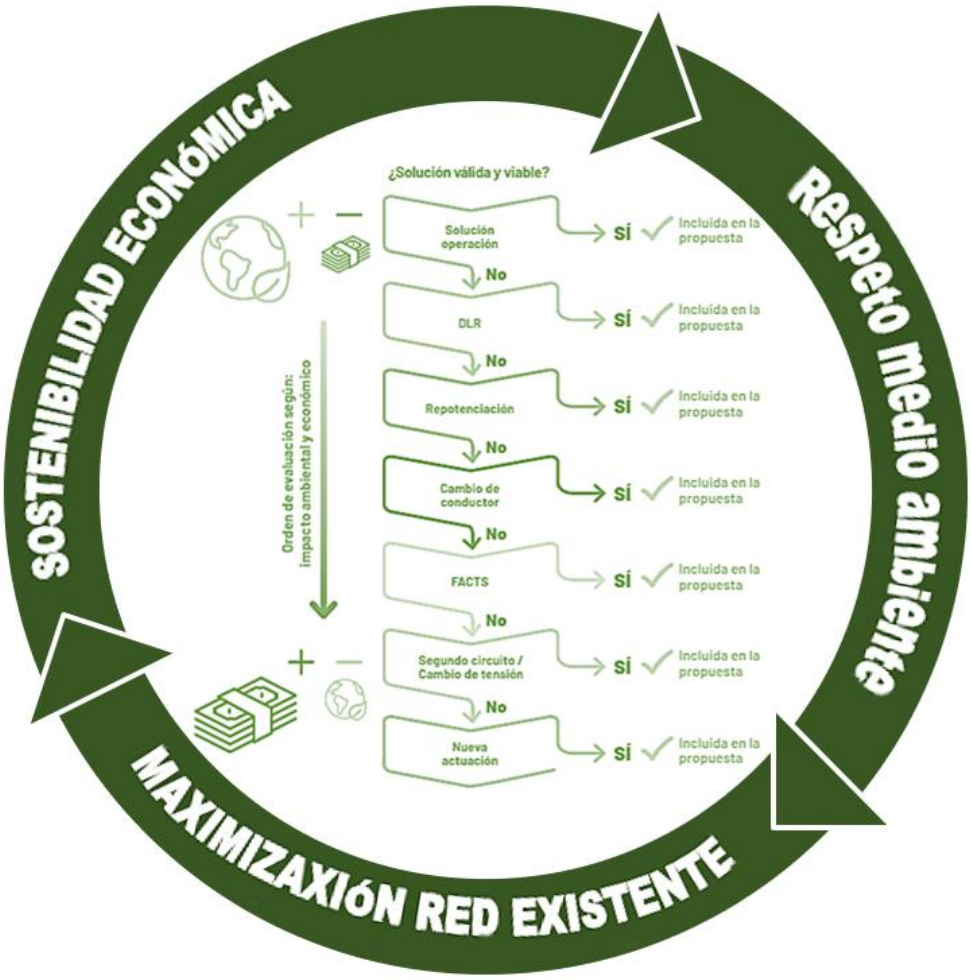

Figura 5. Flujograma de selección de alternativas para la resolución de los problemas de red

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 directamente en el PNIEC, otras derivan del cumplimiento de Normativa Europea y de requisitos establecidos por los Procedimientos de Operación del Sistema eléctrico y otras implican la renovación de instalaciones existentes para mantener su funcionalidad o incrementar su capacidad de transporte.

5 RESULTADOS

En caso de disponer únicamente de la red de partida, en el escenario de estudio considerado para 2030 no se podría atender a más de 3 200 GWh/año de nuevas demandas asociadas a la transición energética, la electrificación de la economía y a la digitalización de la sociedad. En paralelo, únicamente por limitaciones de la red de transporte, no se podría integrar más de 29 000 GWh/año de producible renovable y el vertido por esta causa sería aproximadamente de un 12 % de su potencial producción.

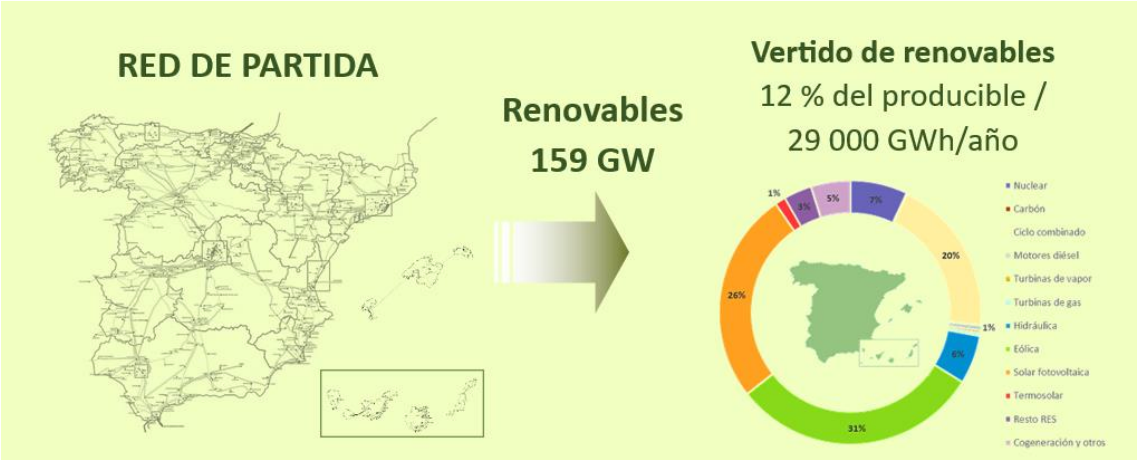

Figura 6. Principales resultados del escenario en el año 2030 que cuente sólo con la red de partida. El gráfico circular representa la contribución de cada tecnología a la cobertura de la demanda

Con una red teórica sin limitaciones que no supusiese ninguna restricción a los flujos de energía, se podría garantizar el abastecimiento en condiciones de seguridad de los nuevos consumos esperados relacionados con la electrificación de la economía y la digitalización de la sociedad, atender a todos los cambios en los flujos observados y maximizar la integración de renovables. Esto reduciría drásticamente los vertidos de renovables por debajo del 1 % del producible.

Sin embargo, para conseguirla se requeriría la construcción de una magnitud importante de nuevas actuaciones cuyos impactos ambiental y social, así como en coste de inversión, podrían afectar al equilibrio de los principios rectores. Por ello, partiendo del análisis de las necesidades de desarrollo de la red del escenario de estudio y tras evaluar los indicadores de la evaluación coste-beneficio para las distintas alternativas de solución, se ha elaborado la *Propuesta de Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2025-2030* como el conjunto de actuaciones que permiten equilibrar la consecución de los objetivos energéticos, seguridad suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica, con un foco principal en la maximización de la red existente.

El conjunto de actuaciones que se incluyen en la *Propuesta de Plan de desarrollo de la red de transporte 2025-2030* supone un coste de inversión total de **13 122 M€**; de los cuales **1 973 M€** corresponden a actuaciones para reforzar las interconexiones internacionales con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, y **11 143 M€** a actuaciones de refuerzo de las redes de transporte que componen el sistema eléctrico nacional, tanto de la red de partida como nuevas instalaciones.

Los valores de inversión incluidos en esta Propuesta del Plan de Desarrollo de la Red con horizonte 2030 han sido calculados conforme a los valores unitarios de inversión establecidos en la Circular 7/2019, de 5 de diciembre, publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). No obstante, el 30 de julio de 2025, la CNMC sometió a Información Pública el proyecto de una nueva Circular (CIR/DE/008/25), en la que se plantean modificaciones en los valores unitarios de referencia de inversión, que aplicados a la presente propuesta supondrían una inversión que se sitúa en torno a los **13 600 M€**.

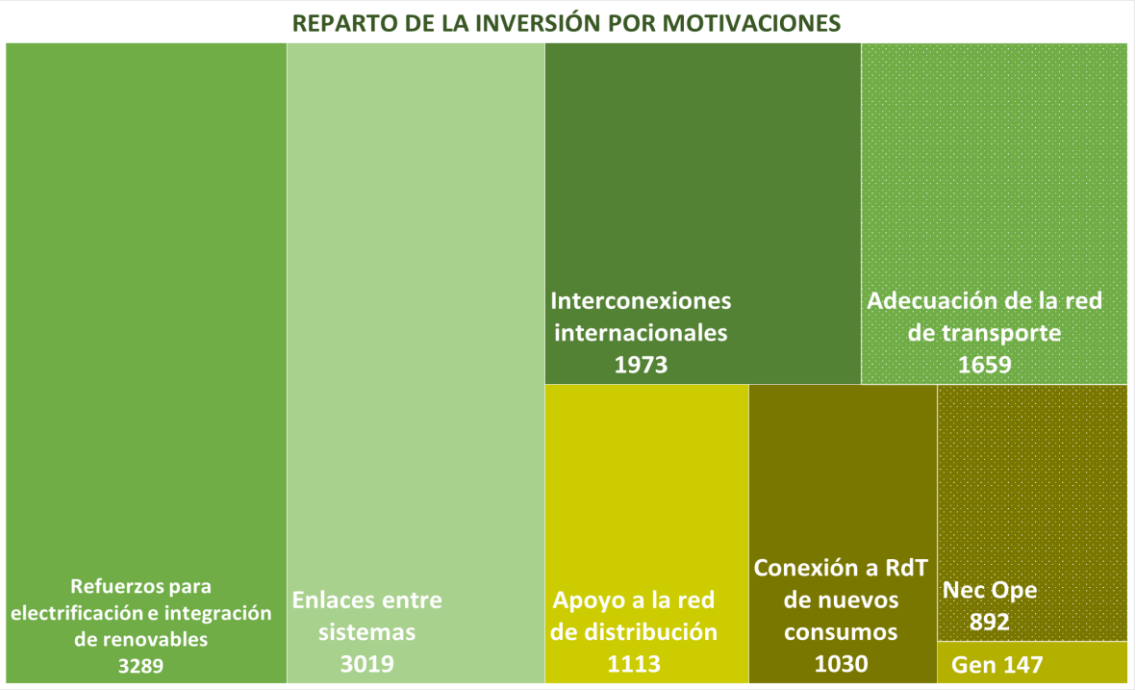

Figura 7. Reparto de la inversión propuesta por motivaciones (M€)

Del conjunto de actuaciones de refuerzo de las redes nacionales, destaca con **el mayor volumen de inversión, un 25 %, la partida para el refuerzo de la red con objeto de alojar los nuevos flujos derivados de la electrificación e integración de renovables.** En segundo lugar, se encuentra el capítulo de enlaces con un 23 % de la inversión y, en tercero, el conjunto de actuaciones necesarias para dar apoyo a la red de distribución y conectar los nuevos consumos a la red de transporte asociados a la electrificación y digitalización de la sociedad, que tiene un peso del 16 %. El conjunto de estas tres partidas, que supone cerca del 65 % del volumen de inversión, está claramente enfocado a la consecución de la transición energética de los distintos sistemas eléctricos nacionales, en línea con los principios rectores de la planificación.

Gracias a la metodología de análisis planteada, el *Plan de desarrollo de la red de transporte* propuesto **permite atender a los principios rectores de la planificación** dictados en al *Orden TED/1375/2023* de forma equilibrada. En efecto, el plan propuesto:

- **Atiende a las nuevas demandas asociadas a la transición energética y digitalización de la sociedad.**
  El desarrollo de red propuesto incorpora una partida de **más 2 140 M€ en apoyo a la red de distribución y conexión de nuevos consumos** gracias a la cual será posible alimentar la demanda prevista en el escenario de estudio, es decir, un consumo un 60 % superior al actual. Esta demanda incorpora el incremento de demanda previsto en el PNIEC. La propuesta tiene

en cuenta la incertidumbre asociada a qué demandas se concretarán en el horizonte 2030. La partida da cumplimiento a los principios rectores b), e), l) y m) por los cuales, se deberá dimensionar la red futura para que tenga capacidad para atender en condiciones de seguridad a los nuevos consumos de descarbonización de actividades industriales y los asociados a la cadena de valor de la transición energética, conectados tanto en la red de transporte como en distribución.

Es importante remarcar que esta partida incluye únicamente la dotación de posibilidades de conexión y refuerzos locales necesarios. No incluye los refuerzos que permitirán acoger los nuevos flujos, de carácter interzonal, que permitirán garantizar el suministro a los nuevos consumos al mismo tiempo que maximizan la integración de generación renovable que se contabilizan en el siguiente punto.

- **Permite la integración y maximización de la producción renovable en base a recurso**, de forma compatible con las **restricciones medioambientales.**
  La consecución del plan propuesto permitiría la integración de la producción de generación renovable prevista en el PNIEC en el horizonte 2030 – 159 GW – y una reducción significativa de los vertidos que se producirían de no abordarse el plan. Gracias a esta partida se consigue integrar un volumen importante de generación renovable que se utiliza para alimentar parte de la nueva demanda. Todo ello gracias a un conjunto de actuaciones de red por valor de cerca de **3 300 M€**, atendiendo a los principios c), d) f) y g) **de maximización de renovables en base a recursos de forma compatible con las restricciones medioambientales**.

Figura 8. Propuesta Plan H2030 vs Principios Rectores

- **Transita hacia una mayor integración de mercados y cohesión territorial.**
  En efecto, el 40 % de la inversión del plan, **cerca de 5 000 M€,** se dedica a reforzar las **interconexiones internacionales**, especialmente con el sistema interconectado europeo; así como al incremento de la interconexión entre sistemas eléctricos nacionales. Incorpora un conjunto de **enlaces entre sistemas** que permiten la incorporación de territorios no peninsulares al sistema peninsular; fomentando la integración de renovables (principio c) y la **cohesión territorial** (principio n)**.**
- **Aporta un beneficio al conjunto de la sociedad mediante la reducción de las restricciones técnicas y la garantía de la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico.**
  Más de **4 440 M€** de las actuaciones incorporadas al plan permitirán reducir el coste de suministro eléctrico, reducir las restricciones técnicas identificadas en escenario de estudio 2030. Estas restricciones se producirían, principalmente, por la imposibilidad de integrar producible renovable para asegurar el control de la tensión en condiciones de seguridad. El conjunto de actuaciones de la propuesta ha sido sometido a un análisis coste-beneficio cuyo resultado ha sido positivo para el conjunto de la sociedad, garantizando el cumplimiento de los principios rectores g) y h). En este conjunto se incluye la partida de *Refuerzos para la electrificación e integración renovable*, parte de la partida de *Adecuación de la red de transporte* (los aumentos de capacidad) y parte de la de *Necesidades de Operación* (control de tensión e integración de renovables).

Atendiendo al principio rector de la planificación de maximizar el uso de la red existente, el *Plan de desarrollo* incluye actuaciones de mejora en 9 500 km de líneas, **un 21 % de la red de transporte actual,** gracias a la repotenciación de cerca de 6 000 km de circuitos, a la incorporación de sistemas de monitorización de la capacidad (DLRs) en 336 km, al cambio de conductor en 1 470 km y a actuaciones de renovación en cerca de 1 800 km de líneas, muchas de ellas acompañadas además de aumentos de capacidad.

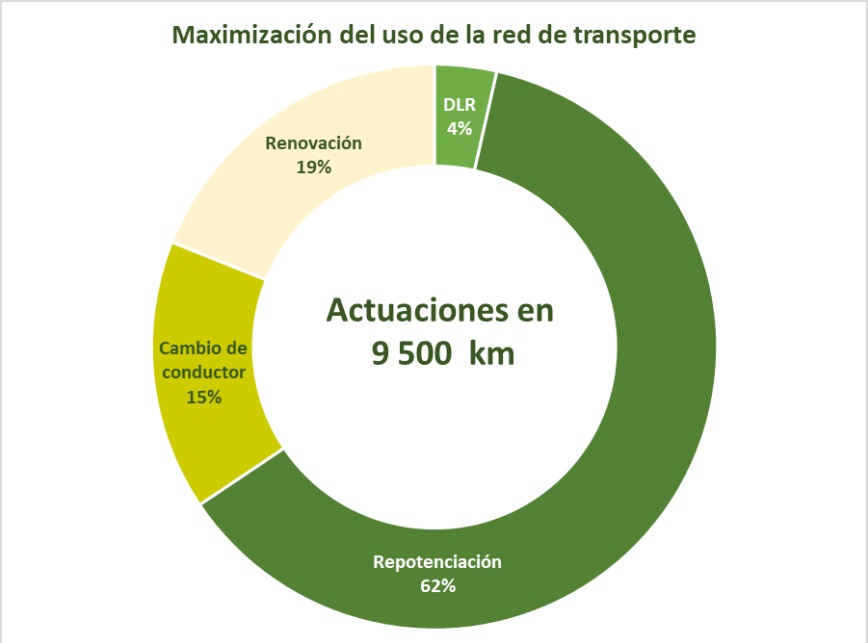

Figura 9. Actuaciones de mejora en la red existente para maximizar su uso

Adicionalmente a las infraestructuras planificadas para el periodo 2025-2030 se han identificado como necesarias tras el horizonte 2030 dos nuevas interconexiones con Francia por la zona central de los Pirineos en línea con lo reflejado en el PNIEC, nuevos apoyos a la red de distribución con el fin de acompañar adecuadamente el crecimiento asociado al desarrollo de vivienda en la zonas sudeste de Madrid (Los Cerros, Berrocales y Valdecarros), sudoeste de Madrid (Retamar y Villaviciosa) y este de Madrid (Espinillos), un mallado entre Badajoz y Córdoba para el refuerzo del suministro de los Valles de Los Pedroches y Guadiato, el refuerzo de la zona de Olván para conexión de potenciales nuevos consumos y almacenamiento y resolver las restricciones de evacuación en el Pirineo, y refuerzos en la zona media de Navarra, cercana al municipio de Sangüesa, para dar apoyo a la conexión de potenciales nuevas demandas. Se ha identificado como necesaria también una nueva conexión submarina entre las islas de Gran Canaria y Fuerteventura, que integre el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura con el sistema eléctrico de Gran Canaria con el fin de proporcionar mayor estabilidad y eficiencia en el suministro eléctrico de dichas islas. Por último, también se prevén necesarios refuerzos para la alimentación eléctrica de infraestructuras estratégicas de la futura red de hidrógeno, en particular en Zamora, La Rioja, Tarragona, Barcelona y Cantabria.

A la vista de la evolución de las necesidades y como resultado del proceso de audiencia e información pública previsto, se analizará la potencial inclusión en la planificación en el horizonte 2030 o en el anexo que recoja actuaciones más allá de dicho año, tanto las infraestructuras recogidas en el párrafo anterior como otras que se puedan suscitar durante el mencionado trámite en función del grado de madurez, viabilidad de los proyectos, periodo de ejecución de los mismos y necesidad temporal de alimentación del proyecto.