



Cofinanciado por el Mecanismo
«Conectar Europa» de la Unión Europea



PCI 9.1.3

Infraestructura interior de hidrógeno en España

Resumen no técnico

Contenidos

1. Antecedentes e hitos en el desarrollo del hidrógeno verde	3
1.1 Contexto europeo	3
1.2 Contexto nacional	4
2. El hidrógeno renovable	4
2.1 ¿Qué es el hidrógeno renovable?	4
2.2 ¿Cómo se produce?	4
2.3 Ventajas del hidrógeno renovable	5
2.4 Usos y aplicaciones del hidrógeno verde	6
2.5 El hidrógeno verde, reto y oportunidad para España	6
3. Presentación del proyecto	7
3.1 Enagás Infraestructuras de Hidrógeno	7
3.2 Infraestructura interior de hidrógeno en España	7
3.3 Principales infraestructuras del proyecto	8
3.3.1 Ductos de hidrógeno	8
3.3.2 Estaciones de compresión	10
3.4 Calendario del proyecto	11
3.5 El corredor ibérico del hidrógeno: proyectos PCI europeos	12
4. Plan de expansión de la red	13
5. Ámbito geográfico	13
5.1 Andalucía	14
5.2 Aragón	14
5.3 Asturias	15
5.4 Cantabria	15
5.5 Castilla-La Mancha	15
5.6 Castilla y León	16
5.7 Cataluña	16
5.8 Extremadura	17
5.9 La Rioja	17
5.10 Murcia	17
5.11 Navarra	18
5.12 País Vasco	18
5.13 Valencia	18
6. Principales impactos del proyecto y medidas de mitigación previstas	19
6.1 Principales impactos del proyecto	19
6.2 Medidas de mitigación previstas	20
7. Plan de Participación del Público	21
7.1 ¿Qué es la Participación Pública?	21
7.2 Funciones de los agentes implicados	22
7.3 Desarrollo del Plan de Participación del Público	22
8. Procedimiento de concesión de autorizaciones reglamentarias	23
9. Información adicional	24

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 energético 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.

La Unión Europea reforzó el compromiso con el hidrógeno verde y sus infraestructuras y en 2024 consiguió avances muy significativos:

- En abril, la Comisión Europea publicó la lista de **Proyectos de Interés Común europeo** (PCIs), que por primera vez incluye infraestructuras de hidrógeno, y anuncia los resultados de la primera subasta del **Banco Europeo del Hidrógeno** (creado en 2023), que confirmó el potencial de la Península Ibérica para producir el hidrógeno más competitivo de Europa: cinco de los siete proyectos adjudicados eran de España y Portugal.
- En junio, la UE aprueba la **Directiva y el Reglamento de Hidrógeno y Gas Descarbonizado**, decisivos para articular la red europea de hidrógeno.
- En diciembre, el Banco Europeo del Hidrógeno lanza una nueva subasta con un 50% más de fondos, a los que el Gobierno de España añadió 400 millones de euros para apoyar el desarrollo de los proyectos de nuestro país.

La mayoría de los estados miembros de la Unión Europea han dado pasos clave en el año 2024 para el desarrollo de este vector:

17 países ya han publicado sus Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) definitivos con objetivos de potencia de electrólisis (≈52 GW en total).

- 48 proyectos de infraestructuras reconocidos como PCI de hidrógeno.
- ≈ 21.000 km de infraestructuras de PCI de hidrógeno.
- ≈ 60.000 M€ de CAPEX en infraestructuras PCI.

Las infraestructuras de hidrógeno de España formarán parte de la futura red de hidrógeno de Europa, imprescindible para cumplir los objetivos de descarbonización, autonomía energética y competitividad de la Unión Europea.

1.2 Contexto nacional

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 nuestra economía, 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 un **hub** europeo. El PNIEC destaca el desarrollo de la red interior de hidrógeno y el corredor internacional H2med como infraestructuras estratégicas.

2. El hidrógeno renovable

2.1 ¿Qué es el hidrógeno renovable?

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 es 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 renovable

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 del país y el desarrollo tecnológico:

- **Reduce emisiones:** al no emitir CO₂ 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.
- **También puede ser transportado y almacenado de manera eficiente**, lo que facilita su integración en la infraestructura energética existente.

Beneficios socioeconómicos

El impulso del hidrógeno verde puede contribuir a la reindustrialización y la innovación y atraer inversión socialmente responsable.

La red de infraestructuras de hidrógeno de España tendrá un efecto tractor en múltiples sectores de la economía nacional y supondrá la creación de nuevas oportunidades de negocio.

El despliegue de esta infraestructura y de las conexiones internacionales tendrá un impacto positivo significativo en la economía de España y en el territorio:

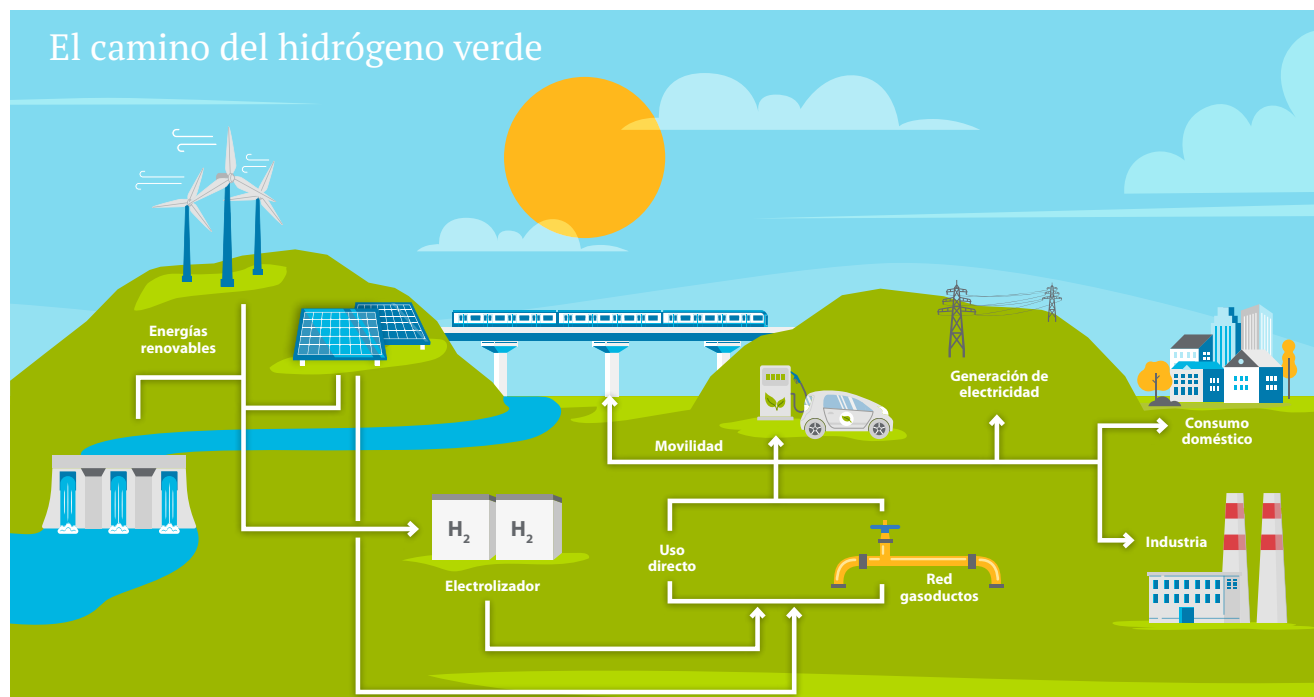
- Impulsará el crecimiento y la competitividad de los territorios. Contará con una inversión bruta hasta 2030 de **3.310 M€**.¹
- Ayudará al desarrollo industrial y tecnológico, impulsando la creación de una industria del hidrógeno y la generación de **tejido empresarial innovador** en España.
- Se crearán 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.²

La economía del hidrógeno en España generará más de 32.000 M€ de PIB y mantendrá unos 81.000 empleos cada año durante su desarrollo.³

^{1,2,3} Fuente: Informe "Impacto socioeconómico del desarrollo de la economía del hidrógeno en España", elaborado por PWC para Enagás (2023)

2.4 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.



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.

2.5 El hidrógeno verde, reto y oportunidad para España

España 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. 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 Enagás Infraestructuras de Hidrógeno

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).

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.

3.2 Infraestructura interior de hidrógeno en España

El Proyecto PCI 9.1.3 “Infraestructura interior de hidrógeno en España” tiene el objetivo de desarrollar una red de ductos de hidrógeno vertebrada a lo largo de la geografía española, que permitirá hacer accesible este gas renovable a los múltiples y dispersos clientes industriales, posibilitando alcanzar los objetivos de descarbonización y minimizando los costes globales del sistema. Además, esta red facilitará el desarrollo de una industria de hidrógeno renovable en España que sea garantía para la producción de volúmenes adicionales que se canalicen a través de las conexiones internacionales hacia otros países de la UE.

Infraestructura interior de hidrógeno en España



3.3 Principales infraestructuras del proyecto

La red interior de hidrógeno de España estará compuesta por las siguientes infraestructuras:

- **Ductos de hidrógeno** constituidos por un conjunto de tuberías soterradas y sus instalaciones auxiliares de superficie, denominadas posiciones de válvulas.
- **Estaciones de compresión**, conformadas por un conjunto de compresores accionados por motores eléctricos y sus líneas eléctricas de alta tensión para suministro.

La red interior se complementará con las conexiones internacionales con Portugal (CelZa) y con Francia (ducto de hidrógeno submarino BarMar), y con dos almacenamientos subterráneos.

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

les 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 riegos, 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.

3.3.1 Ductos 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 con gas a presión.

En el caso concreto del PCI 9.1.3. se ha conformado una red dividida por **15 tramos de ductos, nuevos o adaptados para el transporte de hidrógeno, agrupados en 5 ejes.**

EJE	TRAMO	DIÁMETRO (")	TIPO
Ruta de la Plata ≈ 875 km	Huelva - Mérida	30	Nuevo
	Mérida - Salamanca	26	Adaptado para H2
	Salamanca - León	30	Nuevo
	León-Llanera (incluye ramales)	30	Nuevo
Cantábrico ≈ 440 km	Llanera - Reocín	30	Nuevo
	Reocín-Arrigorriaga	30	Nuevo
	Arrigorriaga-Haro	30	Nuevo
Valle del Ebro ≈ 535 km	Haro-Zaragoza	30	Nuevo
	Zaragoza-Tivissa	30	Nuevo
	Tivissa - P.I. Tarragona - P. BCN	32	Nuevo
Mediterráneo ≈ 505 km	Tivissa - Salzadella	26	Adaptado para H2
	Salzadella-Paterna	26	Adaptado para H2
	Paterna - Agullent	20	Adaptado para H2
	Agullent - Cartagena	16	Nuevo
Castilla-La Mancha ≈ 235 km	Almendralejo - Puertollano	30	Nuevo

Las acciones que se requieran para la adaptación de tramos de la actual red de transporte de gas para el transporte de hidrógeno serán definidas una vez se finalicen los estudios técnicos correspondientes, pudiéndose presentar los siguientes casos:

- No tener que realizar ninguna actuación, cuando el tramo sometido a análisis es apto en su condición actual.
- Utilizar protecciones o refuerzos mecánicos en determinadas zonas.
- Reemplazar de parte del tramo analizado por otro de nueva construcción o realizar variantes de trazado con un nuevo ducto.

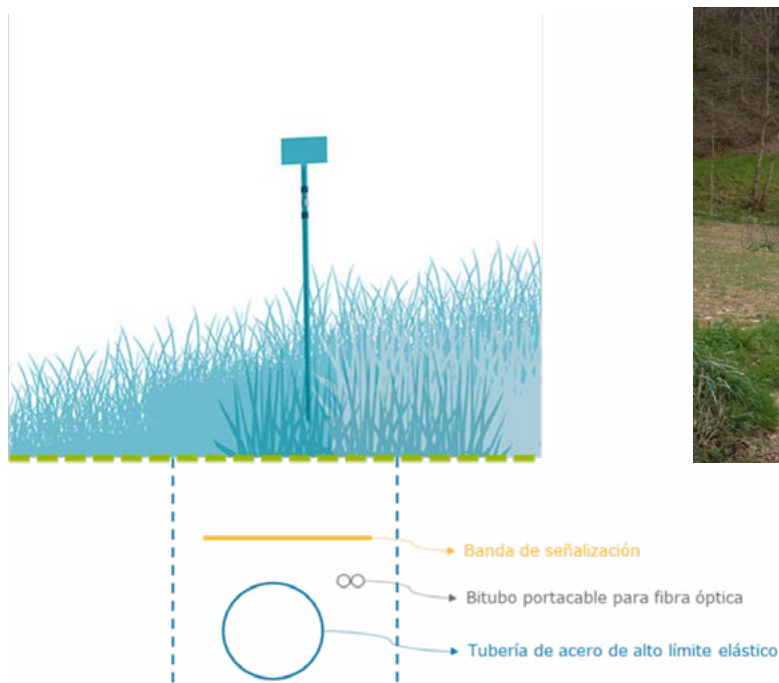
A continuación, se especifican las características técnicas de la conducción:

- Diámetro de la conducción: se utilizarán diámetros desde 16" a 32".
- 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 externo del ducto	Proporciona protección ante las condiciones del terreno
Revestimiento interior del ducto	Proporciona protección y aislamiento entre el ducto y el hidrógeno

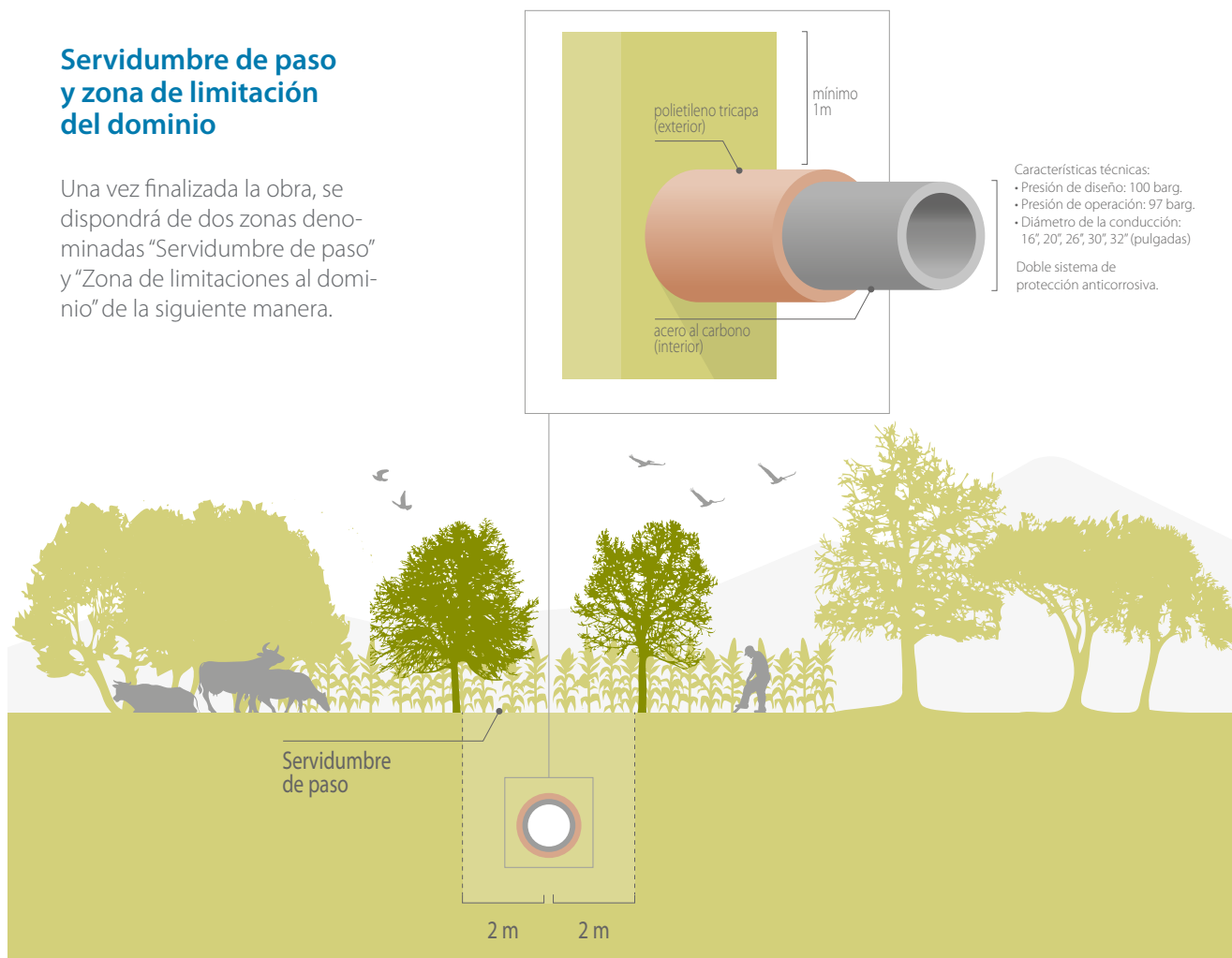
El ducto quedará enterrado de la siguiente manera, acompañado por un bitubo para facilitar el tendido del cable, comunicaciones de control, fibra óptica, y de seguridad.

Para la ejecución de la obra se requiere la implantación sobre el terreno de una pista de trabajo de las siguientes dimensiones. Esta ocupación será de **carácter temporal** mientras se ejecuta la obra y será restituida a su estado original una vez se finalice.



Servidumbre de paso y zona de limitación del dominio

Una vez finalizada la obra, se dispondrá de dos zonas denominadas "Servidumbre de paso" y "Zona de limitaciones al dominio" de la siguiente manera.



En la zona 1 (servidumbre de paso) 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 para facilitar el acceso de personal para labores de vigilancia y mantenimiento. En esta zona no se permitirá la plantación de árboles o arbustos de tallo alto que puedan afectar a las instalaciones de la canalización.

En la denominada Zona 2 o zona de limitaciones al dominio no se permite la realización de obras, construcciones o edificaciones sin permiso de las autoridades competentes.

Adicionalmente la red contará con un conjunto de posiciones de válvulas, una infraestructura que permite la segmentación y bloqueo de un tramo de gasoducto 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.

3.3.2 Estaciones 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 emplea un aero-enfriador.

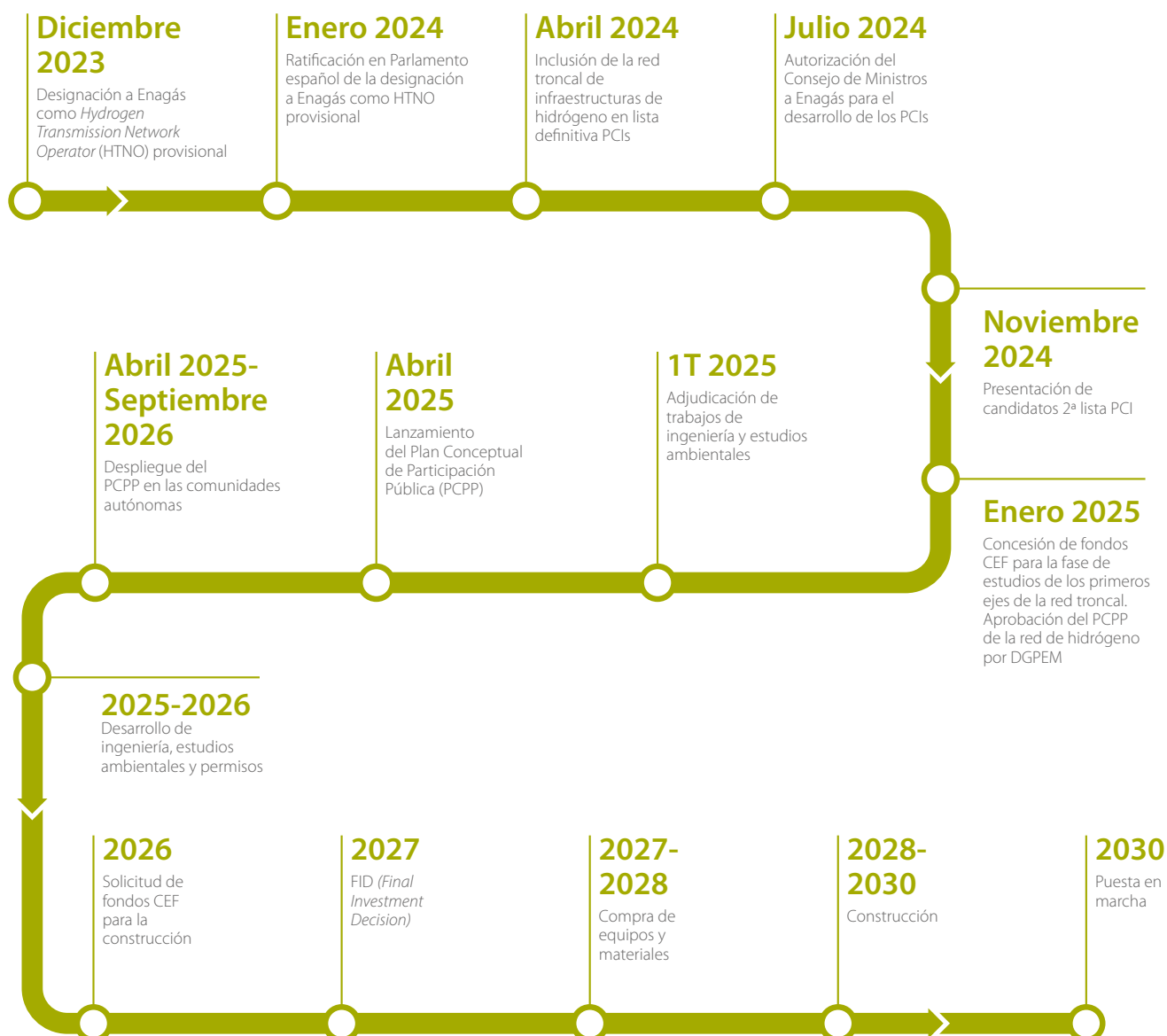
Además de estos equipos, la estación de compresión está dotada de sistemas auxiliares para su control y mando, uno de distribución de energía eléctrica para los distintos consumidores de la planta, varios de seguridad y uno para garantizar la integridad patrimonial de la instalación.

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 9.1.3 "Infraestructura interior de hidrógeno en España" contempla tres estaciones de compresión, que están previstas en las siguientes ubicaciones, salvo condicionantes técnicos:

- Término municipal de Coreses, provincia de Zamora.
- Término municipal de Villar de Arnedo, comunidad autónoma de La Rioja.
- Término municipal de Tivissa, provincia de Tarragona.

3.4 Calendario del proyecto



3.5 El corredor ibérico del hidrógeno: proyectos PCI europeos

Esta infraestructura interior de hidrógeno, junto con el corredor europeo H2med, forman el llamado 'Corredor Ibérico del Hidrógeno', considerado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 como la infraestructura necesaria para convertir a España en el primer **hub** de hidrógeno renovable a nivel europeo y mundial.

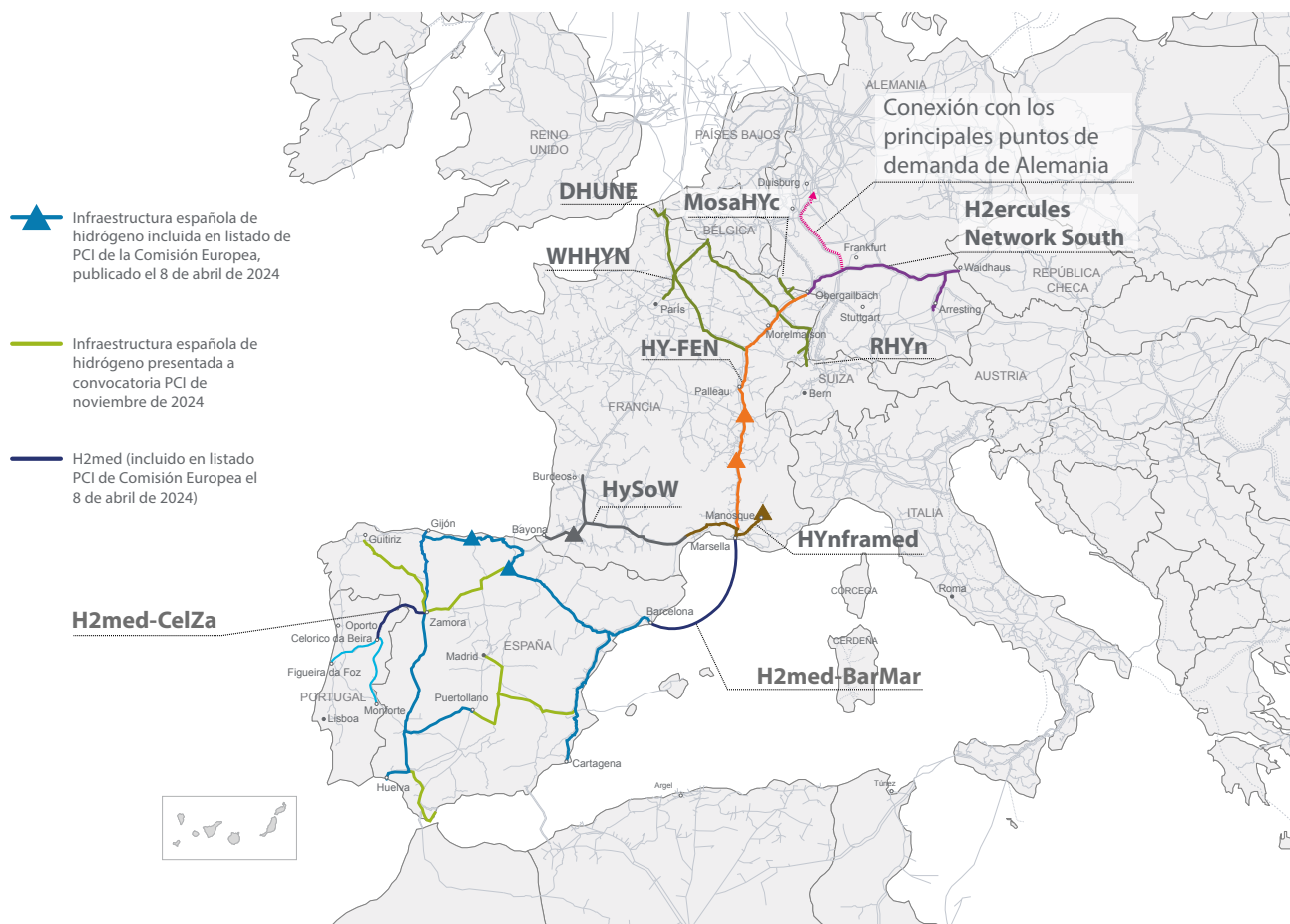
El proyecto H2med tiene como objetivo contribuir a responder a las necesidades de hidrógeno europeas de una forma competitiva con el hidrógeno renovable producido en la Península Ibérica, pudiendo integrar volúmenes potenciales de hidrógeno procedentes del Norte de África en un horizonte próximo a 2040.

Está impulsado por los gobiernos de España, Portugal, Francia y Alemania e incluye dos infraestructuras transfronterizas:

- Una terrestre de 248 km entre Celorico da Beira (Portugal) y Zamora, con una capacidad de 0,75 Mt anuales.
- Otra submarina de 455 km entre Barcelona y Marsella (Francia), con una capacidad de exportación de 2 Mt anuales, lo que equivaldría al 10% de la producción de hidrógeno esperada en Europa en 2030 según el Plan REPowerEU.

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.

La infraestructura interior de hidrógeno en España, las interconexiones de H2med (CelZa y BarMar) y el Almacenamiento North 1 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 e ingeniería de las infraestructuras, lo que supone una inversión de 75,8 millones de euros.



4. Plan de expansión de la red

Para reforzar la capilaridad de la red de infraestructuras de hidrógeno en España, y tomando como punto de partida los resultados del proceso de **Call for Interest** que Enagás realizó a finales de 2023 para identificar la potencial oferta y demanda de hidrógeno verde en nuestro país, la compañía ha presentado una propuesta de nuevos tramos de la red a la 2ª convocatoria de proyectos PCIs (Proyectos de Interés Común) de hidrógeno de la Unión Europea.

En concreto se trata de los siguientes nuevos tramos adicionales:

- **Huelva-Algeciras (Cádiz):** Este tramo de aproximadamente 228 km conectaría Huelva con Algeciras. Además, en la zona están previstas terminales de exportación de derivados del hidrógeno, que definen corredores marítimos desde España al noroeste de Europa.
- **La Coruña-Zamora:** Este tramo de en torno a 370 kilómetros permitiría captar la producción de hidrógeno renovable de Galicia para incorporarla al corredor europeo H2med.
- **Castilla y León:** En este tramo de 298 kilómetros entre Zamora y Haro se podría captar una importante producción en Castilla y León, conectando polígonos industriales de Valladolid y Burgos.
- **Castilla-La Mancha y conexión con Madrid:** Estos dos tramos, que suman 585 kilómetros, permitirían incorporar producción de la región de Castilla-La Mancha, con alto potencial solar y eólico, para ampliar el suministro al área de Madrid. Así se aumentaría la seguridad de suministro de la red y del corredor europeo H2med.

5. Ámbito geográfico

La determinación de los corredores de paso de los ductos de hidrógeno que formarán parte de este PCI 9.1.3. Infraestructura interior de hidrógeno en España se ha realizado en base a las siguientes premisas:

- En primer lugar, la infraestructura debe ser capaz de unir las zonas de producción y de consumo dentro del territorio nacional, permitiendo las conexiones para importación y exportación con Portugal, Francia y resto de Europa. Adicionalmente, se considera una red mallada y conectada con las zonas geológicas compatibles de albergar almacenamientos subterráneos (AASS) para hidrógeno, con el objeto de flexibilizar la operación del sistema y asegurar la continuidad del suministro.
- Una vez planteado el alcance de la red, siempre que sea técnica y administrativamente posible, en las zonas donde existan otras instalaciones de la misma naturaleza (como gasoductos existentes y/o corredores energéticos de paso), se ubicará el corredor de paso próximo y paralelo a dichas infraestructuras.
- La solución de paralelismo minimiza la afección sobre los terrenos al aprovechar parte de la zona de limitación de dominio del gasoducto existente y disminuye el impacto ambiental.
- 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 afectaciones al Patrimonio Histórico Cultural y Arqueológico.
- Se emplacen en zonas geológicamente inestables.

Respecto a la ubicación de las estaciones 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 natural existente resulte inviable o poco aconsejable técnica y ambientalmente, se estudiarán otras alternativas de ubicación cercanas a la misma.

A continuación, se detalla el ámbito geográfico por cada una de las Comunidades Autónomas:

5.1 Andalucía

Los ejes y tramos del proyecto incluidos en la comunidad autónoma de Andalucía (≈ 160 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Vía de la Plata	Huelva-Mérida	30
Transversal CLM	Almendralejo-Puertollano	30

Por lo que se refiere al tramo Huelva-Mérida, la zona analizada se distribuye en el extremo oeste de la Comunidad Autónoma de Andalucía, en las provincias de Huelva y Sevilla.

En el tramo Almendralejo-Puertollano se analizará un pequeño corredor de paso que se adentrará al norte de la provincia de Córdoba.

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

- Potenciales nodos de agregación en Palos de la Frontera (Huelva) y en la provincia de Sevilla, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Aprovechamiento del corredor energético conformado por el Gasoducto Huelva-Sevilla junto con su desdoblamiento.
- Paralelismo con la Autovía A-66.

Con estas premisas, la zona de estudio se distribuye de oeste a este entre la ciudad de Huelva y Villamanrique de la Condesa (provincia de Huelva) y de sur a norte, entre Villamanrique de la Condesa y el límite con la comunidad autónoma de Extremadura a la altura de Santa Olalla del Cala. Además, hay que indicar un pequeño tramo en la provincia de Córdoba que incluye los municipios de Belalcázar, El Viso y Santa Eufemia.

[Consultar plano general](#)

[Consultar plano a mayor escala](#)

5.2 Aragón

Los ejes y tramos de la infraestructura interior de hidrógeno incluidos en la comunidad autónoma de Aragón (≈ 180 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Valle del Ebro	Haro-Zaragoza	30
Valle del Ebro	Zaragoza-Tivissa	30

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

- Potenciales nodos de agregación en la proximidad de Zaragoza y Caspe, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Paralelismo con los gasoductos existentes de Barcelona-Vizcaya-Valencia (BVV) y Castelnou-Tivissa Duplicación.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye en el centro y sureste de la provincia de Zaragoza y el extremo norte de la provincia de Teruel.

[Consultar plano general](#)

[Consultar plano a mayor escala](#)

5.3 Asturias

Los ejes y tramos de la infraestructura interior de hidrógeno incluidos en la comunidad autónoma del Principado de Asturias (≈ 215 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Ruta de la Plata	León-Llanera	30
Ruta de la Plata	Ramal a Musel	16
Ruta de la Plata	Ramal Green Ammonia	16
Cornisa Cantábrica	Llanera-Reocín	30

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

- Potencial nodo de agregación en Llanera, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Paralelismo con los gasoductos existentes de León-Oviedo, Musel-Llanera y Burgos y Santander-Asturias.
- Inclusión en el presente proyecto de los Ramales a Musel (17 Km y 26") y a Avilés (13 Km y 20").

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye desde el sur al norte y desde el centro al este de la comunidad autónoma del Principado de Asturias.

[Consultar plano general](#)
[Consultar plano a mayor escala](#)

5.4 Cantabria

El eje y tramo de la infraestructura interior de hidrógeno incluido en la comunidad autónoma de Cantabria (≈ 140 km) es el siguiente:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Cornisa Cantábrica	Llanera-Reocín	30
Cornisa Cantábrica	Reocín-Arrigorriaga	30

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

- Potencial nodo de agregación en la proximidad de Laredo, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Paralelismo con los gasoductos existentes Burgos-Santander-Asturias y Camargo-Gajano.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye por el norte de la comunidad autónoma de Cantabria desde el oeste hacia el este.

[Consultar plano general](#)
[Consultar plano a mayor escala](#)

5.5 Castilla-La Mancha

El eje y tramo de la infraestructura interior de hidrógeno incluido en la comunidad autónoma de Castilla La Mancha (≈ 105 km) es el siguiente:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Transversal CLM	Almendralejo-Puertollano	30

En el Tramo Almendralejo-Puertollano, la zona analizada se distribuye en el extremo suroeste de la comunidad autónoma de Castilla La Mancha, correspondiendo al suroeste de la provincia de Ciudad Real.

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

- Futura planta de producción de hidrógeno en el entorno de Saceruela.
- Potencial nodo de agregación en Puertollano, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye desde el suroeste hasta el centro de la provincia de Ciudad Real.

[Consultar plano general](#)

5.6 Castilla y León

Los ejes y tramos de la infraestructura interior de hidrógeno incluidos en la Comunidad Autónoma de Castilla y León (≈ 345 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Vía de la Plata	Mérida-Salamanca	26
Vía de la Plata	Salamanca-León	26
Vía de la Plata	León-Llanera	30
Cornisa Cantábrica	Arrigorriaga-Haro	30

En el tramo Almendralejo-Zamora la zona analizada se distribuye desde el límite de Cáceres con Salamanca hasta Coreses (Zamora), recorriendo de sur a norte la provincia de Salamanca y el sur de Zamora.

Por su parte, el tramo Zamora-Gijón recorre el norte de la provincia de Zamora y la totalidad de la provincia de León, de sur a norte hasta el límite con la comunidad autónoma del Principado de Asturias. Por último, el Tramo Gijón-Haro atraviesa el oeste del Condado de Treviño perteneciente a la provincia de Burgos.

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

- Potenciales nodos de agregación en las zonas de Doñinos de Salamanca, Coreses y Benavente (Zamora) y Valverde de la Virgen (León), donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Gasoducto existente de Almendralejo-Salamanca, siendo susceptible de ser reconvertido para el transporte de hidrógeno.
- Paralelismo con los gasoductos Salamanca-Zamora, Zamora-Benavente-León, León-Oviedo y Lemoña-Haro.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye de sur a norte atravesando las provincias de Salamanca, Zamora, León y Burgos, donde se cruza por el oeste del Condado de Treviño.

[Consultar plano general](#)

[Consultar plano a mayor escala](#)

5.7 Cataluña

Los ejes y tramos de la infraestructura interior de hidrógeno incluidos en la comunidad autónoma de Cataluña (≈ 270 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Levante	Tivissa-Montesa	26
Valle del Ebro	Zaragoza-Tivissa	30
Valle del Ebro	Tivissa-Barcelona	32

En el Tramo Tivissa-Montesa, la zona analizada se distribuye desde Tivissa (provincia de Tarragona) hasta el límite con la provincia de Castellón, recorriendo el sur de la provincia de Tarragona. Por su parte, el Tramo Haro-Tivissa recorre el oeste de la provincia de Tarragona desde el límite con la provincia de Teruel hasta Tivissa.

Finalmente, el tramo Tivissa-Barcelona se distribuye por el sureste de la provincia de Tarragona y el suroeste de la provincia de Barcelona.

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

- Potenciales nodos de agregación en las zonas de Reus (Tarragona) y El Papiol (Barcelona), donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Gasoducto existente de Barcelona-Vizcaya-Valencia BVV (desde la Estación de Compresión de Tivissa hasta la EC de Montesa en la Comunidad Valenciana) siendo susceptible de ser reconvertido para el transporte de hidrógeno.
- Paralelismo con el Gasoducto Desdoblamiento Paterna-Tivissa, Duplicación Castelnou Tivissa, BBV, y Desdoblamientos Tivissa-Arbós y Arbós-Barcelona.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye por el sur y oeste de la provincia de Tarragona y por el sur de la provincia de Barcelona hasta alcanzar el puerto de Barcelona.

[Consultar plano general](#)

[Consultar plano a mayor escala](#)

5.8 Extremadura

Los ejes y tramos de la infraestructura interior de hidrógeno incluidos en la comunidad autónoma de Extremadura (≈ 395 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Vía de la Plata	Huelva-Mérida	30
Vía de la Plata	Mérida -Salamanca	26
Transversal CLM	Almendralejo-Puertollano	30

En el tramo Huelva-Almendralejo, la zona analizada se distribuye en el extremo sur de la Comunidad Autónoma de Extremadura, esto es de sur a norte de la provincia de Badajoz. Mientras que en el Tramo Almendralejo-Puertollano se incluye la parte noreste de la provincia de Badajoz. Por su parte, el Tramo Almendralejo-Zamora recorre el norte de Badajoz y la totalidad de la provincia de Cáceres de sur a norte hasta el límite con la provincia de Salamanca (Comunidad Autónoma de Castilla y León).

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

- Potenciales nodos de agregación al sur de Badajoz y en las zonas de Almendralejo, Cáceres capital y Plasencia, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Gasoducto Almendralejo-Salamanca existente siendo susceptible de ser reconvertido para el transporte de hidrógeno.
- Autovía A-66.
- Paralelismo con el Gasoducto Córdoba-Badajoz-Frontera con Portugal.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye de sur a norte atravesando las dos provincias de la comunidad autónoma de Extremadura y, además, en Badajoz la zona este desde Almendralejo hacia la provincia de Ciudad Real.

[Consultar plano general](#)

[Consultar plano a mayor escala](#)

5.9 La Rioja

Los ejes y tramos de la infraestructura interior de hidrógeno incluidos en la comunidad autónoma de La Rioja (≈ 115 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Cornisa Cantábrica	Arrigorriaga -Haro	30
Valle del Ebro	Haro-Zaragoza	30

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

- Potenciales nodos de agregación en la proximidad de Tudela (Navarra), donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Paralelismo con los gasoductos Barcelona-Vizcaya-Valencia (BVV) y Lelmona-Haro existentes.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye de oeste a este por la comunidad riojana.

[Consultar plano general](#)

5.10 Murcia

El eje y tramo de la infraestructura interior de hidrógeno incluido en la comunidad autónoma de la Región de Murcia (≈ 40 km) es el siguiente:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Levante	Montesa-Cartagena	16

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

- Potencial nodo de agregación en Valle de Escombreras (Cartagena), donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Paralelismo con el gasoducto Cartagena-Orihuela existente.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye desde el sureste hasta el este de la provincia de Murcia.

[Consultar plano general](#)

5.11 Navarra

El eje y tramo de la infraestructura interior de hidrógeno incluido en la Comunidad Foral de Navarra (≈ 35 km) es el siguiente:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Valle del Ebro	Haro-Zaragoza	30

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

- Potencial nodo de agregación en Tudela Norte, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Paralelismo con el Gasoducto Barcelona-Vizcaya-Valencia (BVV) existente.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye por el sur de la Comunidad Foral de Navarra.

[Consultar plano general](#)

5.12 País Vasco

Los ejes y tramos de la infraestructura interior de hidrógeno incluidos en la Comunidad Autónoma del País Vasco (≈ 160 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Cornisa Cantábrica	Reocín- Arrigorriaga	30
Cornisa Cantábrica	Arrigorriaga-Haro	30

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

- Potenciales nodos de agregación en la proximidad de Bilbao y Vitoria-Gasteiz, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Paralelismo con los Gasoductos Barcelona-Vizcaya-Valencia (BVV) y Lemona-Haro existentes.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye de norte a sur por las provincias de Bizkaia y Álava y al oeste de la provincia de Gipuzkoa.

[Consultar plano general](#)

[Consultar plano a mayor escala](#)

5.13 Valencia

Los ejes y tramos de la infraestructura interior de hidrógeno incluidos en la Comunidad Valenciana (≈ 390 km) son los siguientes:

Eje	Tramo	Diámetro (")
Levante	Tivissa-Montesa	26/20
Levante	Montesa-Cartagena	16

En el tramo Tivissa-Montesa, la zona analizada se distribuye desde el límite con Tarragona hasta Montesa, al sur de la provincia de Valencia, recorriendo de norte a sur las provincias de Castellón y Valencia.

Por su parte, el tramo Montesa-Cartagena recorre el sur de la provincia de Valencia y la totalidad de la provincia de Alicante, de norte a sur hasta el límite con la comunidad autónoma de la Región de Murcia.

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

- Potenciales nodos de agregación en las zonas de Callosa del Segura, Montesa, Paterna y Villarreal sur, donde se agrupan futuros proyectos de producción y consumo.
- Gasoductos existentes de Valencia-Alicante (desde Montesa a Paterna) y Barcelona-Vizcaya Valencia BVV (desde Paterna a frontera con Cataluña), al ser susceptibles de ser reconvertidos para el transporte de hidrógeno.
- Autovía A-7, autopista AP-7 y carretera CV-10.
- Paralelismo con los gasoductos Cartagena-Orihuela y Valencia-Alicante.
- Desdoblamiento Valencia-Alicante, Gasoductos Montesa-Denia y BVV y Desdoblamiento Paterna-Tivissa.

Con estas premisas, la zona de estudio o pasillo se distribuye de norte a sur atravesando las tres provincias de la Comunidad Valenciana.

[Consultar plano general](#)

[Consultar plano a mayor escala](#)

6. Principales impactos del proyecto y medidas de mitigación previstas

6.1 Principales impactos del proyecto

La longitud total de esta infraestructura para el transporte de hidrógeno es de aproximadamente 2.600 km. El corredor de paso se apoyará en infraestructuras viarias y en gasoductos ya existentes, coincidiendo en más de un 80%, por lo que el impacto sobre el entorno será mínimo, fundamentalmente en lo que se refiere a la vegetación, hábitats naturales, fauna y paisaje.

Además, se aprovechará la infraestructura actual de gas natural para el transporte de hidrógeno. En concreto, en esta fase, cerca del 25% de la actual red de gas puede ser susceptible de ser adaptado para el transporte de hidrógeno, con lo que en estos tramos se reducirá considerablemente cualquier posible impacto.

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. No obstante, 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.

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 su-

perficie, además de la flora por la que se declaran hábitats y la fauna protegida.

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.

El impacto del proyecto se minimiza:

- La nueva red discurrirá aproximadamente en un 80% por la traza de la infraestructura gasista ya existente.
- 21% de reutilización de gasoductos actuales.

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

- **Suelo.** El impacto potencial 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.** Las posibles afecciones que podrían producirse sobre el paisaje se derivan de los impactos que se generan sobre los elementos constituyentes del mismo, ya sean naturales o antrópicos, y por 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 prevén afecciones puntuales a espacios naturales protegidos

a nivel nacional o autonómico y a la Red Natura 2000 u otros espacios protegidos mediante acuerdos internacionales. Se aplicarán medidas preventivas y correctoras para minimizar el impacto sobre los mismos.

6.2 Medidas de mitigación previstas

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.

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 gestionado 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 marra, etc.

7. Plan de Participación del Público

En cumplimiento de lo dispuesto en el Consejo de Ministros del 30 de Julio de 2024, Enagás ha comenzado la tramitación formal para la concesión de autorizaciones aplicable al Proyecto de Interés Común 9.1.3 Infraestructura interior de hidrógeno en España, conforme al Reglamento (EU) 2022/869 y al Manual del Procedimiento para la Autorización de los PCI de Energía en España, publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) en octubre de 2023.

Para ello debe realizar una Fase de Participación pública previa.

7.1 ¿Qué es la 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.

7.2 Funciones de los agentes implicados

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

Funciones del promotor

- Desarrollo de un Plan Conceptual para la participación del Público
- 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 al público general y sus asociaciones, organizaciones o grupos sea clara, completa, verídica y comprensible.
- Tomar en consideración los puntos de vista del público.

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

Funciones del público interesado

- 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.

7.3 Desarrollo del Plan de Participación del Público

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 para la participación del público, 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 habitan en las proximidades del proyecto, el público general y sus asociaciones, organizaciones o grupos.

El Plan conceptual para la participación del público deberá contar, como mínimo, con los siguientes elementos informativos:

El folleto informativo del proyecto que contendrá:

- Descripción general del objetivo.
- El calendario del proyecto

- Las rutas o localizaciones alternativas
- Los impactos previstos.
- Las medidas paliativas.
- Plan de desarrollo de la red nacional.
- Plataforma de transparencia.
- Manual de procedimiento.

Este folleto informativo deberá presentar 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.
- Un 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.

Plan de comunicación presencial al público: Se invitará al público a reuniones informativas, 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.

8. Procedimiento de concesión de autorizaciones reglamentarias

Posteriormente al proceso de información y participación pública, 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 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 de 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

9. Información adicional

Enagás ha puesto a disposición del público el buzón contactanos@infraestructurasdehidrogeno.es para la atención de consultas, dudas, reclamaciones y sugerencias.

Toda la información sobre el proyecto se encuentra disponible en la página web:

<https://www.infraestructurasdehidrogeno.es>

Teléfono de contacto: **685 669 191**



Infraestructura interior de hidrógeno en España



Cofinanciado por el Mecanismo
«Conectar Europa» de la Unión Europea