



PCI 9.1.2.

Interconector de Hidrógeno Portugal-España

Resumen no técnico

El contenido de esta publicación es responsabilidad exclusiva de Enagás y REN y no refleja necesariamente la opinión de la Unión Europea.



Cofinanciado por
la Unión Europea

Contenidos

1. Antecedentes e hitos en el desarrollo del hidrógeno verde	3
1.1 Contexto europeo.	3
1.2 Contexto nacional.	4
1.2.1 Contexto en Portugal	4
1.2.2 Contexto en España	5
2. El hidrógeno verde	6
2.1 ¿Qué es?	6
2.2 ¿Cómo se produce?	6
2.3 Ventajas del hidrógeno verde	6
2.4 Beneficios socioeconómicos: Portugal	7
2.5 Beneficios socioeconómicos: España	7
2.6 Usos y aplicaciones del hidrógeno verde.	8
2.7 El hidrógeno verde, reto y oportunidad	8
3. Presentación del proyecto	9
3.1 REN.	9
3.2 Enagás Infraestructuras de Hidrógeno (EIH)	9
3.3 Interconector de Hidrógeno Portugal-España (PCI 9.1.2.)	9
3.4 Principales infraestructuras del proyecto	10
3.4.1 Ducto de hidrógeno	11
3.4.2 Estación de compresión	13
3.5 Calendario del proyecto	14
3.6 El corredor ibérico del hidrógeno: proyectos PCI europeos	15
4. Ámbito geográfico	16
4.1 Celorico da Beira (Portugal)	16
4.2 Zamora (España)	18
5. Principales impactos del proyecto y medidas de mitigación . . .	19
5.1 Principales impactos del proyecto	19
5.2 Medidas de mitigación	20
6. Plan Conceptual de Participación Pública (PCPP).	21
6.1 ¿Qué es el Plan Conceptual de Participación Pública?	21
6.2 Funciones de los agentes implicados	22
6.3 Desarrollo del Plan Conceptual de Participación Pública	22
7. Procedimiento de concesión de autorizaciones reglamentarias .	23
7.1 Procedimiento reglamentario en Portugal	23
7.2 Procedimiento reglamentario en España	24
8. Información adicional.	25
8.1 Información adicional: Portugal	25
8.2 Información adicional: España	25

1. Antecedentes e hitos en el desarrollo del hidrógeno verde

El compromiso con la lucha contra el cambio climático recogido en la política energética europea y nacional pone de manifiesto la necesidad de una transición hacia una economía y un modelo de energía descarbonizados, lo que supone un profundo cambio de paradigma en el modelo energético, en el que la soberanía energética es una prioridad para Europa y España.

El hidrógeno verde emerge como el vector energético que permitirá descarbonizar la industria y el transporte pesado, fundamentalmente, reemplazando a los combustibles fósiles.

Este nuevo contexto exige el desarrollo de las infraestructuras necesarias para:

- **Acercar la oferta y la demanda** y posibilitar la penetración del hidrógeno verde en el *mix* energético.
- Conseguir el **almacenamiento de energía** que habilite la adecuación de los suministros energéticos con un *mix* renovable, caracterizado por una alta variabilidad y una escasa capacidad de gestión.
- Garantizar la **competitividad de la industria** en un escenario que avanza hacia ser NetZero en 2050.

1.1 Contexto europeo

El Acuerdo de París de 2015 y la **Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas** marcaron el inicio de una agenda global comprometida con la sostenibilidad y la lucha contra el cambio climático, que implica la transformación del modelo económico-energético para avanzar hacia la descarbonización.

La Comisión Europea confirmó su compromiso estratégico con esta agenda y con la transición

energética con la presentación, en diciembre de 2019, del Pacto Verde Europeo (Green Deal), un paquete de iniciativas políticas cuyo objetivo es situar a la Unión Europea (UE) en el camino hacia la neutralidad climática (cero emisiones netas) de aquí a 2050. Con el Pacto Verde Europeo, la UE se convirtió en la primera región a escala mundial en adquirir un compromiso de cero emisiones netas a largo plazo, reforzando su posición de liderazgo en la lucha mundial contra el cambio climático. El Consejo Europeo refrendó el Pacto, reconociendo que **todas las políticas pertinentes de la UE deben estar en consonancia con el objetivo de neutralidad climática.**

En febrero del año 2022, la guerra de Ucrania supuso un cambio de paradigma energético. Dos semanas después de la invasión de Rusia, **la Unión Europea presentó el Plan REPowerEU**, que dotaba al continente de una política energética común con la seguridad de suministro, la descarbonización y la competitividad como grandes pilares. Como recurso limpio y autóctono, Europa apuesta por el hidrógeno verde como aliado fundamental para su autonomía estratégica y para ser Net Zero en 2050. Y establece con REPowerEU **un objetivo de consumo en el continente de 20 millones de toneladas de hidrógeno renovable en 2030.**

En 2025 la Unión Europea ha reforzado el compromiso con el hidrógeno verde y sus infraestructuras, y está consiguiendo avances muy significativos:

- La Comisión Europea ha propuesto, en el Marco Financiero Plurianual 2028-2034, destinar 30.000 M€ de su mecanismo CEF-E, en comparación con los 6.000 M€ anteriores, para apoyar entre otros proyectos, las infraestructuras de hidrógeno renovable.
- La asignación total de fondos europeos al desarrollo del Proyecto de Ley de Aceleración del hidrógeno en el primer semestre de 2025 es de 1.242 M€, 992 M€ de la 2ª Subasta del **Banco Europeo del Hidrógeno** y 250 M€ de fondos CEF-E.
- Este año también se ha lanzado la Plataforma de Energía y Materias Primas de la UE con el objetivo de acelerar la creación de un mercado europeo de hidrógeno y derivados (amoníaco, metanol y eSAF), orientado al desarrollo de infraestructuras.

- Se ha completado el marco normativo que regula las emisiones del hidrógeno limpio con la Publicación del Acto Delegado UE 2023/1184 y Acto Delegado UE 2023/1185 que completa la normativa ya publicada sobre RFNBOs (por su siglas en inglés, combustibles renovables de origen no biológico).
- En mayo de 2025 se dieron a conocer los resultados de la segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, en la que **España destacó como país con mayor número de proyectos presentados y adjudicados**, y con el precio medio de producción más competitivo.
- **Portugal celebró su primera subasta de gases renovables (biometano e hidrógeno verde) en enero de 2025, con una asignación total de 140 millones de euros** durante diez años, financiada por el Fondo Ambiental. Los resultados de la subasta en el segmento de hidrógeno verde fueron completamente adjudicados, contratándose la totalidad de los 120 GWh/año al precio base de 127 €/MWh. Los proyectos se dividieron entre la inyección en la red de transporte de gas a alta presión y la red de distribución de gas a media/baja presión. Los principales adjudicatarios aseguraron volúmenes de producción que oscilan entre 5.000 y 30.000 MWh/año. Los proyectos adjudicados disponen ahora de hasta 36 meses para comenzar a inyectar gases renovables en la red nacional.
- La inyección de hidrógeno verde en la infraestructura gasista portuguesa se considera relevante para el arranque del mercado del hidrógeno y la descarbonización del sistema gasista antes de que se produzca una demanda y producción masiva de hidrógeno. En esta línea, el Gobierno portugués designó a REN Gás como Operador Provisional de la Red de Transporte (HTNO) en junio de 2025.

1.2 Contexto nacional

1.2.1 Contexto en Portugal

Portugal ha desarrollado una hoja de ruta nacional para el despliegue del hidrógeno (EN-H2) como un elemento clave de la transición energética portuguesa hacia la neutralidad de carbono. El Programa de la

Hoja de Ruta para la Neutralidad de Carbono 2050 (RCN) y el Plan Nacional de Energía y Clima 2030 (PNEC), diseñados por el Gobierno portugués, definen los objetivos para lograr una **fuerte reducción de las emisiones de CO₂**, con el objetivo adicional de garantizar la sostenibilidad energética para las futuras generaciones, en línea con el Acuerdo de París.

Teniendo en cuenta los objetivos gubernamentales para la inyección de hidrógeno en las infraestructuras de gas natural para 2025 y 2030, así como las trayectorias indicativas para 2040 y 2050, se han iniciado varias líneas de financiación nacional (POSEUR, PRR, Innovation Fund, etc.), lo que impone a los operadores de red la necesidad de evaluar la compatibilidad con gases renovables, ya que se espera que algunos proyectos se conecten a la infraestructura nacional de gas en 2025. Las primeras inyecciones en el sistema de transporte están previstas para el cuarto trimestre de 2026.

Desde la publicación del PNEC y la RCN, el Gobierno portugués ha estado publicando un marco legal y regulatorio para acompañar la transición energética. Dado que esta documentación está disponible, REN ha decidido resumir el marco legal relevante disponible.

Estrategia Nacional portuguesa del Hidrógeno (EN-H2):

La Estrategia Nacional portuguesa para el Hidrógeno (EN-H2) es la fuente oficial de iniciativas para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Portugal. Entre ellas, destacan las medidas legales y regulatorias que proporcionan una base sólida y confiable para sostener e impulsar el despegue del hidrógeno. La implementación del plan se divide en tres fases que cubren distintos períodos de tiempo.

Decreto-Ley Portugués 62/2020 (DL 62/2020):

El Decreto-Ley 62/2020 establece la organización y el funcionamiento del Sistema Nacional de Gas (SNG) y los regímenes legales aplicables a la recepción, almacenamiento y regasificación del gas natural licuado (GNL).

Se prevé la incorporación de gases de origen renovable y gases de bajo contenido en carbono en las redes del SNG, permitiendo su descarbonización en el consumo doméstico e industrial. Esta incorporación también contribuye a evitar que las

redes concesionadas queden obsoletas, permitiendo su uso continuado.

La producción de gases renovables y de bajo carbono se establece como una actividad liberalizada, con bajos requisitos administrativos y con la regulación adecuada para garantizar la seguridad del suministro del SNG. El productor de estos gases puede utilizarlos para cualquier fin: autoconsumo, inyección en la red pública de gas, suministro por cisterna a consumidores industriales o privados, exportación o aplicación en el sector del transporte/movilidad.

El DL 62/2020* reconoce cada vez más a los gases renovables, en particular al hidrógeno, como vectores energéticos modernos, limpios y versátiles, promoviendo así **una transición energética que apuesta por el desarrollo económico nacional, la competitividad y la sostenibilidad.**

Aunque toda la legislación mencionada está programada para entrar en vigor a corto plazo, aún no existe legislación específica sobre el hidrógeno en Portugal, salvo las regulaciones generales recientemente publicadas para el transporte y la distribución:

- Reglamento de la Red Nacional de Transporte de Gas, publicado en el *Diário da República* n.º 51/2025, Serie 2, de 13 de marzo de 2025.
- Reglamento de la Red Nacional de Distribución de Gas, publicado en el *Diário da República* n.º 42/2025, Serie 2, de 28 de febrero de 2025.

(*) Fuente: <https://files.dre.pt/1s/2020/08/16800/0000800160.pdf?lang=EN>

1.2.2 Contexto en España

El Gobierno de España ha trasladado el marco de política energética europea al ámbito nacional. Plenamente alineada con el Pacto Verde Europeo, España cuenta desde febrero de 2019 con el **Marco Estratégico de Energía y Clima**, que constituye la herramienta clave para lograr el objetivo de descarbonizar la economía española, y mediante el cual se dota de un marco normativo y jurídico a las medidas que faciliten el cambio hacia un modelo económico sostenible y competitivo que contribuya a frenar el cambio climático.

Los principales elementos de este Marco son: la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP), la Estrategia contra la Pobreza Energética, y la Estrategia de Transición Justa. Estos elementos se encuentran reforzados por toda una serie de estrategias y hojas de ruta sectoriales, como la **Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable**.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, aprobado en septiembre de 2024 en Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), eleva la ambición en el despliegue de las energías renovables e incrementa al 74% el objetivo de consumo de hidrógeno para la industria española en 2030, frente al 42% que recoge la Directiva RED III. De un consumo de aproximadamente 650.000 toneladas, unas 500.000 serían de hidrógeno renovable.

Además, el PNIEC triplica la potencia de electrolizadores para la producción de hidrógeno renovable prevista en el anterior plan de 2021 hasta los 12 GW en 2030, y marca el objetivo de que para entonces un 17,26% de los combustibles utilizados por el transporte español sean renovables de origen no biológico, como el hidrógeno.

Estos objetivos ponen de manifiesto que el hidrógeno renovable es un proyecto país en el que España tiene una oportunidad histórica de convertirse en el **hub** europeo que producirá el hidrógeno verde más competitivo y que podrá hacer llegar al resto del continente.

El PNIEC destaca el desarrollo de la red interior de hidrógeno y el corredor internacional H2med como infraestructuras estratégicas.

2. El hidrógeno verde

2.1 ¿Qué es?

El hidrógeno es el elemento químico más abundante del planeta y está presente en el 75% de toda la materia de la tierra. Suele encontrarse junto con otros elementos químicos como el oxígeno formando agua, o el carbono formando otros compuestos orgánicos, como los hidrocarburos.

El hidrógeno verde es un vector energético limpio (no genera emisiones), autóctono y versátil, lo que lo convierte en el aliado perfecto para la descarbonización de muchos sectores clave de la economía, especialmente aquellos para los que la electrificación no es una solución viable, como la industria intensiva o el transporte pesado.

Este vector energético es una pieza clave para agilizar el proceso de transición energética y favorecer una futura economía con cero emisiones netas. Por todo ello, el hidrógeno verde es imprescindible para alcanzar los objetivos de descarbonización, seguridad de suministro y soberanía energética definidos por la Unión Europea en el Plan REPowerEU.

2.2 ¿Cómo se produce?

El hidrógeno verde se produce mediante la electrólisis del agua en unos dispositivos llamados electrolizadores que utilizan electricidad para separar el agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Cuando esta electricidad proviene de fuentes renovables, como la solar o la eólica, el hidrógeno resultante se denomina “verde” o “renovable” debido a su bajo impacto ambiental. Este proceso, que cumple con los actos delegados y las directivas europeas, no emite CO_2 , lo que lo convierte en una opción clave para reducir las emisiones.

Los electrolizadores se pueden clasificar en distintos tipos, de los cuales los que se están utilizando principalmente son los denominados alcalinos y los PEM (membrana de intercambio de protones). Los primeros son más adecuados para procesos

industriales con suministro eléctrico estable, debido a que responden con menor rapidez a los cambios en la demanda de electricidad. En cambio, los electrolizadores PEM tienen la capacidad de operar con alta eficiencia y responder rápidamente a la variabilidad eléctrica, por lo que son la mejor opción para las energías renovables como la solar y la eólica.

Gracias a la versatilidad y capacidad del hidrógeno verde para ser almacenado y transportado, es posible desacoplar los procesos de producción y consumo, pudiendo ser producido en un sitio y utilizado en otro en el momento que se necesite.

2.3 Ventajas del hidrógeno verde

El hidrógeno verde aporta numerosas ventajas en distintos ámbitos y en toda la cadena de valor, desde la sostenibilidad ambiental hasta su contribución al tejido económico y el desarrollo tecnológico:

- **Reduce emisiones:** al no emitir CO_2 durante su producción, es clave en la lucha contra el cambio climático.
- **Es versátil:** puede ser utilizado en todos los sectores, especialmente en aquellos difícilmente electrificables como la industria intensiva en procesos con altas temperaturas, la producción industrial de acero y fertilizantes o el transporte pesado.
- **Almacena energía:** es eficaz para almacenar energía renovable, permitiendo su uso cuando la producción es baja. Ayuda, por lo tanto, a gestionar la intermitencia de energías como la solar y la eólica, proporcionando estabilidad.
- Es **autóctono, abundante** y clave para mejorar la competitividad de la industria.
- **Reduce la dependencia energética** de los combustibles importados al ser producido localmente a partir de fuentes renovables como la solar y la eólica.
- **Puede ser transportado y almacenado de manera eficiente**, lo que facilita su integración en la infraestructura energética existente.

2.4 Beneficios socioeconómicos: Portugal

Los proyectos liderados por REN están plenamente alineados con los objetivos estratégicos establecidos en la Estrategia Nacional del Hidrógeno (EN-H2) y el Plan Nacional de Energía y Clima 2030 (PNEC 2030). Se espera que estas iniciativas generen importantes beneficios socioeconómicos, incluyendo la creación de empleo cualificado, la reindustrialización de regiones estratégicas a lo largo del trazado del ducto, el desarrollo de una cadena de valor nacional del hidrógeno y la atracción de inversión europea. Tanto la EN-H2 como el PNEC 2030 destacan el potencial del hidrógeno verde para reducir la dependencia energética externa, mejorar la competitividad nacional, fomentar la innovación tecnológica y promover la cohesión territorial.

Según la EN-H2, se espera que el hidrógeno verde:

- Cree empleos cualificados, especialmente en zonas industriales y logísticas.
- Desarrolle una nueva cadena de valor industrial y tecnológica.
- Reduzca la dependencia energética externa.
- Aumente la competitividad de la economía nacional.
- Promueva la cohesión territorial, con proyectos en regiones menos desarrolladas.
- Permita el acceso a financiación europea, como el PRR y el CEF.

Según el PNEC 2030, el hidrógeno verde también:

- Servirá como un vector clave de descarbonización en sectores difíciles de electrificar.
- Apoyará la creación de polos industriales del hidrógeno, como por ejemplo, el de Sines.

- Promoverá la innovación y la I+D en tecnologías de electrólisis, almacenamiento y transporte.
- Contribuirá al crecimiento económico sostenible, con impactos positivos en el PIB y el empleo.

2.5 Beneficios socioeconómicos: España

El desarrollo del hidrógeno verde contribuye a la reindustrialización y la innovación, y atraer inversión socialmente responsable.

La red de infraestructuras de hidrógeno de España y de las conexiones internacionales tendrán un efecto tractor en múltiples sectores de la economía nacional y supondrán la creación de nuevas oportunidades de negocio con un impacto positivo significativo en la economía de España y en el territorio:

- Impulsará el crecimiento y la competitividad de los territorios. Contará con una inversión bruta hasta 2030 de **3.310 M€**^(*). En concreto, CelZa supondrá una inversión total de en torno a 350 millones de euros.
- Ayudará al desarrollo industrial y tecnológico, impulsando la creación de una industria del hidrógeno y la generación de **tejido empresarial innovador** en España.
- Se crearán alrededor de **17.200 nuevos puestos de trabajo** durante la construcción de la red y se mantendrán aproximadamente 900 empleos en las fases de operación y mantenimiento. (*). Para H2med (CelZa y BarMar) se estiman en torno a 1.700 nuevos puestos de trabajo durante la construcción y 300 en la fase de operación y mantenimiento.

(*) Fuente: Informe "Impacto socioeconómico del desarrollo de la economía del hidrógeno en España", elaborado por PwC para Enagas (2023).

2.6 Usos y aplicaciones del hidrógeno verde

En la siguiente infografía se muestra el camino que recorre el hidrógeno renovable desde que se produce hasta su utilización final en diferentes sectores.



Ilustración 1: El camino del hidrógeno verde

Algunos de los usos más frecuentes de este vector energético son:

- 1 Industrial**
Este vector energético permitirá a la industria minimizar su huella ambiental
- 2 Movilidad**
El hidrógeno verde permitirá descarbonizar el transporte pesado, uno de los sectores que más CO₂ emite a la atmósfera y mejorar la calidad del aire
- 3 Residencial**
Hidrógeno verde para consumo doméstico y comercial.
- 4 Vector de almacenamiento de energía**
Hará posible aprovechar el excedente de producción renovable.
- 5 Generación de electricidad**
En momentos de máxima demanda eléctrica, como sustituto del gas natural a futuro.

2.7 El hidrógeno verde, reto y oportunidad

La Península Ibérica está excelentemente posicionada para convertirse en el primer **hub** de hidrógeno verde de la Unión Europea gracias a su gran capacidad de generación renovable, su posición geográfica privilegiada, su capacidad tecnológica industrial y su potente red de infraestructuras y amplia experiencia en su gestión.

El desarrollo de este vector energético representa una gran oportunidad para España y Portugal. Para ello se están dando grandes pasos para:

- Construir una economía del hidrógeno competitiva, que permita la creación de un mercado líquido.

- Contar con claridad regulatoria y financiación europea para asegurar un mercado integrado.
- Apostar por la investigación y la innovación para escalar tecnologías existentes que garanticen la eficiencia de este mercado.
- Fomentar la colaboración público-privada y facilitar sinergias y alianzas entre empresas que agilicen la transición energética y el desarrollo sostenible.
- Avanzar de manera cohesionada e involucrar en el proceso a toda la cadena de valor del hidrógeno verde.

3. Presentación del proyecto

3.1 REN

En consonancia con el Paquete de Descarbonización del Mercado del Hidrógeno y del Gas de la Unión Europea, Portugal ha designado a REN como gestor provisional de la red de hidrógeno, o *Hydrogen Transmission Network Operator* (HTNO), para el tramo portugués del proyecto. Este proceso se estableció mediante la publicación del Aviso n.º 930-A/2025 en el *Diário da República* el 21 de mayo de 2025.

El aviso invita a presentar manifestaciones de interés por parte de entidades capaces de asumir, de forma transitoria, las responsabilidades de planificación, desarrollo y gestión de la infraestructura de la red nacional de hidrógeno. Esta designación transitoria permanecerá vigente hasta la completa transposición de la Directiva (UE) 2024/1788 al ordenamiento jurídico portugués y la posterior designación permanente del HTNO.

El proceso se rige por los principios de transparencia, competencia e interés público, y forma parte del compromiso de Portugal en el marco del Plan de Recuperación y Resiliencia (PRR) para acelerar el despliegue de infraestructuras de hidrógeno renovable. El HTNO provisional también garantizará la representación de Portugal en la creación de la Red Europea de Operadores de Redes de Hidrógeno (ENNOH).

Este hito regulatorio proporciona el marco institucional necesario para apoyar proyectos estratégicos como **CelZa**, permitiendo a Portugal acceder a financiación europea, coordinar infraestructuras transfronterizas y contribuir al desarrollo del mercado de hidrógeno de la UE.

3.2 Enagás Infraestructuras de Hidrógeno (EIH)

En abril de 2022, Enagás constituyó la sociedad Enagás Infraestructuras de Hidrógeno, a través de la que la compañía separa sus funciones como operador de infraestructuras de gas natural, *Transmission System Operator* (TSO), de la gestión de infraestructuras de hidrógeno.

El objetivo de esta sociedad es el desarrollo, construcción y operación de infraestructuras destinadas a satisfacer la necesidad de transporte y almacenamiento de hidrógeno, en línea con la legislación, los planes y las hojas de ruta nacionales y europeas.

En diciembre de 2023, Enagás fue designado por el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, como gestor provisional de la red de hidrógeno, o **Hydrogen Transmission Network Operator** (HTNO), para el tramo español del proyecto.

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), en julio de 2024 se habilitó a **Enagás Infraestructuras de Hidrógeno (EIH)** para el ejercicio provisional de las funciones de desarrollo de los Proyectos de Interés Común (PCI) europeo de redes de hidrógeno. Estas funciones incluyen desde la solicitud de autorización, la construcción y puesta en servicio, hasta la vigilancia y mantenimiento de las infraestructuras de transporte y almacenamiento de hidrógeno reconocidas como PCI.

3.3 Interconector de Hidrógeno Portugal-España (PCI 9.1.2.)

El **Proyecto de Interés Común Europeo PCI. 9.1.2. “Interconector de Hidrógeno Portugal-España”**

tiene por objetivo la conexión de un ducto de transporte de hidrógeno entre las localidades de Celorico da Beira (Portugal) y Coreses (de la provincia de Zamora, España), con una capacidad total de 0,75Mt anuales de hidrógeno.

Este ducto, denominado H2med – **CelZa**, está formado por una canalización enterrada con una longitud total de aproximadamente **270 km**, los cuales estarían repartidos en:

- 86 km en España.
- 184 km en Portugal.

En este mismo proyecto se contempla una **estación de compresión (EC)** en el término municipal de Coreses (Zamora) de una potencia aproximada de **30 MW**.

3.4 Principales infraestructuras del proyecto

La interconexión de hidrógeno entre Portugal y España estará compuesta por las siguientes infraestructuras:

- **Ducto de hidrógeno** constituido por un conjunto de tuberías soterradas y sus instalaciones auxiliares de superficie, denominadas posiciones de válvulas.
- **Estación de compresión**, conformada por un conjunto de compresores accionados por motores eléctricos y sus líneas de alta tensión para suministro eléctrico

Esta red de interconexión entre ambos países, H2med-CelZa, se completará con la conexión a la infraestructura interior de hidrógeno en Portugal (*Proyecto PCI 9.1.1.*), a la infraestructura interior de hidrógeno en España (*Proyecto PCI 9.1.3.*) y con la red de interconexión entre España y Francia (*Proyecto PCI 9.1.4.*), denominada esta última como H2med-BarMar, a través de un ducto submarino que conecta las localidades de Barcelona y Marsella.

A esta red de ductos y estaciones de compresión se le suman dos proyectos para almacenamiento subterráneo de hidrógeno en territorio nacional (*Proyectos PCI 9.24.1. Hydrogen Storage North-1 y 9.24.2. Hydrogen Storage North-2*).

En términos de seguridad, **el diseño de la red cumplirá con todas las normativas y estándares**

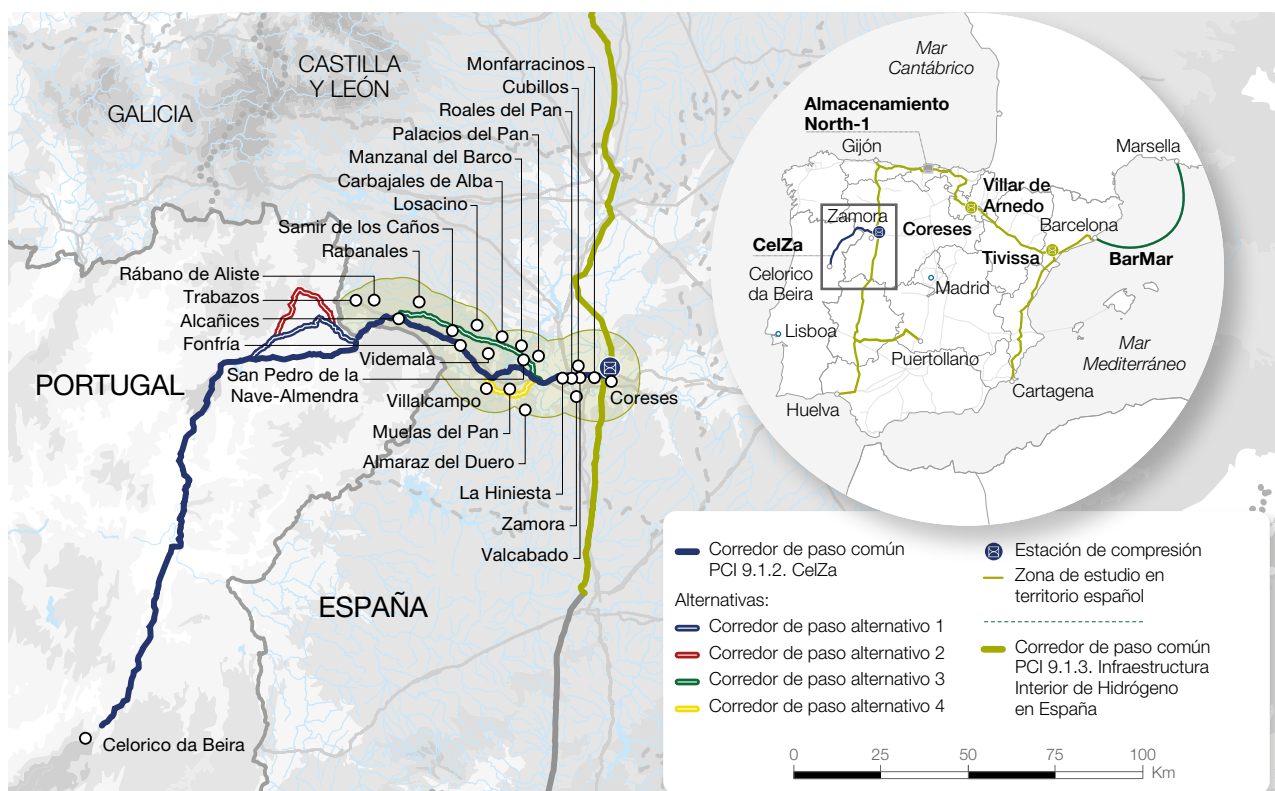


Ilustración 2: Detalle de las principales rutas de hidrógeno en Portugal y España

internacionales y nacionales aplicables y vigentes para las infraestructuras de transporte de hidrógeno.

Adicionalmente, el diseño definitivo será objeto de revisión específica mediante la realización de los distintos estudios de seguridad, análisis de riesgos, etc, exigibles al proyecto, cumpliendo así con los distintos reglamentos, legislación, normativas y códigos de aplicables y **verificando la seguridad e integridad de todas las personas e infraestructuras** durante la operación de estas.

3.4.1 Ducto de hidrógeno

La tecnología utilizada para el transporte del hidrógeno desde su lugar de producción hasta los puntos de consumo, tanto por criterios de seguridad de la población como por criterios económicos y ambientales, es la conducción enterrada.

En el caso concreto del PCI 9.1.2. se ha conformado **un tramo de ducto de nueva construcción y 28" (711 mm) de diámetro.**

A continuación, se especifican las características técnicas de la conducción:

- Diámetro de la conducción: 28 pulgadas (711 mm).
- Material de la conducción: acero de alto límite elástico.
- Revestimiento externo y protección interna de la conducción.
- La conducción irá enterrada a lo largo de todo su recorrido, con una cobertura mínima de 1 m. sobre la generatriz superior de la conducción.
- Protección anticorrosiva mediante sistema de corriente impresa.

Revestimiento exterior del ducto	Proporciona protección ante las condiciones del terreno
Revestimiento interior del ducto	Proporciona protección, facilita la limpieza interna y reduce el rozamiento interno del fluido

El ducto quedará enterrado de la siguiente manera, acompañado por un bitubo para facilitar el tendido del cable de comunicaciones de control y de seguridad.

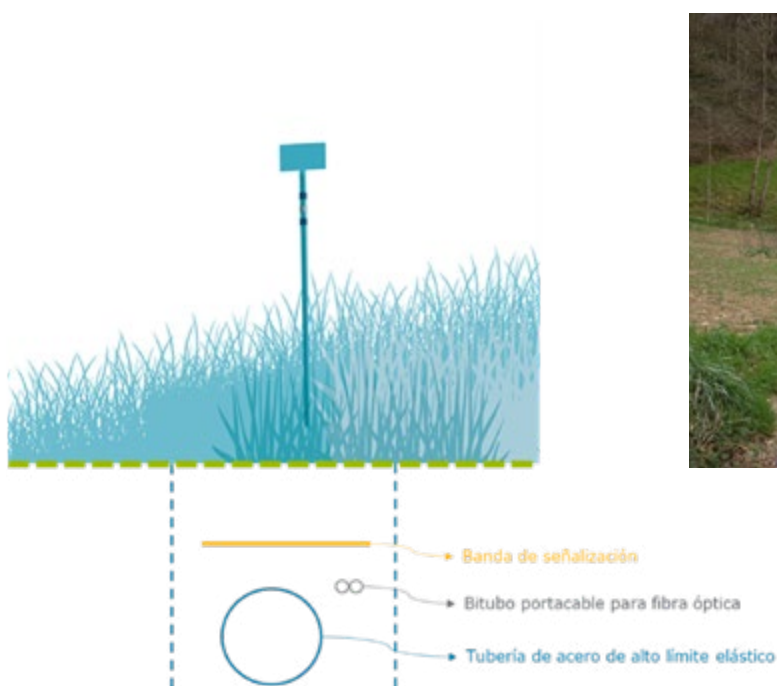


Ilustración 3: Detalle de la sección de la instalación de la tubería, la fibra óptica y la banda de señalización.

Durante la fase de construcción se requiere la realización de una pista de trabajo de dimensiones suficientes para poder realizar las obras necesarias para el tendido de la canalización e instalaciones auxiliares. Esta ocupación será de **carácter temporal**, mientras se ejecuta la obra, y será restituida a su estado original una vez finalicen los trabajos.

Durante la fase de operación de la instalación se establecerán unas zonas con ciertas limitaciones de uso que aparecen en la infografía que se muestra a continuación:

Se constituirá una servidumbre permanente de paso sobre una franja de terreno de un ancho de dos metros a cada lado del eje de la canalización, cuya finalidad es facilitar el acceso del personal para

labores de vigilancia y mantenimiento. En esta zona no se permitirá la plantación de árboles o arbustos de tallo alto, ni la realización de trabajos de arada o similar a una profundidad que pueda afectar a la canalización

Adicionalmente, la red contará con un conjunto de posiciones de válvulas, instalaciones que permiten la segmentación y bloqueo de un tramo de ducto por motivos de mantenimiento y de seguridad, y otras instalaciones auxiliares que posibilitan la operación y la integridad del sistema.

Por encima de la infraestructura física, se dispone de una capa de sistemas de control y de gestión del mantenimiento para permitir la supervisión, operación y mantenimiento de manera eficiente y segura de todas las instalaciones.

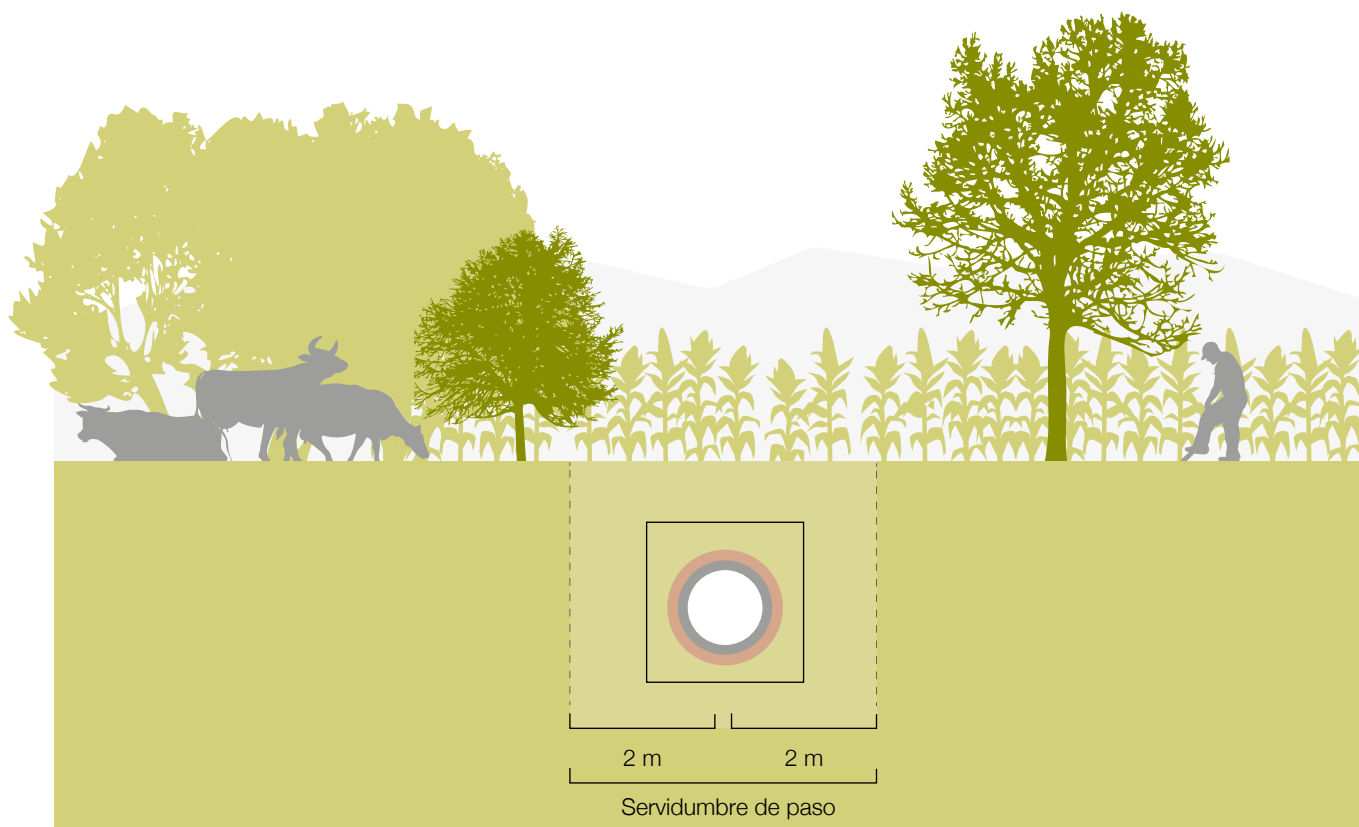


Ilustración 3: Detalle de la sección de la instalación de la tubería, la fibra óptica y la banda de señalización.

3.4.2 Estación de compresión

Una estación de compresión es una instalación similar a una estación de bombeo de agua que cuenta con compresores que permiten dar energía, en forma de presión, al hidrógeno con el objeto de que este pueda ser transportado a larga distancia a través de los ductos.

El hidrógeno, antes de su paso por los compresores, se somete a un proceso de filtración para eliminar partículas que puedan afectar al funcionamiento e integridad de los equipos principales.

Una vez filtrado, el hidrógeno pasa a través del sistema de tuberías de la instalación hasta las unidades de compresión en las que se sube su presión a la requerida, en cada momento. El accionamiento de los compresores se realiza mediante motores eléctricos.

Dado que el proceso de compresión eleva también la temperatura del hidrógeno, antes de su devolución al sistema de transporte, este debe ser enfriado. Para ello se emplean aero-enfriadores.

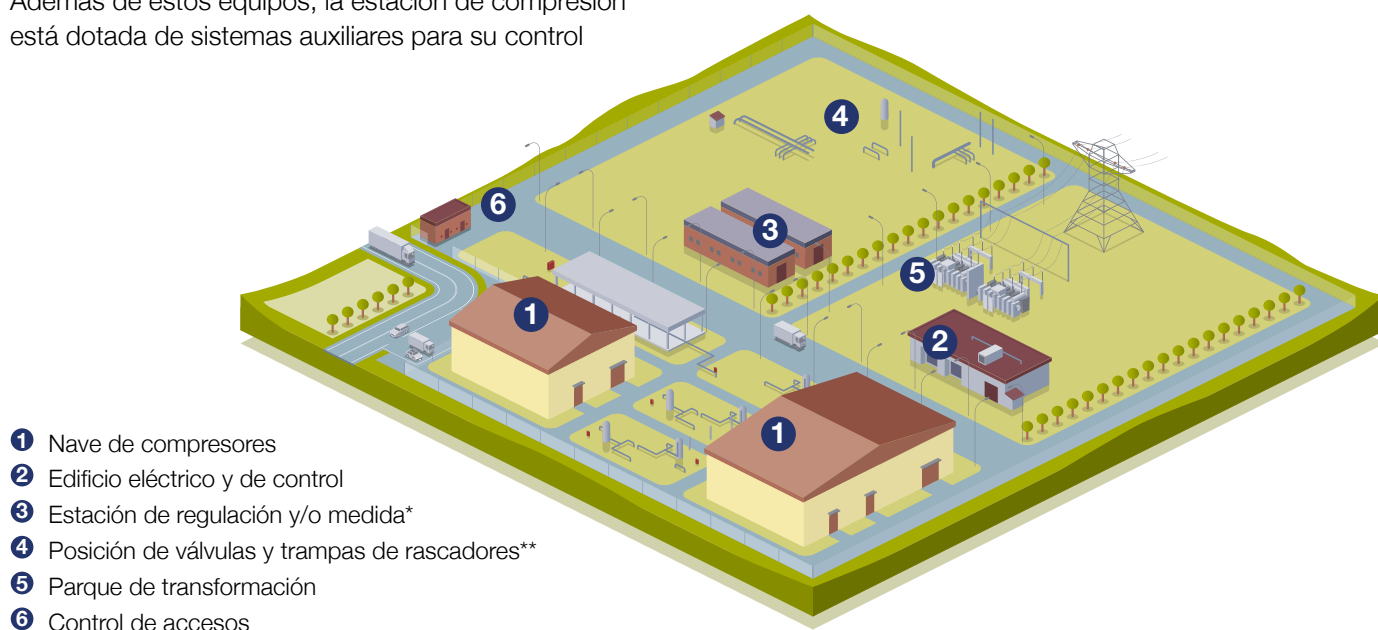
Además de estos equipos, la estación de compresión está dotada de sistemas auxiliares para su control

y mando, uno de distribución de energía eléctrica para los distintos consumidores de la planta, varios de seguridad y uno para garantizar la integridad patrimonial de la instalación.

La ubicación e implantación habitual de este tipo de instalaciones suele realizarse en una parcela de entre cinco y ocho hectáreas aproximadamente. Las dimensiones finales serán determinadas durante el desarrollo de los estudios de ingeniería de los proyectos.

El **Proyecto PCI 9.1.2. “Interconector de Hidrógeno Portugal-España”** contempla una estación de compresión (EC) al final del ducto. Su localización es coincidente con la estación de compresión del Proyecto PCI 9.1.3. “Infraestructura interior de hidrógeno en España”, la cual se ubicará en el término municipal de Coreses (Zamora).

En dicha localización se realizará la interconexión entre ambos proyectos para posibilitar el transporte del hidrógeno procedente de Portugal a lo largo de la red de ductos del territorio nacional.



- ❶ Nave de compresores
- ❷ Edificio eléctrico y de control
- ❸ Estación de regulación y/o medida*
- ❹ Posición de válvulas y trampas de rascadores**
- ❺ Parque de transformación
- ❻ Control de accesos

* Instalaciones de entrada o salida de hidrógeno al sistema de transporte

** Instalaciones de conexión con los ductos de transporte

Ilustración 4: plano tipo de una estación de compresión.

3.5 Calendario del proyecto



3.6 El corredor ibérico de hidrógeno: proyectos PCI europeos

Esta infraestructura de transporte de hidrógeno entre Portugal y España y la interconexión entre España y Francia (BarMar) forman H2med, el primer corredor de hidrógeno verde de la Unión Europea, que conectará el hidrógeno renovable producido en la Península Ibérica con los puntos de consumo del centro de Europa.

H2med está impulsado por los gobiernos de España, Portugal, Francia y Alemania y cuenta con el apoyo de la Comisión Europea.

Los operadores de transporte de las redes gasistas de España (Enagás), Portugal (REN), Francia (NaTran y Teréga) y Alemania (OGE) son los socios

promotores del proyecto. H2med tendrá una capacidad de exportación de 2 Mt anuales a través BarMar, equivalentes al 10% de la producción de hidrógeno esperada en Europa en 2030 según el Plan REPowerEU.

La infraestructura interior de hidrógeno en España y Portugal, las interconexiones de H2med (CelZa y BarMar) y los Almacenamientos North 1 y North 2 han sido designados por la Comisión Europea como Proyectos de Interés Común europeo (PCI) según la primera convocatoria para proyectos de hidrógeno de abril de 2024. Además, la Agencia Ejecutiva Europea de Clima, Infraestructuras y Medio Ambiente (CINEA) concedió, en enero de 2025, el 100% de los fondos Connecting Europe Facility (CEF) Energy solicitados por Enagás para la fase de estudios de las infraestructuras, lo que supone unos fondos de 75,8 millones de euros.

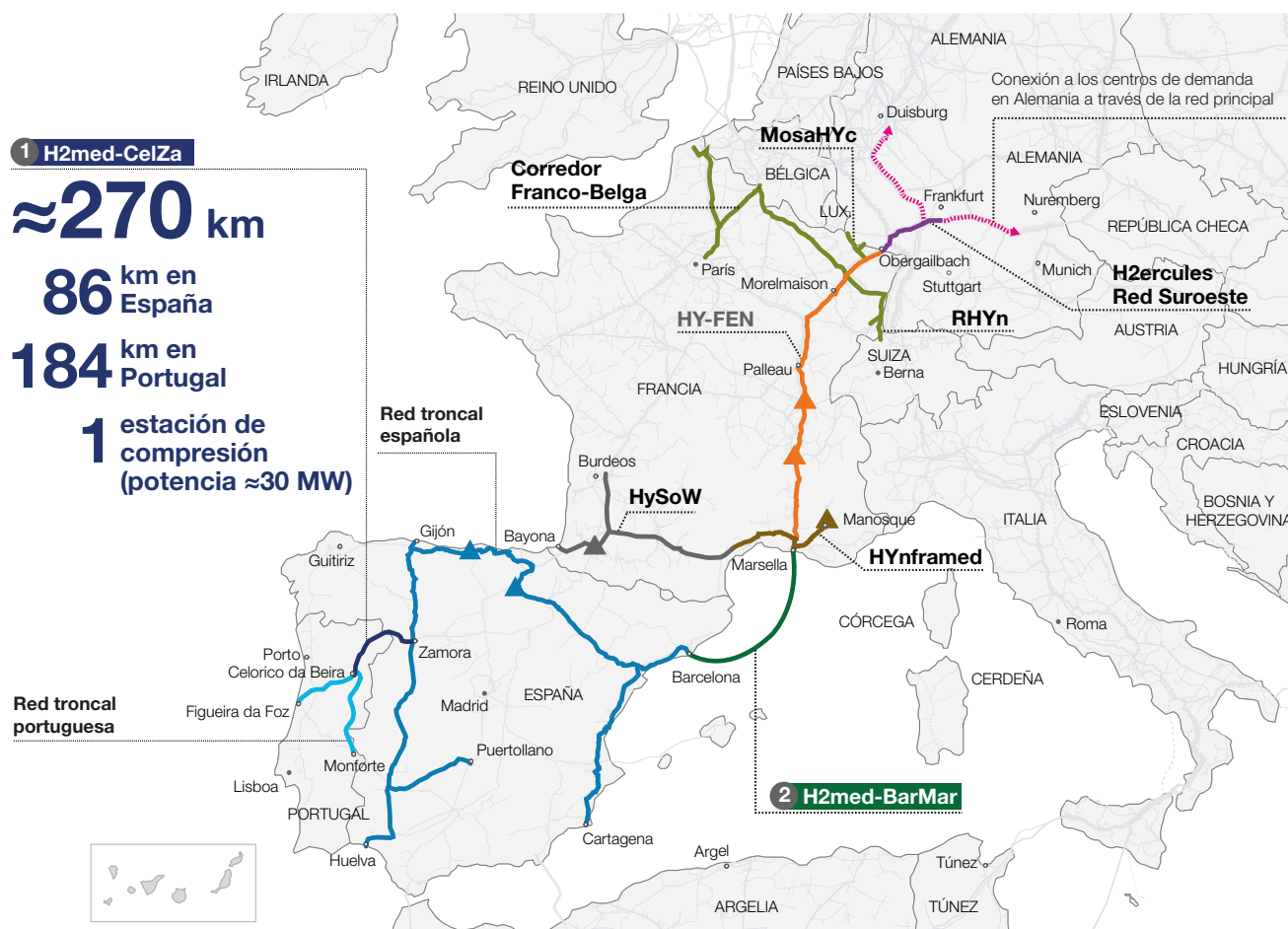


Ilustración 5: Detalle de las principales rutas de hidrógeno en Europa (Fuente: Enagás).

4. Ámbito geográfico

La determinación del corredor de paso del ducto de hidrógeno que formará parte de este PCI, Interconector de hidrógeno Portugal-España, se ha realizado en base a las siguientes premisas:

En primer lugar, la infraestructura debe ser capaz de unir la canalización procedente de Portugal, desde la frontera, con la red interior de ductos española para la importación y exportación del hidrógeno.

Una vez planteado el alcance de la red, siempre que sea técnica y administrativamente posible, se procurará ubicar el corredor de paso lo más cercano y paralelo posible a otras infraestructuras existentes, como gasoductos u otro tipo de infraestructuras lineales.

Así mismo, se evitará que los corredores de paso:

- Se localicen o discurran próximos a núcleos urbanos y zonas de alta densidad de población, concentración de vehículos y personas.
- Generen interferencias con los Planteamientos Generales de Ordenación del Territorio de los diferentes Términos Municipales afectados o con Concesiones Mineras a cielo abierto.
- Sean incompatibles con las infraestructuras aeronáuticas, viarias, ferroviarias, hidráulicas, existentes o en fase de proyecto o de construcción.
- Se ubiquen en áreas clasificadas como Espacios Naturales Protegidos, lugares de Interés Comunitario (LIC) o Zonas de Especial Protección de Aves (ZEPA) para asegurar la compatibilidad con la conservación de la fauna y la flora.
- Provoquen interferencias o no minimicen afecciones al Patrimonio Histórico Cultural y Arqueológico.
- Se emplacen en zonas geológicamente inestables.

Respecto a la ubicación de la estación de compresión, una cuestión primordial que condiciona el emplazamiento de este tipo de instalaciones es la determinación del punto de la red en el que debe insertarse para asegurar el cumplimiento de las condiciones operativas de diseño.

Una vez determinada dicha cuestión, un emplazamiento adecuado para esta instalación debe eludir las zonas más sensibles desde el punto de vista ambiental y social. A la hora de diseñar las alternativas de emplazamiento de la estación de compresión, siempre se considera que la mejor opción es ubicarla junto a una estación de compresión de gas natural para facilitar el aprovechamiento de parte de las instalaciones existentes.

En aquellos casos donde la instalación junto a una estación de compresión de gas existente resulte inviable o poco aconsejable técnica y/o ambientalmente, se estudiarán otras alternativas de ubicación cercanas a la misma.

4.1 Celorico da Beira (Portugal)

El eje y el tramo del proyecto atraviesan el territorio de los distritos de Guarda y Bragança.

Para definir el área de estudio o los corredores, se han tenido en cuenta las siguientes restricciones:

- El punto de conexión fronterizo con el tramo del ducto en España (límite de batería) está definido por la parte del proyecto asignada a España (Enagás). Este punto se ubicará en el municipio de Vimioso (Vale dos Frades).
- El tramo avanza por los distritos de Guarda y Bragança en dirección noreste hacia Zamora (España).
- Se presentan diferentes alternativas de diseño final del ducto, que serán evaluadas en función de su idoneidad desde el punto de vista constructivo y medioambiental.

A continuación, se muestran las tres alternativas evaluadas:

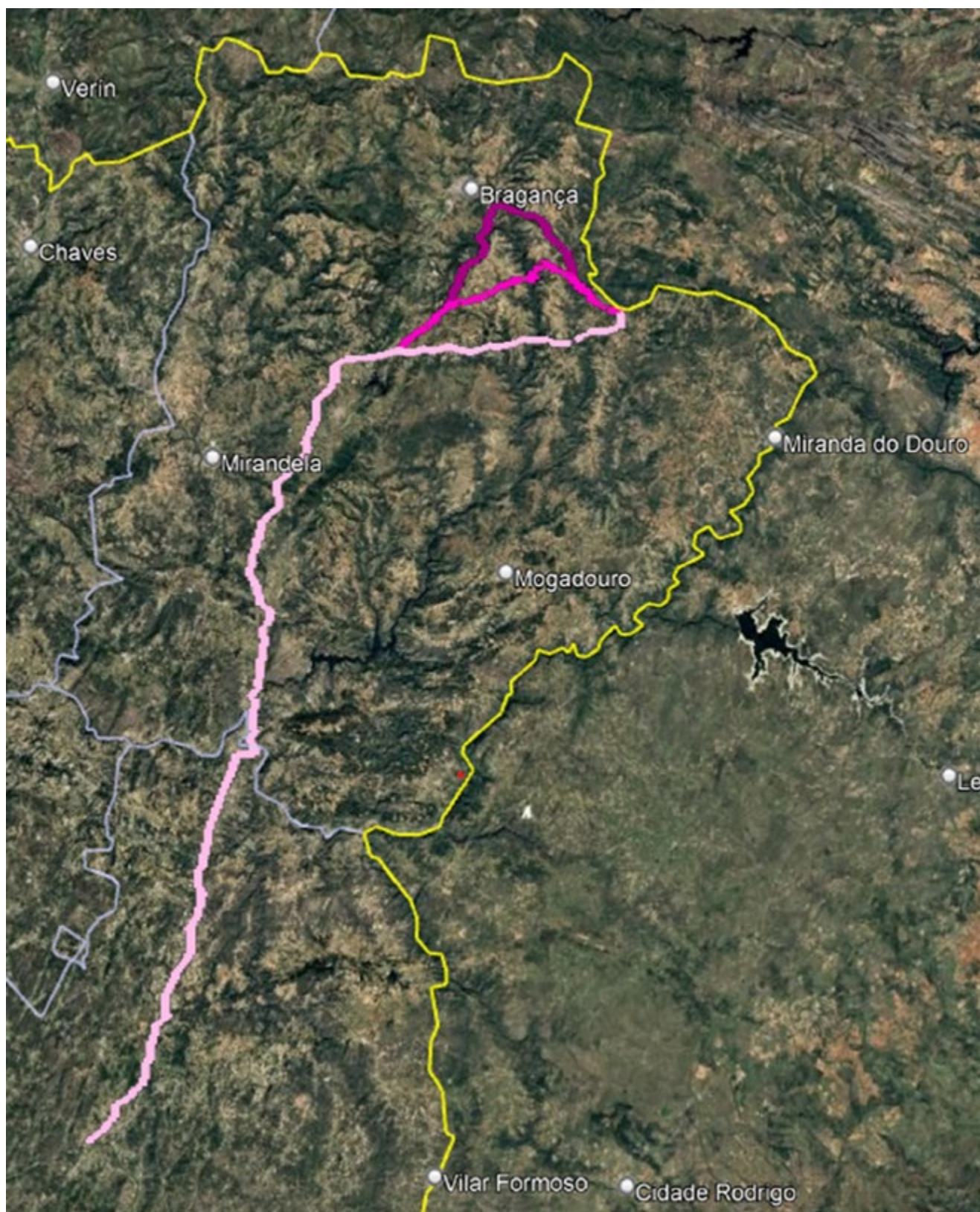


Ilustración 6: Detalle de las tres opciones de trazado alternativas para el proyecto CelZa en Portugal.

La longitud total aproximada del proyecto completo es de **270 km, de los cuales unos 184 km serán instalados en territorio portugués y 86 km en territorio español.**

4.2 Zamora (España)

El eje y tramo del proyecto se desarrolla íntegramente en la provincia de Zamora, la **única provincia española en la que tendrán lugar los trabajos de ejecución del proyecto.**

Para definir la zona de estudio o pasillos se han tenido en cuenta los siguientes condicionantes:

- El punto de conexión fronterizo con el tramo de ducto portugués (límite de batería) viene

definido por la parte del proyecto asignada a Portugal (REN). Este punto estará localizado en el municipio de Trabazos (Zamora).

- El tramo avanza a lo largo de la provincia de Zamora en dirección sureste hacia Coreses (Zamora).
- En Coreses se ubica la conexión del tramo del proyecto con la estación de compresión asociada al mismo.
- Se presentan diferentes alternativas de diseño final del ducto, a valorar su adecuación desde el punto de vista constructivo y medioambiental.

A continuación, se muestran las tres alternativas de trazado valoradas:



Ilustración 7: Detalle de las tres opciones de trazado alternativas para el proyecto CelZa en España.

5. Principales impactos del proyecto y medidas de mitigación

5.1 Principales impactos del proyecto

En general, los **impactos serán temporales** y estarán localizados en el entorno donde se ubica el proyecto durante el periodo de obras y dependerán de la tipología de las instalaciones. Aunque todavía haya que realizar un análisis detallado en fases posteriores, hasta el momento **no se ha detectado ninguna variable ambiental que pueda afectar a la viabilidad del proyecto.**

A priori, todas las afecciones ambientales pueden considerarse compatibles o de impacto moderado, sin identificar ninguna que pueda incidir significativamente en el entorno, siempre que se implementen las correspondientes medidas preventivas y correctoras.

Se analizará en detalle la metodología y posibles afecciones del cruce con la Red Natura 2000, con el objetivo de gestionar adecuadamente este punto clave del corredor de paso del ducto de hidrógeno, junto con el cruce con ríos principales.

En relación con la evaluación de los impactos potenciales del cambio climático en el proyecto, considerando las características de las instalaciones y las medidas preventivas y correctoras, se deduce que **la vulnerabilidad global del proyecto frente a los riesgos físico-climáticos es baja.**

A continuación, se identifican los principales impactos que plantean los diferentes elementos del proyecto:

Suelo. El impacto potencial podrá relacionarse con el movimiento de tierras durante la construcción, que podría afectar a la cubierta vegetal y, en caso de fuertes pendientes, posibles problemas de erosión.

En menor medida, se podría producir la modificación edáfica de los terrenos y la impermeabilización de los terrenos de las instalaciones de superficie, lo que podría suponer la pérdida de suelo natural y la alteración del régimen natural de escorrentía.

Atmósfera. Durante la fase de construcción, podrían emitirse partículas de polvo originadas por el movimiento de maquinaria y la generación de ruido. En la fase de operación, podría producirse ruido por los equipos que integran las estaciones de compresión.

Hidrología. Durante la fase de construcción podría producirse de forma temporal algún impacto por el cruce con los distintos cursos hídricos afectados por el corredor de paso del ducto. En menor medida, se podría producir la modificación de la red de drenaje derivada de la implantación de las instalaciones de superficie.

Geomorfología. Se producirán modificaciones de carácter temporal en el relieve de la zona afectada por las obras debido a la formación de la pista de trabajo, especialmente en ciertos cruces con cursos hídricos, las cuales serán restituidas a su estado original tras la finalización de los trabajos. Para las instalaciones de superficie se requerirá una plataforma de dimensiones reducidas para su implantación.

Vegetación. El proyecto podría provocar la pérdida de la cubierta vegetal en la zona de ubicación de las estaciones de compresión y en la construcción de la pista de trabajo y de nuevos accesos.

Fauna. Durante la fase de construcción, la fauna se podrá ver afectada por el trasiego de maquinaria y personas y, durante la fase de operación de las estaciones de compresión, por el ruido generado por estas. La pérdida potencial de hábitat por la eliminación de vegetación en la zona de ocupación podría provocar el desplazamiento de determinadas poblaciones de animales.

Patrimonio cultural. La medida más eficaz de evitar o minimizar los impactos que podrían originarse por la posible afección directa sobre los elementos patrimoniales existentes, es el emplazamiento del proyecto lo más alejado posible de los activos patrimoniales conocidos e inventariados.

Paisaje. Los posibles impactos en el paisaje serán consecuencia de las afecciones en la vegetación y dependerán de la calidad y fragilidad visual del paisaje.

Uso de recursos energéticos. Durante la construcción y la operación se requerirá el consumo de recursos energéticos. Este aspecto será especialmente relevante durante la fase de operación en las estaciones de compresión, pues el accionamiento de los compresores requiere un uso intensivo de energía eléctrica.

Generación de residuos. Por lo general, podrían producirse durante la fase de construcción pequeñas cantidades de residuos peligrosos asociados al mantenimiento de la maquinaria de obra y de los equipos de las instalaciones (aceites, pinturas, etc.), que serán tratados de manera específica para asegurar la protección de los suelos y las aguas, evitando cualquier riesgo de contaminación. También podría producirse la generación de fracciones de residuos sólidos urbanos (embalajes, cartones, maderas, etc.) en cantidades mayores, especialmente durante las obras.

Áreas protegidas o de especial interés. Se aplicarán medidas preventivas y correctoras para minimizar el impacto sobre los mismos. Se prevén afecciones a espacios naturales protegidos a nivel nacional o autonómico y a la Red Natura 2000 u otros espacios protegidos mediante acuerdos internacionales.

5.2 Medidas de mitigación

La identificación y evaluación de los posibles impactos permiten definir las medidas preventivas y correctoras necesarias para minimizar sus consecuencias, actuando en las distintas fases de desarrollo del proyecto: diseño, construcción, operación y clausura y abandono.

Durante los estudios de detalle se determinarán las medidas preventivas y correctoras para asegurar que la incidencia ambiental del proyecto sea plenamente compatible con los imperativos legales de aplicación, especialmente en lo referente a integración paisajística de los elementos en superficie, además de la flora por la que se declaran hábitats y la fauna protegida.

La principal medida preventiva adoptada es considerar los diferentes condicionantes ambientales que presentan los elementos del proyecto en el territorio, eligiendo el emplazamiento óptimo para las estaciones de compresión y el corredor de paso de menor impacto ambiental para los ductos.

Se proponen una serie de medidas cuya finalidad es:

- Aprovechar en mayor medida las oportunidades que brinda el medio en aras a un menor impacto ambiental.
- Anular, atenuar, evitar, corregir o compensar los efectos que las actuaciones derivadas del proyecto puedan producir sobre el medio ambiente en el entorno de aquellas.
- Incrementar, mejorar y potenciar los efectos positivos que pudieran existir.

Las medidas a introducir se basarán en la siguiente tipología:

- **Medidas preventivas:** las establecidas por la legislación vigente y las que sin estar establecidas se toman para evitar la aparición del efecto de los elementos definitorios de la actividad (generación de residuos, vertidos, emisiones, etc.).
- **Medidas correctoras:** dirigidas a anular, atenuar, corregir o modificar las acciones y efectos sobre el medio una vez finalizadas las obras.

Medidas preventivas en la fase de diseño

- Aprovechar la infraestructura viaria y energética, en especial gasoductos y líneas eléctricas, existente para los corredores de paso del ducto de hidrógeno y de las líneas eléctricas a las estaciones de compresión, minimizando la afección a las masas de vegetación arbórea.
- Elegir un punto de cruce con cursos hídricos que no afecte la vegetación y fauna asociada.
- Minimizar la afección a los espacios naturales.

Medidas preventivas durante la construcción

Las principales medidas preventivas durante la fase de construcción serán las siguientes, quedando siempre supeditadas a las medidas complementarias que se requieran por los órganos ambientales competentes:

- Mantenimiento adecuado de la maquinaria utilizada.
- Correcta gestión y mantenimiento de suelos vegetales con limitación de trabajos de obra y maquinaria cercana a cursos hídricos.
- Protección de la vegetación durante la ejecución de las obras.
- Estudio, prospecciones y comprobación de la presencia de especies protegidas con el posible ajuste de calendario de trabajos por época reproductiva de especies.
- Señalización de la zona de obra y prohibición de vertido de cualquier tipo de residuo.

Medidas correctoras

Una vez se han finalizado los trabajos de instalación del ducto de hidrógeno, de las posiciones, de las líneas eléctricas y de las estaciones de compresión se procede a la restitución del terreno y de los cursos hídricos que consiste en:

- El restablecimiento de la topografía existente y reposición de la capa de tierra vegetal en el lugar donde la había antes de comenzar los trabajos y retirada de cualquier residuo.
- En los cursos hídricos cruzados a cielo abierto, se procede a la restauración del cauce y márgenes y a la limpieza de restos de materiales de desecho o escombros que serán gestionados según la normativa.

Una vez concluidas las labores de restitución, se procede con los trabajos de restauración de la vegetación que consiste en la realización de todas aquellas labores encaminadas al restablecimiento y recuperación de la vegetación tales como plantaciones, hidrosiembras, reposición de mallas, etc.

6. Plan Conceptual de Participación Pública (PCPP)

En cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento TEN-E de la Unión Europea (Reglamento EU 2022/869), se establece la obligatoriedad, por parte del promotor del proyecto en cada territorio, de desarrollar un plan de participación pública que informe e involucre a la ciudadanía y a las partes interesadas en la toma de decisiones sobre un Proyecto de Interés Común (PCI) en el ámbito energético.

6.1 ¿Qué es el Plan Conceptual de Participación Pública?

La participación o consulta pública persigue los siguientes objetivos:

- Incluir la sensibilidad ambiental y social de la población desde la fase cero del proyecto.
- Asegurar que no se tome ninguna decisión relevante sin consultar al público interesado.
- Hacer accesible la información relevante sobre el proyecto, de forma fácilmente comprensible por parte de los ciudadanos y sin tecnicismos.
- Informar del derecho a participar y de la forma en que se puede ejercer este derecho a todo el público interesado.
- Establecer un canal de comunicación directo para las dudas de la población con los responsables y expertos de cada fase y áreas de un proyecto de complejidad extraordinaria.
- Involucrar al público desde el inicio del proceso de la toma de decisiones y de forma continuada, facilitando la comprensión de la información del proyecto, explicando de forma clara y transparente la necesidad del proyecto y definiendo los temas a tratar en las distintas fases del proyecto. Las actividades deben realizarse en

un lenguaje comprensible y accesible a toda la población, poniendo en valor cómo se han tenido en cuenta las variables ambientales, sociales y paisajísticas.

- Obtener información útil del público interesado.
- Justificar la opción adoptada y la forma en que se ha incorporado la aportación del público.
- Posibilitar formas de consulta y participación ciudadana amplias con el fin de informar del derecho a participar y de cómo ejercer ese derecho desde el inicio hasta el final del procedimiento.
- Posibilitar que la diversidad de opiniones tenga canales de expresión a través de las instancias de participación ciudadanas organizadas para la discusión del proyecto.
- Identificar de forma anticipada conflictos potenciales y favorecer las acciones que resuelvan los mismos.
- Considerar las aportaciones de la comunidad en la descripción de las condiciones territoriales, ambientales y sociales potencialmente afectadas a la hora de proceder a la selección de alternativas del proyecto.

6.2 Funciones de los agentes implicados

Las funciones de los agentes implicados en el proceso de participación:

Funciones de los promotores

- Desarrollo de un Plan Conceptual para la Participación Pública.
- Dotar los recursos necesarios para el proceso de participación pública.
- Asegurar que los ciudadanos disponen de oportunidades adecuadas para participar.
- Garantizar que la información presentada a los ciudadanos sea clara, completa, verídica y comprensible.

- Tomar en consideración los puntos de vista de los ciudadanos.
- Dar debida atención y respuesta a los comentarios, recomendaciones e intereses de los ciudadanos.
- Buscar el consenso.
- Tomar las decisiones finales.

Funciones de las partes interesadas

- Tomar parte activa en el proceso de participación.
- Adquirir conciencia de los distintos intereses y visiones que confluyen en el territorio y entender la necesidad de buscar soluciones de consenso.
- Contribuir desde su perspectiva particular a mejorar y enriquecer las propuestas.

6.3 Desarrollo del Plan Conceptual de Participación Pública

El proceso se realizará de la siguiente manera:

En el Procedimiento Previo se realizará la consulta pública y ciudadana, con la finalidad de informar a todas las partes interesadas sobre el proyecto en una fase temprana y ayudar a determinar las alternativas más adecuadas y las cuestiones pertinentes que deban abordarse en el expediente de solicitud.

Dentro de este proceso de consulta pública, el promotor del proyecto debe elaborar y desarrollar un Plan Conceptual de Participación Pública, en el que se tomará en consideración cualquier forma de participación y consulta pública.

Durante esta fase se informará a las autoridades nacionales, autonómicas y locales, propietarios del suelo y los ciudadanos que habiten en las proximidades del proyecto, el público general y sus asociaciones, organizaciones o grupos.

El Plan Conceptual de Participación Pública contará, como mínimo, con los siguientes elementos informativos:

■ **El folleto informativo** del proyecto que contendrá:

- Descripción general del objetivo.
- El calendario del proyecto.
- La ruta sujeta a estudio.
- Los impactos previstos.
- Las medidas paliativas.
- Plan de desarrollo de las infraestructuras.
- Plataforma de transparencia.
- Manual de procedimiento.

Este folleto informativo presentará de forma clara y concisa los contenidos relacionados anteriormente, indicando el sitio web del proyecto, así como los datos de contacto para consulta.

■ **Sitio web del proyecto** que contendrá:

- El folleto informativo.
- Este resumen no técnico, que se actualizará de forma periódica, en el que se recoja la situación actual del proyecto y en el que se indique de forma clara las modificaciones respecto a versiones anteriores.
- La programación del proyecto y de la consulta pública, las fechas y lugares de las consultas públicas y audiencias.
- Los datos de contacto para poder obtener documentos.
- Los datos de contacto destinados a expresar observaciones y objeciones.

Esta página web la establecerá y actualizará regularmente el promotor del proyecto y estará vinculada a la página web de la Comisión Europea.

■ **Jornadas participativas:** Se invitará al público a jornadas informativas presenciales, donde

se pondrá a su disposición toda la información relevante del proyecto, y los asistentes podrán manifestar y comentar lo que estimen oportuno.

Como punto final de esta consulta pública, el promotor de la infraestructura dispondrá de información suficiente sobre el ámbito de estudio y sobre las afecciones del proyecto como para plantear una solución que, cumpliendo con los requisitos técnicos del proyecto, permita la mejor integración posible de la infraestructura en el territorio desde los puntos de vista ambiental, social, etc.

El promotor del proyecto **preparará un informe final** en el que resumirá los resultados de las actividades relacionadas con la participación del público antes de la presentación del expediente de solicitud. El promotor del proyecto presentará dicho informe junto con el expediente de solicitud a la autoridad competente. Se tendrán debidamente en cuenta dichos resultados en la decisión global.

7. Procedimiento de concesión de autorizaciones reglamentarias

7.1 Procedimiento reglamentario en Portugal

La Evaluación de Impacto Ambiental (AIA – Avaliação de Impacte Ambiental) es un instrumento preventivo fundamental en la política ambiental de Portugal. Analiza de forma integrada los posibles impactos directos e indirectos derivados de la ejecución de proyectos públicos o privados y sus alternativas. Su principal objetivo es apoyar la toma de decisiones sobre la viabilidad ambiental, mediante la definición e implementación de medidas para evitar, minimizar o compensar dichos impactos, promoviendo decisiones más sostenibles.

La AIA también incluye el seguimiento de los proyectos, con el fin de verificar la eficacia de las medidas adoptadas y comprender los impactos reales, y garantiza la participación pública, asegurando la transparencia, la aceptación social y la implicación de las distintas partes interesadas en el proceso de toma de decisiones.

El Régimen Jurídico de Evaluación de Impacto Ambiental (RJAIA – Regime Jurídico de AIA) establece un conjunto de tipos de proyectos, enumerados en los Anexos I y II del Decreto-Ley n.º 151-B/2013, de 31 de octubre, en su redacción actual, que transpone al ordenamiento jurídico nacional la Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011. Para estos tipos de proyectos se fijan umbrales y criterios que determinan de forma objetiva la obligatoriedad de someterse al proceso de AIA. Estos umbrales y criterios son generalmente más estrictos para los proyectos que afectan, total o parcialmente, a zonas sensibles (según el artículo 2 del RJAIA, se consideran zonas sensibles las áreas protegidas, los sitios de la Red Natura 2000, las zonas de protección del patrimonio clasificado o en proceso de clasificación, entre otras).

El proceso de AIA comienza con la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA – Estudo de Impacte Ambiental), que es presentado por el promotor a la Autoridad de AIA (normalmente la APA – Agencia Portuguesa de Medio Ambiente).

Este EIA puede presentarse en la fase de Estudio Previo / Anteproyecto o en la fase de Proyecto de Ejecución. El EIA está sujeto a consulta pública y a la emisión de pareceres por parte de las autoridades competentes, tras lo cual se emite una Declaración de Impacto Ambiental (DIA – Declaração de Impacte Ambiental), favorable o desfavorable, que determina la decisión de licenciamiento del proyecto. La aprobación puede incluir medidas de mitigación, compensación y seguimiento de los impactos identificados. El cumplimiento de la AIA es obligatorio para que el proyecto pueda avanzar a las fases posteriores de licenciamiento y ejecución.

Cuando la AIA se realiza en la fase de Estudio Previo o Anteproyecto (como en el caso de CelZa), la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) incluirá indicaciones de medidas que deben incorporarse al Proyecto de Ejecución, las cuales deberán ser

verificadas en el Informe de Conformidad Ambiental del Proyecto de Ejecución (RECAPE – Relatório de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução). La aprobación del RECAPE concluye con la emisión de una Declaración de Conformidad Ambiental del Proyecto de Ejecución (DCAPE – Declaração de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução).

Tras la fase de Proyecto de Ejecución (con la emisión de la DIA o la DCAPE), la Autoridad de AIA debe implementar un sistema de seguimiento posterior, para verificar el cumplimiento de lo dispuesto en la DIA/DCAPE en relación con el licenciamiento y las medidas recomendadas para las fases de construcción, operación y desactivación.

7.2 Procedimiento reglamentario en España

Posteriormente al proceso de información y participación ciudadana, se debe realizar el oportuno procedimiento de concesión de autorizaciones reglamentarias de acuerdo con el Real Decreto 1434/2002 y la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

El promotor presentará ante el órgano tramitador una solicitud de:

- Autorización administrativa previa (AAP).
- Autorización administrativa de construcción (AAC).
- Declaración de utilidad pública (DUP).
- Declaración de impacto ambiental (DIA).

Las competencias de las tres primeras autorizaciones administrativas (AAP, AAC y DUP) corresponden a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) perteneciente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), siendo su tramitación ante las Áreas o Dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones y/o Subdelegaciones del Gobierno en las provincias donde radique dicha instalación y con la emisión de informe por parte de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia).

Por su parte, las competencias de la autorización ambiental (DIA) son de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental también perteneciente al MITECO.

Para la presentación de estas solicitudes, el promotor deberá elaborar dos documentos principales, el Proyecto de Ejecución y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA). La presentación de dichos documentos se someterá a información pública en las provincias afectadas.

Esta información se comunicará a los ayuntamientos en cuyo término municipal radiquen los bienes

y/o derechos afectados por la instalación, para su exposición al público, así como se informará a las distintas administraciones, organismos o, en su caso, empresas de servicio público o de interés general que tengan o puedan tener bienes o derechos afectados.

Una vez finalizado el proceso, esto es, transcurridos los plazos legales, la realización de los informes técnicos, alegaciones y condicionados, la obtención de la DIA y el informe favorable por la CNMC, la DGPEM ya es competente de resolver las solicitudes de Autorización Administrativa Previa y Constructiva (AAP y AAC) y la declaración de utilidad Pública (DUP).

ANEXO DEL MANUAL PROCEDIMIENTO PCI
Art 10.1.b) Procedimiento concesión autorizaciones
reglamentarias. Reglamento 869/2022

8. Información adicional

8.1 Información adicional: Portugal

Más información sobre el proyecto disponible en:

CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio
(www.ren.pt/pt-pt/atividade/principais-projetos/celza-e-eixo-nacional-de-transporte-de-hidrogenio)

H2med - Europe's first major green hydrogen corridor
(<https://h2medproject.com/>)

8.2 Información adicional: España

Enagás ha puesto a disposición del público, para la atención de consultas, dudas, reclamaciones y sugerencias, los siguientes canales de comunicación:

CelZa@infraestructurasdehidrogeno.es

(+34) 685 17 08 69 (lunes a viernes de 9:00 a 14:00h.)

Toda la información sobre el proyecto se encuentra disponible en las páginas webs:

<https://www.infraestructurasdehidrogeno.es>

H2med - Europe's first major green hydrogen corridor
<https://h2medproject.com/>



Interconector de Hidrógeno Portugal-España



Cofinanciado por
la Unión Europea