

Vulnerabilidades asociadas a la **producción** de **hidrógeno verde**

Desafíos, capacidades
y oportunidades



EQUIPO TÉCNICO
KPMG ASESORES, S.L.
www.kpmg.es



DIRECCIÓN DEL PROYECTO
Centro de Estrategia y Prospectiva Industrial (CEPI)
EOI Escuela de Organización Industrial
Avd. Gregorio del Amo, 6
28040 Madrid
Tel.: 91 349 56 00
www.eoi.es



Proyecto desarrollado en el marco del convenio establecido entre la Secretaría de Estado de Industria del Ministerio de Industria y Turismo y la Fundación EOI F. S. P. para el desarrollo de actuaciones en materia de Prospectiva y Estrategia.

Proyecto desarrollado en el año 2024. Los trabajos de campo asociados al presente informe han sido realizados con fecha julio de 2024, pudiendo haber ocurrido hechos significativos con posterioridad a esta última fecha, no quedando recogidos en este informe.

ISBN: 978-84-15061-91-5
ISBN PDF: 978-84-15061-90-8
Depósito Legal: M-5015-2025



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons. Atribución, NoComercial, CompartirIgual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es>

© Fundación EOI, F. S. P.

ÍNDICE

I. RESUMEN EJECUTIVO	5
II. INTRODUCCIÓN Y OBJETO	9
III. ESTRUCTURA	13
IV. METODOLOGÍA	17
V. MARCO REGULATORIO	23
1. Marco regulatorio europeo	25
2. Marco regulatorio nacional	30
VI. ENTORNO POLÍTICO Y ECONÓMICO	37
1. Impacto económico de la producción de hidrógeno verde y sectores relacionados	39
2. Relaciones internacionales y riesgos geopolíticos	46
VII. TENDENCIAS GLOBALES Y REGIONALES	53
1. Evolución de la demanda de hidrógeno verde a nivel mundial	55
2. Desarrollo tecnológico y avances en investigación	61
3. Perspectivas de crecimiento en Europa y España	63
VIII. ANÁLISIS DE LA CADENA DE VALOR	71
1. Eslabón 1: Producción	74
2. Eslabón 2: Almacenamiento de hidrógeno verde	87
3. Eslabón 3: Usos finales del hidrógeno verde	101
4. Vulnerabilidades y criticidades	106
IX. IDENTIFICACIÓN DE VULNERABILIDADES Y CRITICIDADES	113
1. Listado de materias primas y productos críticos susceptibles de presentar criticidad	115
2. Aplicación de la Metodología para la identificación de recursos estratégicos	123
3. Aplicación de la Metodología de análisis prospectivo de criticidades	128
4. Resumen de las criticidades y vulnerabilidades identificadas tanto en la actualidad como a nivel prospectivo	131

X. MEDIDAS Y PROPUESTAS PARA LA RESILIENCIA DE LA CADENA DE SUMINISTRO	133
1. Medida 1: Diversificación del suministro y fortalecimiento de las relaciones comerciales internacionales	137
2. Medida 2: Explotación de yacimientos clave de minerales críticos para la transición de la Unión Europea	144
3. Medida 3: Optimización en la gestión y utilización de recursos estratégicos	147
4. Medida 4: Dotación de energía eléctrica renovable competitiva	153
5. Recapitulación sobre las medidas propuestas	158
XI. ANEXOS	161
Anexo I. Metodología para la identificación de recursos estratégicos, su grado de dependencia y riesgo de suministro	163
Anexo II. Metodología de análisis prospectivo de criticidades y vulnerabilidades	167

I. RESUMEN EJECUTIVO



El paradigma energético global está en una transición hacia fuentes más sostenibles y respetuosas con el medio ambiente. En este contexto, el hidrógeno verde emerge como una solución transformadora, capaz de desempeñar un papel vital en la descarbonización y la mitigación del cambio climático. Diversas naciones, particularmente en Europa, se han comprometido a reducir las emisiones de CO₂ y alcanzar la neutralidad climática para 2050. Esta transformación del contexto productivo requiere energía sin emisiones, con foco en las fuentes renovables como la energía solar, la energía eólica u otras tipologías de energía que se constituyen como alternativa a la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, en ciertos ámbitos donde la electrificación directa no es viable, el hidrógeno verde se presenta como una solución prometedora, atrayendo el interés económico y científico global.

España, con su abundancia de recursos renovables, se posiciona como un actor relevante en el desarrollo del hidrógeno verde en Europa. No obstante, la producción, distribución y comercialización de este tipo de hidrógeno enfrentan desafíos significativos, especialmente en relación con la complejidad de las cadenas de suministro y la necesidad de asegurar su viabilidad a largo plazo. En cuanto al marco regulatorio, a nivel europeo, el Reglamento de las Redes Transeuropeas (RTE-E), el paquete «Fit for 55», el Plan Repower EU y el Paquete europeo para la regulación del hidrógeno son clave en la promoción de proyectos sostenibles. A nivel nacional, España se alinea con estos objetivos a través de su Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable, que establece metas ambiciosas para 2030 y 2050, con una inversión estimada de 8.900 millones de euros.

Sin embargo, existen barreras regulatorias en el desarrollo del hidrógeno verde, con la necesidad de un marco jurídico claro que fomente inversiones. Desde un punto de vista político y económico, aunque existen ciertos beneficios fiscales orientados a la innovación y estrategias regionales que impulsan el empleo de este tipo de energía, es necesario impulsar nuevos incentivos a nivel estatal que posibiliten una mayor aceleración de su uso. La financiación pública, por otro lado, es crucial para el crecimiento del sector. En este sentido, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por el Next Generation-EU, asigna fondos significativos al hidrógeno verde. Además, otros mecanismos de financiación incluyen los Proyectos CIEN y programas europeos como Horizon Europe y Clean Hydrogen Alliance.

Mientras tanto, el mercado del hidrógeno verde sigue en desarrollo y, aunque el coste de la energía renovable y la sostenibilidad en su producción son retos importantes, los avances tecnológicos recientes, como la reducción en los costes de los electrolizadores y la mejora de las pilas de combustible, son alentadores. A pesar de estos avances, el mercado aún es limitado y la demanda se concentra en países comprometidos con programas de carbono neto cero. En este contexto, España se encuentra en una posición estratégica para liderar este desarrollo, aprovechando su capacidad de innovación, su colaboración internacional y el enfoque en una economía más sostenible y competitiva. La transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible, con el hidrógeno verde como componente clave, representa una oportunidad significativa para el país en el marco de la transición energética global.

En este contexto, es crucial destacar la relevancia de la autonomía estratégica para garantizar que la transición hacia el hidrógeno verde no dependa exclusivamente de factores

externos. Europa, y en particular España, deben posicionarse no solo como líderes en la producción de hidrógeno verde, sino también en el desarrollo y control de toda la cadena de valor asociada. Para ello, se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo de la cadena de valor del hidrógeno, identificando elementos clave que podrían afectar el suministro y la producción en los próximos años.

Respecto a las materias primas críticas, se ha determinado que algunas de las más esenciales en la fabricación de electrolizadores y componentes estructurales son el aluminio, platino, iridio, titanio, boro, silicio, grafito y níquel. Estas materias son fundamentales para la viabilidad del hidrógeno verde, pero presentan un alto grado de dependencia exterior, lo que supone un significativo riesgo de suministro, especialmente en el caso de los electrolizadores y paneles fotovoltaicos. Esta dependencia externa pone de relieve la necesidad de políticas que refuercen las capacidades internas de procesamiento y diversificación de fuentes.

A nivel de componentes, los catalizadores son considerados los más críticos dentro de la cadena de valor del hidrógeno. Su alta concentración en ciertos países y el riesgo geopolítico asociado convierten su suministro en una vulnerabilidad estratégica. En cambio, componentes como los tanques de almacenamiento y las válvulas presentan un riesgo más bajo, dado que sus mercados están más diversificados y son menos dependientes de zonas geopolíticas conflictivas.

En cuanto a la proyección de riesgo futuro de materias primas, los análisis indican que metales como el platino e iridio seguirán suponiendo un cierto nivel de riesgo debido a su concentración de producción en pocos países. Por otro lado, el silicio y el níquel presentan un riesgo prospectivo más bajo, con una mayor diversificación de fuentes y menor exposición a conflictos geopolíticos. En el caso del grafito y el titanio, seguirán suponiendo un cierto nivel de riesgo, lo que refuerza la necesidad de desarrollar capacidades internas de procesamiento en la Unión Europea.

Para mitigar estos riesgos, se identifican varias medidas estratégicas que deberían sustentarse en la implementación de políticas adecuadas. Entre ellas, el impulso al reciclaje y la recuperación de metales críticos, como el platino y el iridio, es fundamental debido a la complejidad y dificultad de obtención de estos materiales. Además, la diversificación de fuentes de importación será clave para mitigar los riesgos geopolíticos y garantizar un suministro seguro. Asimismo, se debe fortalecer la capacidad interna de extracción y procesamiento de materias primas dentro de la Unión Europea, reduciendo así la dependencia de terceros países, especialmente en la fabricación de electrolizadores, componente esencial para el desarrollo de esta tecnología.

En resumen, asegurar la autonomía estratégica de Europa y España en la cadena de valor del hidrógeno verde es una tarea fundamental que exige tanto innovación tecnológica como la adopción de políticas que fomenten la independencia y sostenibilidad del sector. Con el hidrógeno verde en el centro de la transición energética global, el desarrollo de una infraestructura resiliente y la gestión de los riesgos asociados a las materias primas y componentes críticos son esenciales para alcanzar los ambiciosos objetivos de descarbonización y sostenibilidad a largo plazo.

II. INTRODUCCIÓN Y OBJETO



El presente trabajo es un estudio, aplicado al caso de España y con perspectiva europea, de la cadena de suministro correspondiente a un área de interés estratégico para Europa: la producción de Hidrógeno Verde.

Incrementar la soberanía industrial en sectores estratégicos en el ámbito europeo es una preocupación de primer nivel para la Comisión Europea y los Estados Miembro. La necesidad de contar con cadenas de suministro seguras se puso de manifiesto con las disrupciones motivadas por la pandemia de la COVID-19 y el subsiguiente desequilibrio de la oferta y demanda global de materias primas y bienes. Ahora, se intensifica esta necesidad en un escenario global de tensiones comerciales y geopolíticas. La dependencia de proveedores inestables está impulsando actuaciones para la recuperación de soberanía industrial europea como elemento clave para el desarrollo económico.

En este contexto de inestabilidad, asistimos a un nuevo enfoque en la gestión de las cadenas de suministro, en el cual la resiliencia, entendida como la capacidad de adaptación, respuesta y recuperación frente a disrupciones imprevistas, cobra importancia frente a otros elementos habitualmente valorados, como los costes o la velocidad de producción. Con una fuerte dependencia de las cadenas de suministro globales, la Comisión Europea, además de instar a los estados miembros a adoptar medidas para recuperar independencia industrial y desarrollar cadenas de suministro resilientes, ha llevado a cabo estudios destinados a identificar las vulnerabilidades de las cadenas de suministro estratégicas y apoyar la adopción de medidas.

En relación con esto, el presente trabajo da respuesta a esa identificación de vulnerabilidades y criticidades específicas en relación con la producción de Hidrógeno Verde en España, identificando aquellas materias primas, tecnologías y procesos industriales que son susceptibles de generar una criticidad relevante en el sector. Para esto, se ha desarrollado un estudio que contempla el análisis de los diferentes eslabones de la cadena, contando como fuente de información con datos públicos, así como con la intervención de los principales representantes del sector privado y académico en relación con la materia.

Los objetivos de este informe sobre la cadena de valor del hidrógeno verde en España son los siguientes:

- **Analizar la cadena de valor:** realizar un análisis exhaustivo de cada eslabón de la cadena de valor del hidrógeno verde, desde la generación de energía renovable y la electrólisis del agua, hasta la utilización final del hidrógeno en diversos sectores, identificando procesos críticos y las interdependencias.
- **Conocer los principales procesos en la cadena de valor:** detallar y comprender cada proceso clave dentro de cada eslabón de la cadena, así como las materias primas y tecnologías involucradas en los mismos. Además, en este punto, se identificarán aquellos condicionantes complementarios que podrían influir y afectar a los procesos y al eslabón en cuestión en su conjunto. Esto ayudará a identificar puntos de eficiencia y áreas potenciales de mejora.
- **Evaluar la vulnerabilidad y dependencia de productos y materias primas dentro de cada uno de los procesos:** identificar cada producto, materia prima, componente o tecnología crítica para el desarrollo del sector en España.

- **Conocer la situación real dentro del sector:** entendiendo desafíos operacionales, expectativas del mercado, y la percepción del hidrógeno verde dentro del contexto energético y económico español.
- **Identificar oportunidades:** destacar áreas donde la definición e impulso de medidas de apoyo e iniciativas de carácter innovador podrían contribuir a superar los desafíos y a mejorar la eficiencia y las capacidades industriales del hidrógeno verde, posicionando a España como un líder en dicha cadena de suministro y asegurando así, su autonomía estratégica.

III. ESTRUCTURA



Para dar respuesta al objeto planteado, este estudio comprende el siguiente alcance:

- Contexto y justificación del estudio en el marco de la minimización de las dependencias estratégicas en el ámbito europeo. En este sentido, se recoge tanto el marco regulatorio, el entorno político, económico y el análisis de tendencias. En todos estos apartados se contempla, entre otros:
 - La base normativa sobre la que emana el sector (nacional y europea).
 - El análisis de los principales sectores relacionados con el hidrógeno verde, así como su impacto y potencial alineación.
 - Una identificación preliminar de la cadena de valor asociada al sector, así como las principales consideraciones en esta.
 - Relaciones internacionales y principales riesgos geopolíticos presentes.
 - Las tendencias en materia de evolución de la demanda, de desarrollo tecnológico y avances en investigación.
 - Perspectivas de crecimiento en Europa y España.
- El análisis en profundidad de la cadena de valor, contemplando la identificación de los principales aspectos críticos en relación con las materias primas, tecnologías, procesos industriales y componentes más relevantes en cada eslabón de la cadena: Producción; Almacenamiento y Usos finales.
- Identificación y cuantificación de las vulnerabilidades y criticidades específicas del sector a partir de la aplicación de la Metodología para la identificación de recursos estratégicos y de un análisis prospectivo basado en la futura demanda¹.
- Propuesta de posibles medidas públicas de apoyo a la resiliencia del sector, así como su justificación, alcance y pertinencia en función de las conclusiones alcanzadas durante el estudio.

Tal y como puede apreciarse, la estructura parte de una caracterización general del sector y su cadena de valor para, tras eso, comenzar con el análisis en detalle de cada eslabón y las criticidades y vulnerabilidades que emanan de este.

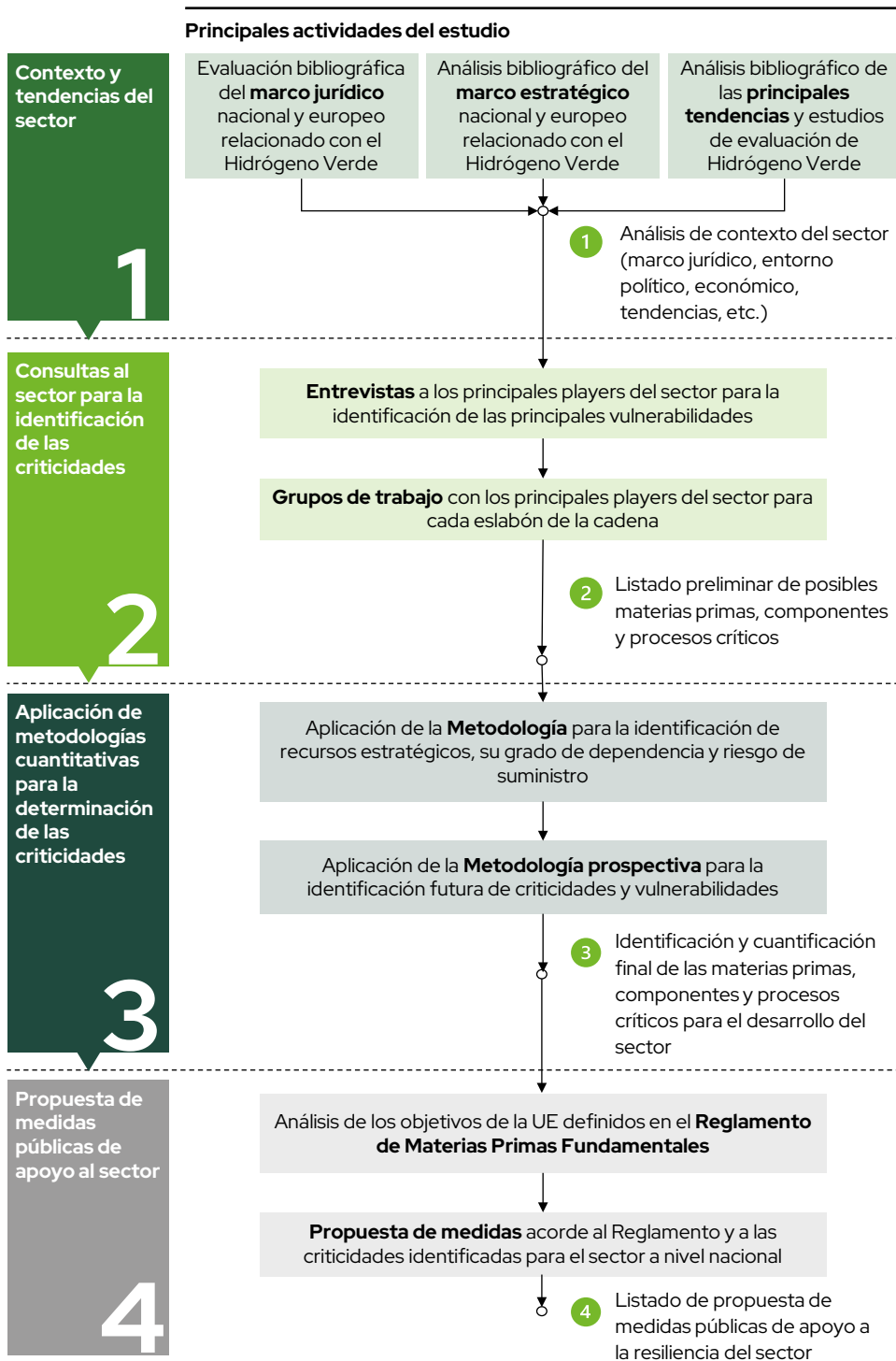
1. Adaptación de la metodología para la identificación de recursos estratégicos, para la identificación futura de criticidades y vulnerabilidades.

IV. METODOLOGÍA



La metodología seguida para la realización del estudio se estructura, como se muestra en la siguiente imagen, en cuatro fases bien definidas:

FIGURA 1. Estructura de la metodología del estudio



Fuente: Elaboración propia.

Tal y como se puede apreciar, la metodología comprende:

- Una **primera fase** donde, a partir de análisis normativo, estratégico y de tendencias tanto en el ámbito nacional como europeo, se ha obtenido una imagen general del estado del sector, así como de su desarrollo y perspectivas. Esta revisión incluye informes técnicos y científicos, artículos académicos y publicaciones especializadas que proporcionan una base sólida para el análisis, comprendiendo el siguiente alcance:
 - Normativas europeas y nacionales que supervisan la producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno renovable. Ejemplos incluyen el Reglamento de las Redes Transeuropeas, el paquete «Fit for 55», la taxonomía sostenible de la UE, y la Hoja de Ruta del Hidrógeno de España.
 - Políticas públicas, incentivos, impacto económico de la producción de hidrógeno verde y sectores relacionados. El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España y otros mecanismos de financiación como los Proyectos CIEN y los instrumentos financieros europeos han sido fundamentales para este análisis.
 - Identificación de actores clave, infraestructura actual, y materias primas críticas en la cadena de valor del hidrógeno verde en España. Se ha consultado el Censo de Proyectos de Hidrógeno de la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2) y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).
 - Evolución de la demanda de hidrógeno verde a nivel mundial, desarrollo tecnológico y avances en investigación, y perspectivas de crecimiento en Europa y España. Informes de la Agencia Internacional de Energía (AIE) y el Hydrogen Council han sido clave en esta evaluación.
- En una **segunda fase**, se llevó a cabo un proceso participativo que incluyó grupos de trabajo y entrevistas en profundidad con expertos actores clave de los diferentes sectores involucrados. Este enfoque permitió identificar las principales problemáticas, frenos, preocupaciones, criticidades y dificultades en el contexto nacional. El alcance del proceso participativo realizado comprende:
 - Evaluación de tecnologías críticas, integración de energías renovables y reducción de costes de producción. Las discusiones incluyeron estrategias para minimizar paradas de electrolizadores, asegurar la competitividad económica y gestionar la dependencia de materias críticas.
 - Exploración de soluciones de almacenamiento en diferentes estados y discusión sobre infraestructuras necesarias para un transporte seguro y eficiente. Se abordaron dependencias críticas de materiales, vulnerabilidades económicas y desafíos operativos en la logística del hidrógeno.
 - Identificación de aplicaciones en distintos sectores, fomento de la adopción en industria y movilidad, y establecimiento de colaboraciones intersectoriales. Se discutieron los retos de integración en infraestructuras existentes, desarrollo de infraestructuras de recarga y desafíos específicos para la industria.
 - Impulso de I+D en nuevas tecnologías de hidrógeno, creación de asociaciones entre entidades académicas y empresas, y búsqueda de oportunidades de financiación

para proyectos innovadores. Se abordaron avances en tecnologías de electrólisis, almacenamiento seguro, transporte eficiente y captura de CO₂.

- Una **tercera fase** donde, a partir de la aplicación de la Metodología para la identificación de recursos estratégicos, su grado de dependencia y riesgo de suministro (en adelante, la Metodología para la identificación de recursos estratégicos), detallada en el Anexo I del presente documento, se han identificado las criticidades reales sobre la identificación preliminar realizada, todo esto en el contexto de desarrollo actual. Para complementar el estudio, se ha desarrollado una metodología prospectiva, detallada en el Anexo II, donde se han evaluado estas mismas criticidades en un escenario de alta y baja demanda para 2030 y 2050.
- Finalmente, a partir de las conclusiones del estudio y, para dar respuesta a estas, en la **cuarta fase** se ha definido una propuesta de medidas de apoyo públicas acorde con el Reglamento de Materias Primas Fundamentales en cuanto a producción, procesado, reciclaje y extracción.

Una vez repasada la metodología de elaboración para el presente documento, a continuación, se inicia con el detalle de las conclusiones y consideraciones alcanzadas respecto a todos los ámbitos de estudio, siendo necesario resaltar que todos los trabajos de campo asociados al presente informe han sido realizados con fecha julio de 2024, pudiendo haber ocurrido hechos significativos con posterioridad a esta última fecha, no quedando recogidos en este informe.

V.
MARCO
REGULATORIO



El 9 de julio de 2021 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, el marco para lograr la neutralidad climática, modificando los Reglamentos (CE) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima»).

Este Reglamento estableció las bases para la reducción progresiva e irreversible de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión Europea, materializando el objetivo fijado por el Pacto Verde Europeo en 2019, de lograr la neutralidad climática en la UE en 2050. Para ello, a más tardar el pasado 30 de septiembre de 2023, y a partir de entonces cada 5 años, la Comisión Europea evaluará la pertinencia y coherencia de las medidas nacionales de cada Estado miembro para lograr el objetivo de neutralidad climática señalado por el Pacto Verde Europeo, sobre la base de los planes nacionales integrados de energía y clima y las estrategias y planes de adaptación nacionales.

El objetivo de descarbonizar la economía de la UE supone grandes retos transformadores de las economías e industrias de los Estados miembros, donde sectores como el del hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables jugará un papel fundamental y, en consecuencia, requerirá de un marco jurídico estable que proporcione seguridad jurídica a las inversiones que se realicen en dichos ámbitos.

En este sentido, el marco regulatorio, debido a la constante evolución del sector y de las directrices en materia de descarbonización, está en permanente actualización. En este documento se establecen las bases necesarias para comprender su estado actual, sin pretender ser un análisis exhaustivo, ya que los cambios en la normativa son continuos.

1. Marco regulatorio europeo

Para el año 2030, la Unión Europea se ha comprometido a disponer de 40 GW de capacidad de electrolizadores de hidrógeno y de una producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la Unión, para lo que se prevén inversiones públicas y privadas por valor de 470.000 millones de euros de aquí a 2050. Además, ha anunciado la construcción de una cadena de suministro de importación de hidrógeno, con 40 GW adicionales procedentes de países vecinos de Europa Central y el norte de África.

En este contexto, resulta de especial interés la siguiente normativa europea en vigor:

El Reglamento de las Redes Transeuropeas (Reglamento RTE-E)²

El Reglamento RTE-E, de aplicación directa en cada Estado miembro, entró en vigor el 23 de junio de 2022 y tiene por objeto fijar orientaciones para el oportuno desarrollo e interoperabilidad de los corredores y áreas prioritarios de infraestructura energética transeuropea.

2. Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2022, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 y las Directivas 2009/73/CE y (UE) 2019/944 y se deroga el Reglamento (UE) n.º 347/2013.

El Reglamento RTE-E pone fin al apoyo a nuevos proyectos de gas natural y petróleo e introduce criterios de sostenibilidad obligatorios para todos los proyectos, a excepción temporal para Chipre y Malta que aún no están interconectados a la red transeuropea de gas, hasta que se encuentren directamente interconectados o hasta el 31 de diciembre de 2029, si esta fecha es anterior. También se refiere a los proyectos de interés común y mutuo de la lista de la UE y los medios para su promoción, a través de ayudas financieras y normas de distribución transfronteriza de los costes e incentivos de estos proyectos:

- **Proyectos de interés común (PCI):** proyectos necesarios para desarrollar los corredores y áreas prioritarios de infraestructura energética.
- **Proyectos de interés mutuo (PMI):** proyectos promovidos por la UE en cooperación con terceros países, que sean sostenibles y demuestren beneficios a nivel de la UE, que pueden optar a subvenciones para obras en el marco del Mecanismo «Conectar Europa» si son sostenibles y los objetivos de descarbonización de los terceros países son coherentes con el Acuerdo de París.

Principales características:

- Durante un periodo transitorio (hasta el 31 de diciembre de 2029), quedan cubiertos los activos de gas natural convertidos en activos específicos de hidrógeno para el transporte o almacenamiento de una mezcla predefinida de hidrógeno con gas natural o biometano. Los proyectos seleccionados demostrarán cómo, al final del periodo transitorio, estos activos dejan de ser activos de gas natural para pasar a ser activos específicos de hidrógeno. Estos proyectos podrán optar a ayuda financiera de la UE hasta el 31 de diciembre de 2027.
- Se establecen tres corredores de infraestructuras de gas identificados como prioritarios que constituirán la futura red de hidrógeno de la UE a través de nuevas infraestructuras dedicadas al transporte y almacenamiento de hidrógeno o reutilizadas a partir del gas natural: HI Oeste, HI Este y BEMIP Hidrógeno o «Plan de interconexión del mercado energético báltico en hidrógeno».
- Los PCI serán seleccionados si cumplen determinados criterios. En particular, deben (i) ser necesarios para al menos uno de los corredores y áreas prioritarias, (ii) tener impacto significativo en al menos dos Estados miembros, (iii) contribuir de forma significativa a la sostenibilidad y objetivos energéticos y climáticos de la UE, (iv) mejorar la integración del mercado y contribuir a la integración de la red de los países de la UE, (v) mejorar la seguridad de la red, la flexibilidad y la calidad del suministros, y (vi) aumentar la competencia en los mercados energéticos ofreciendo alternativas a los consumidores.
- El pasado 12 de julio de 2023, la Comisión Europea presentó a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía («ACER») un borrador proyectos de listas regionales de PCIs y PMIs acordado por los Órganos de Decisión técnicos de los Grupos Regionales y solicitó el dictamen de la ACER sobre los proyectos competencia de las autoridades regulatorias nacionales. Esta opinión fue emitida con fecha 29 de septiembre de 2023.

El paquete «Fit for 55»

Otro de los mecanismos para la consecución del objetivo climático de la UE de reducir las emisiones de la UE en, al menos, un 55 % de aquí a 2030 respecto de los niveles de 1990, es el paquete «Fit for 55» u «Objetivo 55», que contiene un conjunto de propuestas encaminadas a revisar y actualizar la legislación europea para favorecer la consecución de dicho objetivo.

Dentro de dichas propuestas, se encuentran aquellas dirigidas a proyectos energéticos (incluidos los de hidrógeno renovable), que pasan por adoptar una amplia gama de reformas que abarcan las principales políticas climáticas de la UE y diversas leyes relacionadas con el transporte, la energía y la fiscalidad (por ejemplo, RED III, Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión, Mecanismo de Ajuste en la Frontera del Carbono). Todas estas reformas y normativas inciden en mayor o menor medida sobre los proyectos de hidrógeno renovable, aunque no se refieran específicamente a ellos.

La Taxonomía y sus actos delegados

Tal y como explican los documentos elaborados por la propia UE, la taxonomía sostenible de la UE viene a atender a la finalidad de mejorar el flujo de capitales hacia actividades sostenibles en toda la UE, intentando orientar la inversión privada a las actividades necesarias para alcanzar esa neutralidad.

Es una herramienta de transparencia sólida y con base científica, a disposición de empresas e inversores, que crea un lenguaje común al que los inversores pueden recurrir para invertir en proyectos y actividades económicas con una incidencia positiva y sustancial en el clima y el medio ambiente.

Además, la taxonomía introduce obligaciones de información para las empresas y los participantes en los mercados financieros, de manera que deban informar acerca de las actividades que desarrollen, alineadas con la taxonomía, permitiendo la comparación de portafolios desde la perspectiva de la sostenibilidad de las inversiones.

Plan Repower EU

La Guerra en Ucrania y su impacto en los mercados de la energía ha obligado a los Estados miembros a adoptar medidas con carácter acelerado para reducir la dependencia de los combustibles fósiles de Rusia.

En este contexto, el pasado 28 de febrero de 2023, se publicó el Reglamento europeo 2023/435, por el que crea el Fondo REPowerEU³, y en el que se establece que la independencia respecto de los combustibles fósiles de Rusia debe alcanzarse de manera coherente con el Pacto Verde Europeo y los objetivos climáticos para 2030 y 2050 antes señalados. Las directrices de este Plan están claramente enmarcadas en: la mejora de

3. Reglamento (UE) 2023/435 del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de febrero de 2023 por el que se modifica el Reglamento (UE) 2021/241 en lo relativo a los capítulos de REPowerEU en los planes de recuperación y resiliencia y se modifican los Reglamentos (UE) n.º 1303/2013, (UE) 2021/1060 y (UE) 2021/1755, y la Directiva 2003/87/CE.

las infraestructuras energéticas, la descarbonización de la industria, el aumento de la producción y utilización de hidrógeno verde, el despliegue de las energías renovables, el apoyo a la cadena de valor de estas tecnologías o la lucha contra la pobreza energética.

Precisamente, el Plan Repower EU sitúa al hidrógeno renovable como vector clave para reemplazar el gas natural, el carbón y el petróleo en las industrias y transportes difíciles de descarbonizar. Concretamente, establece un objetivo de 10 millones de toneladas de producción nacional e hidrógeno renovable y otros 10 millones de toneladas de importaciones.

Esta componente está claramente dirigida a los objetivos REPowerEU: la mejora de las infraestructuras energéticas, la descarbonización de la industria, el aumento de la producción y utilización de hidrógeno verde, el despliegue de las energías renovables, apoyo a la cadena de valor de estas tecnologías o la lucha contra la pobreza energética.

Paquete europeo para la regulación del hidrógeno

En diciembre de 2021 se acordaron las propuestas de Reglamento y Directiva relativos a las normas comunes para los mercados interiores del gas natural, los gases renovables y del hidrógeno, con el objeto de crear un marco regulador para la infraestructura y los mercados específicos del hidrógeno y la planificación de la red integrada. Asimismo, establecen normas para la protección de los consumidores y refuerzan la seguridad del abastecimiento. Las principales características de este paquete son:

- Se define hidrógeno bajo en carbono como el hidrógeno derivado de fuentes no renovables que cumpla un umbral de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 70 %. De momento, tal y como resulta de los borradores de Directiva RED III y los actos delegados de hidrógeno, hidrógeno renovable significa hidrógeno producido mediante fuentes de energía renovables distintas a la biomasa y el almacenamiento. No es necesario que la producción se haga mediante electrólisis, aunque esta es la forma ordinaria. En todo caso, será necesario acreditar que los ahorros en emisiones de CO₂ a la atmósfera son de al menos de un 70 % respecto de aquellos asociados a combustibles fósiles.
- Según el acto delegado de hidrógeno publicado el 13 de febrero pasado, los requisitos que se han de cumplir para que el hidrógeno producido sea considerado renovable son los siguientes: Básicamente, tiene que haber sido producido utilizando para ello energía renovable (adicional a la ya existente, para incentivar nueva capacidad de generación renovable y para evitar cualquier incentivo a continuar produciendo energía procedente de combustibles fósiles para otras finalidades).
- Se prevé la separación de bases de activos regulados, es decir, que los gestores de transporte o de redes proporcionen servicios regulados de gas, hidrógeno y/o electricidad en cuentas separadas, con el fin de garantizar que (i) los ingresos en concepto de servicios obtenidos por la prestación de servicios concretos solamente se utilicen para recuperar el capital y los gastos operacionales relacionados con los activos específicos, y (ii) se establezca el valor de los activos cuando se transfieran a una base de activos distinta.

- A partir del 1 de octubre de 2025, se aceptarán flujos de gas con un contenido de hidrógeno de hasta un 5 % de volumen en los puntos transfronterizos.
- Se establecen descuentos tarifarios para gases renovables y gases hipocarbónicos del 75 % en los puntos de entrada para la primera inyección de estos gases y del 100 % de la tarifa regulada en todos los puntos de interconexión.
- Las grandes infraestructuras de hidrógeno nuevas podrán quedar exentas del acceso de terceros en las siguientes condiciones:
- La inversión mejora la competencia en el suministro de gas o de hidrógeno y mejore la seguridad del suministro.
 - La inversión contribuya a la descarbonización
 - El nivel de riesgo vinculado a la inversión es tal que la inversión no tendría lugar a menos que se concediera una exención, (iv) la infraestructura es propiedad de una persona física o jurídica distinta, al menos en su forma jurídica, de los gestores de redes en cuyas redes se construirá dicha infraestructura.
- Se cobren cánones a los usuarios de una infraestructura.
 - La exención no sea perjudicial para la competencia en los mercados pertinentes que puedan verse afectados por la inversión, del funcionamiento efectivo del mercado interior del gas, del funcionamiento eficiente de las redes reguladas de que se trate, de la descarbonización ni de la seguridad del suministro en la Unión.
 - Estas condiciones deben evaluarse teniendo en cuenta el principio de solidaridad energética. Las autoridades nacionales deben considerar la situación en otros Estados miembros afectados y equilibrar los posibles efectos negativos con los efectos beneficiosos en su territorio.
- Los Estados miembros podrán designar un gestor de la red de hidrógeno integrada separado de conformidad con las normas de separación para los GRT de gas, con cierta flexibilidad para optar por el modelo ISO o ITO sólo hasta el 31 de diciembre de 2030. A partir de dicha fecha, la designación expirará.

En la actualidad, ambas propuestas siguen pendiente de adopción, encontrándose aún en fase de debates en el Consejo de la Unión Europea.

El Reglamento de Infraestructuras alternativas de combustibles⁴

Otro de los principales ejes y retos del hidrógeno verde es su aplicación en los vehículos; para lo que deberá garantizarse la posibilidad de repostar en el lugar de destino o cerca de él, que normalmente, se encontrará en nodos urbanos.

Se establecen los siguientes objetivos para infraestructuras de repostaje de hidrógeno de vehículos de carretera (artículo 6):

4. Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE («Reglamento AFIR»).

- A más tardar el 31 de diciembre de 2030: implantación en el territorio de cada Estado miembro de un número mínimo de estaciones de repostaje de hidrógeno de acceso público diseñadas para una capacidad mínima acumulativa de 1 t/día y equipadas con al menos un dispensador de 700 bares, situadas a una distancia máxima de 200 km entre ellas, a lo largo de la red básica de la RTE-T⁵.
- Además, los Estados velarán por que no se supere la distancia máxima de 200 km en los tramos transfronterizos de la red básica de la RTE-T.
- A más tardar el 31 de diciembre de 2030: instalación de al menos una estación de repostaje de hidrógeno de acceso público en cada nodo urbano; para lo que los Estados velarán por que se realice un análisis para determinar la mejor ubicación y la posibilidad de implantar dichas estaciones en centros multimodales.
- Establecimiento de marcos de acción nacionales con una trayectoria lineal clara encaminada a alcanzar los objetivos de 2030, junto con un objetivo indicativo claro para 2027 que ofrezca una cobertura suficiente de la red básica de la RTE-T con vistas a satisfacer la demanda creciente del mercado.

Por su parte, el operador de puntos de repostaje de hidrógeno deberá ofrecer al usuario final, la posibilidad de repostar de manera puntual en los puntos de acceso público que explote, mediante la utilización de un instrumento de pago de uso generalizado en la Unión (artículo 7).

Los precios aplicados deberán ser razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.

2. Marco regulatorio nacional

La «Hoja de Ruta del Hidrógeno», publicada en octubre de 2020, apuesta por el hidrógeno renovable y apunta a España como Estado miembro a convertirse en uno de los principales actores europeos en la producción y exportación de hidrógeno renovable debido a (i) su capacidad para generar electricidad renovable a bajo coste, (ii) la disponibilidad de superficie para la instalación de plantas solares y eólicas, (iii) la existencia de una desarrollada infraestructura de almacenamiento y transporte de gas, y (iv) su posicionamiento geoestratégico.

La Hoja de Ruta ofrece una «Visión 2030» y una «Visión 2050», que establecen ambiciosos objetivos, conforme a las fases previstas en la Estrategia Europea del Hidrógeno y deberá actualizarse cada 3 años.

La «Visión 2030» prevé una capacidad instalada de 4 GW de electrolizadores y una serie de hitos en el sector industrial, la movilidad y el sector eléctrico, para lo que será

5. Se establecen excepciones a este objetivo de infraestructuras: (i) reducción hasta un 50% de la capacidad de una estación de repostaje cuando las carreteras de la red básica de la RTE-T tengan una densidad de tráfico media anual total inferior a 2.000 vehículos pesados al día y cuando la implantación de infraestructura no pueda justificarse en términos de rentabilidad socioeconómica, y (ii) si los costes de la implantación de la infraestructura son desproporcionados con respecto a los beneficios, incluidos los beneficios medioambientales.

necesario movilizar inversiones estimadas en 8.900 millones de euros durante el periodo 2020-2030.

Sin embargo, el último informe emitido por la Asociación Española del Hidrógeno señala que los proyectos registrados hasta la fecha en España ascienden a una inversión de más de 21.000 millones de euros, concentrándose el 34% de ellos en valles o clústeres del hidrógeno donde se concentra especialmente la producción, transformación y consumo y se pueden obtener ventajas de economías de escala.

Por su parte, el borrador de revisión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 incluye un paquete de objetivos orientados a la lucha contra el cambio climático y el favorecimiento de la transición energética, entre los que merece especial atención aquellos relativos a las tecnologías energéticas hipocarbónicas y limpias o la reducción del 23% de los gases GEI. Para ello, se establecen medidas tales como la promoción de gases renovables (medida 1.8), el impulso del vehículo eléctrico (medida 2.4) o la integración del mercado gasista (medida 4.7), para las que el hidrógeno de origen 100% renovable se sitúa como vector energético clave para la consecución de estas.

Desde la aprobación de la Hoja de Ruta, se han aprobado varias normativas importantes para el desarrollo de la industria del hidrógeno renovable, aunque todavía hay margen de mejora y persisten ciertas incertidumbres regulatorias.

Entre las normativas más relevantes aprobadas en los dos últimos años, se puede citar:

- El Real Decreto-Ley 6/2022⁶, entre cuyas novedades se encuentra la modificación de la Ley de Hidrocarburos⁷ para establecer un régimen jurídico para las redes e infraestructuras de transporte aisladas, dedicadas de forma específica y exclusiva al transporte de gases renovables (como el hidrógeno renovable).

Así se introduce la Disposición adicional trigésimo octava, por la que se prevé la posibilidad de realizar el suministro de gases renovables, como el hidrógeno renovable, mediante «canalizaciones aisladas» o «hidroductos» (esto es, no conectadas a la red de transporte de gas natural), que tendrán la consideración de actividades de interés general a los efectos de expropiación y servidumbres.

Por otra parte, con la entrada en vigor de este Real Decreto-Ley, se pasa a entender como «línea directa» al «gasoducto complementario del sistema gasista, destinado al suministro exclusivo de un consumidor mediante una conexión directa con la red de transporte o a la conexión de una planta de producción de gases renovables con el sistema gasista destinada a la inyección de gas en él» (artículo 78 Ley de Hidrocarburos).

Tanto para las líneas directas como las canalizaciones aisladas se prevé el derecho de acceso a terceros.

Así, la disposición final cuarta del Real Decreto-Ley 6/2022 modifica el apartado 3 del artículo 55 y el párrafo b) del apartado 2 del artículo 59, el artículo 78 y el artículo 110 de la Ley de hidrocarburos, en materia de líneas directas y de suministro de gases renovables mediante canalizaciones aisladas. Introduce, asimismo, una letra

6. El Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

7. La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

d) en el artículo 103.1 y una disposición adicional trigésima octava, en la que se articulan los preceptos para el suministro de gases renovables mediante canalizaciones aisladas, entre los que se incluye el hidrógeno renovable. Entre los aspectos regulados se incluyen la consideración de actividad de interés general y su declaración de utilidad pública; el procedimiento aplicable para la autorización de las infraestructuras; el acceso negociado de terceros y la no aplicabilidad de retribución regulada y los derechos, obligaciones, infracciones, sanciones, y demás preceptos aplicables a los agentes de la cadena de suministro de los gases renovables

De este modo, con la aprobación del Real Decreto-Ley 6/2022 se da cumplimiento al primer hito en la adaptación y modificación de la legislación vigente para la consecución de los objetivos en materia de gases renovables.

- El Real Decreto 376/2022⁸, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones GEI, así como el sistema de garantías de origen para los gases de origen renovable.

Se define el hidrógeno renovable, como aquel procedente de fuentes renovables. Por su parte, se considera que la energía procede de fuentes renovables cuando proceda de fuentes no fósiles, es decir, de energía eólica, energía solar (solar térmica y solar fotovoltaica) y energía geotérmica, energía ambiente, energía mareomotriz, energía undimotriz y otros tipos de energía oceánica, energía hidráulica y energía procedente de biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

Para demostrar dicha procedencia, se establece un sistema de garantías de origen, que contará con un Registro de instalaciones de producción de gas procedente de fuentes renovables (artículo 19).

El MITECO será la Entidad Responsable para el desarrollo y gestión del Sistema. Sin embargo, en tanto el MITECO no disponga de los medios materiales y humanos para ejercer sus funciones, se designa al Gestor Técnico del Sistema Gasista (esto es, ENAGAS) como Entidad Responsable, siendo esta función retribuida.

- La Orden TED/1026/2022⁹, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen para el gas de origen renovable.

Para registrarse como productor de gases renovables será necesario completar satisfactoriamente el alta de, al menos, una instalación de producción en el Registro de instalaciones de producción de gas procedente de fuentes renovables (conforme al apartado 3.4. del Anexo de la Orden); y para registrarse como suministrador, será necesario estar dado de alta como comercializador en el Sistema gasista.

8. El Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

9. La Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables.

- El Real Decreto-Ley 18/2022¹⁰, por el que se elimina la prohibición de líneas directas que unan a un productor y a un consumidor que no formen parte del mismo grupo empresarial en el caso de las centrales eléctricas renovables, lo que permite que el productor de hidrógeno pueda abastecerse de energía renovable de un tercero.
- El Real Decreto 445/2023¹¹, por el que se modifican determinados anexos de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental e introduce por primera vez el procedimiento al que deben someterse los electrolizadores de hidrógeno verde o las instalaciones de almacenamiento de energía (antes tenían la consideración de instalación industrial química, sujeta a complejos procedimientos de evaluación ambiental).
- La Orden TED/1312/2022¹², por la que se establecen los precios aplicables a los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023.
- Concretamente, las instalaciones de hidrógeno renovable inscritas en el Registro de instalaciones de producción de gases renovables estarán exentas del pago de los cargos del sistema eléctrico cuando se haya indicado que la instalación lleva a cabo un proceso de conversión.
- Por último, debe hacerse referencia a la Manifestación de Interés no vinculante presentada por ENAGÁS (Call for Interest) el pasado 14 de septiembre¹³.

Mediante esta Manifestación de Interés, disponible hasta el 17 de noviembre de 2023, se pretende realizar un primer test de mercado que permita contar con un análisis contrastado del potencial mercado de hidrógeno renovable en España para, así, definir una propuesta adaptada de infraestructuras de la futura Red Tronca Española de Hidrógeno.

El objetivo de este proceso es disponer de un mapa más claro de la futura red de hidrógeno en España como parte de la futura red de hidrógeno en Europa.

El calendario presentado prevé que a partir de 2024 se inicie el proceso de Open Season en una fase no vinculante para la recopilación de información adicional y la interacción con los participantes. Tras este paso, en 2025 se lanzaría la Temporada Abierta vinculante, basada en los resultados de la fase anterior y en la que se adquirirían compromisos firmes para el uso de las infraestructuras.

A pesar de la aprobación de la citada normativa, uno de los principales retos que ha de seguir afrontando España es la creación de un marco jurídico claro que fomente la realización de las inversiones necesarias para propiciar proyectos de hidrógeno verde en

10. El Real Decreto-Ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.

11. El Real Decreto 445/2023, de 13 de junio, por el que se modifican los anexos I, II y III de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

12. La Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023.

13. [Manifestación de Interés Red Troncal Española de Hidrógeno presentada por ENAGÁS.](#)

España, ya que son diversas capas regulatorias las que confluyen en la implantación de este tipo de proyectos.

Algunas de las **vertientes normativas** sectoriales que han de tenerse en cuenta:

- Para la producción de hidrógeno: para que el hidrógeno tenga la consideración de renovable, ha de proceder, con carácter general, de fuentes de energía eléctrica renovable y agua para desarrollar el proceso de electrólisis. Por lo tanto, salvo que la electricidad renovable para el funcionamiento de planta de hidrógeno provenga de un contrato con un productor o comercializador, deberá disponer de una planta de producción de energía renovable. En consecuencia y, por el momento, para la construcción y puesta en marcha de instalaciones de energía eléctrica renovable, resulta de aplicación la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico («LSE»).
- Para las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno renovable: No existe en la actualidad un marco regulatorio específico para la actividad de almacenamiento de gases renovables, si bien podrían resultar de aplicación diferentes reglamentos técnicos de seguridad (por ejemplo, el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10, el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas, el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias). Por tanto, resulta necesario desarrollar un marco normativo completo y garantista de esta actividad de almacenamiento para evitar la pérdida del hidrógeno renovable producido que no pueda aplicarse inmediatamente a procesos productivos.
- Respecto al aprovechamiento de los recursos hídricos: dado que la principal fuente de alimentación del electrolizador es el agua, resultará de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas («TRLA») y el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico («RDPH»). Por tanto, con carácter general, resultará preceptiva la obtención de una concesión administrativa para el uso privativo de las aguas de la Confederación Hidrográfica correspondiente, cuya duración no podrá superar, en ningún caso, los 75 años.
- Respecto al transporte del hidrógeno renovable: el Real Decreto-ley 6/2022 asimila la actividad de transporte, distribución, comercialización y consumo de gas natural al suministro de hidrógeno verde, a través de las líneas directas y las canalizaciones aisladas; por lo que resultará de aplicación el régimen autorizador en materia de transportes.
- Respecto al suministro de hidrógeno: el Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos incluye dentro de su ámbito de aplicación los puntos de repostaje de gas natural e hidrógeno y establece las especificaciones técnicas de los puntos de repostaje de hidrógeno para vehículos de moto.
- Como se ha apuntado anteriormente, uno de los objetivos fijados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno es la construcción y puesta en funcionamiento de una red de, al menos, 100-150 hidrogeneras de acceso público de aquí a 2030. A todo ello, debe añadirse los dispuesto en el Reglamento AFIR que han sido antes señalados.

-
- Para la consecución de dichos objetivos, habrá de adecuarse el marco normativo en materia de carreteras, con la finalidad de dotar a las infraestructuras de opciones viables para la construcción y puesta en marcha de estas hidrogeneras.

Con todo esto, se puede obtener una visión general del contexto normativo actual, así como de los principales aspectos susceptibles de actualización normativa.

VI. ENTORNO POLÍTICO Y ECONÓMICO



En el horizonte de la transición energética, España se encuentra en un momento crucial, buscando posicionarse como líder en la producción y utilización del hidrógeno verde. En este contexto, el país ha trazado una estrategia política comprometida con la descarbonización y la innovación industrial. La visión es clara: aprovechar el hidrógeno renovable como un vector energético clave, no solo para cumplir con los objetivos medioambientales, sino también para forjar una economía más sostenible y competitiva.

A nivel político, la «Hoja de Ruta del Hidrógeno»¹⁴ se erige como un instrumento crucial, delineando reformas normativas y medidas específicas para superar barreras y facilitar el desarrollo del hidrógeno verde en España. Paralelamente, las inversiones estratégicas se orientan hacia el apoyo a pymes, la integración sectorial a gran escala y la creación de proyectos pioneros, consolidando así un entorno propicio para la innovación industrial y la inserción de España en la cadena de valor global del hidrógeno renovable. En este equilibrio entre lo político y lo económico, España se encamina hacia una posición destacada en la revolución del hidrógeno verde, redefiniendo su papel en el mapa energético global.

1. Impacto económico de la producción de hidrógeno verde y sectores relacionados

El desarrollo de este vector energético va a influir sobre una serie de sectores específicos, con el objetivo de que estos se vayan ampliando para cubrir la mayor parte del tejido productivo, teniendo esto efectos sobre diferentes aspectos económicos.

1.1. Impacto económico

A continuación, se detalla brevemente el impacto esperado en algunos ámbitos:

Empleo

El hidrógeno verde puede ser un motor significativo para el empleo global, generando un cambio estructural en el mercado laboral. Sin embargo, es esencial considerar los empleos perdidos en otros sectores y asegurar una transición justa para los trabajadores afectados. Se estima que la cadena de valor del hidrógeno podría generar 30 millones de empleos para 2050 a nivel mundial. Estos empleos abarcan desde la producción, transporte, almacenamiento y aplicaciones finales.

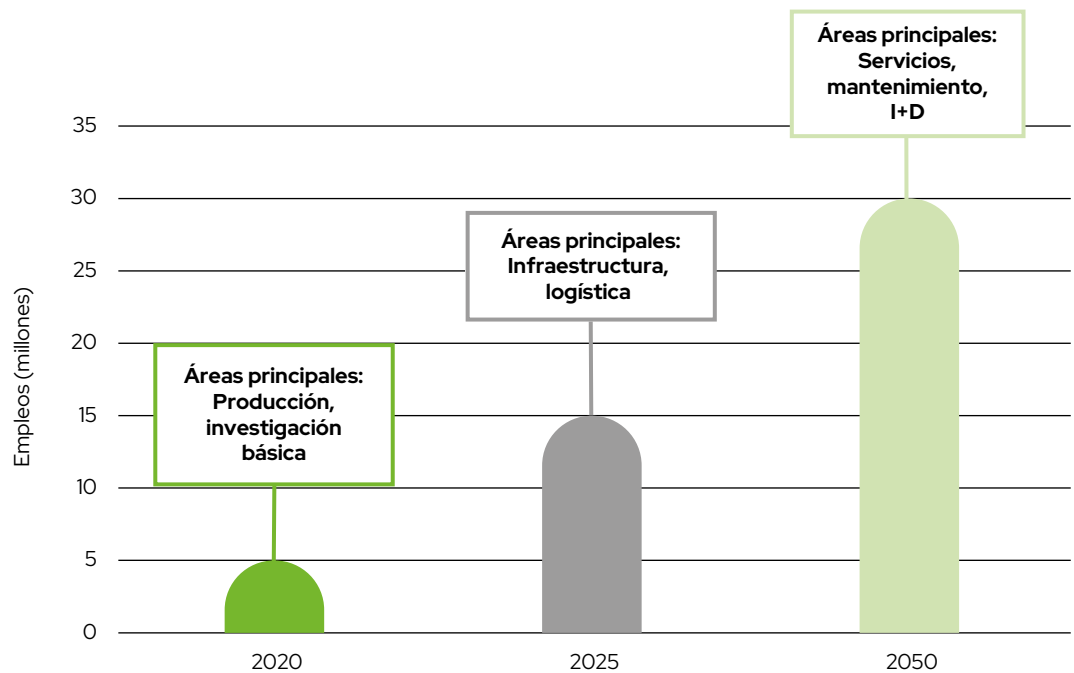
La transición desde industrias basadas en combustibles fósiles hacia la economía del hidrógeno puede requerir reentrenamiento y reciclaje profesional. Sectores como el del carbón podrían experimentar pérdida de empleos, mientras que la industria del hidrógeno verde puede ofrecer oportunidades de empleo en áreas similares, tales como

14. Hoja de Ruta del Hidrogeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. Estrategia definida por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

mantenimiento, operaciones, ingeniería, entre otros. Según la «Estrategia Española de Almacenamiento Energético¹⁵», España se propone tener una capacidad de 4 GW de producción de hidrógeno verde para 2030. Esto podría generar alrededor de 4.000 a 5.000 empleos directos en la próxima década, solo en el segmento de producción.

La cadena de valor del hidrógeno en España también involucra a sectores como la automoción (por ejemplo, fabricantes de vehículos de pila de combustible) y fabricantes de electrolizadores. Estos sectores podrían generar miles de empleos adicionales.

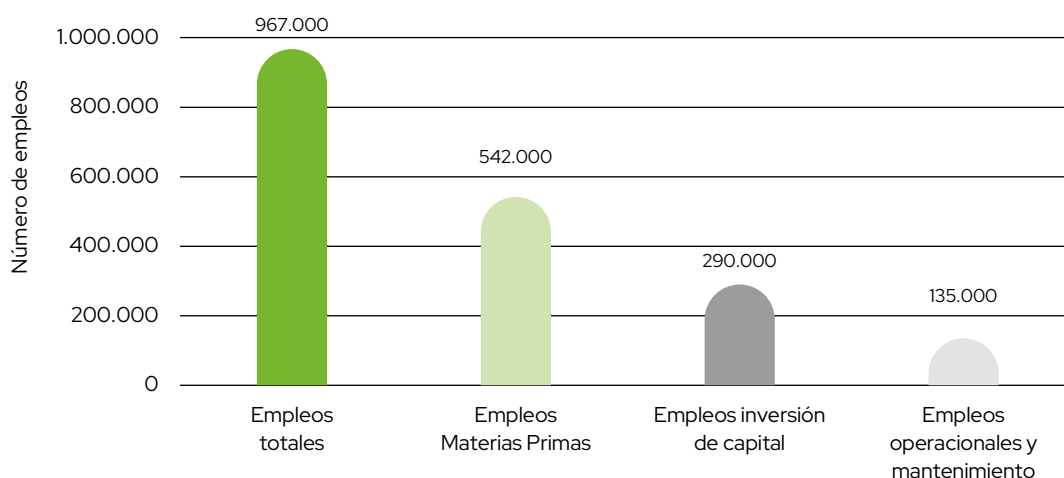
FIGURA 2. Empleos proyectados en el sector del hidrógeno verde



Fuente: Elaboración propia. Datos Hydrogen Council, 2020.

España, con una rica historia en investigación energética, tiene el potencial de convertirse en un Hub de I+D en hidrógeno verde. Las universidades y centros de investigación españoles ya están colaborando con empresas energéticas en proyectos de vanguardia, lo que podría resultar en la creación de hasta 280.000 empleos en el sector hacia 2030.

15. [Estrategia de Almacenamiento Energético 2021](#). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

FIGURA 3. Empleo potencial en la UE derivado del H₂ verde para 2030

Fuente: Elaboración propia. Datos: CIC EnergyGUNE.

Inversiones

A nivel global, la inversión en hidrógeno verde ha mostrado un aumento sustancial en los últimos años. Esto se debe a una serie de factores:

- Reconocimiento global del cambio climático: La necesidad de reducir las emisiones de carbono ha llevado a gobiernos y empresas a invertir en tecnologías limpias, siendo el hidrógeno verde una de las más prometedoras.
- Avances tecnológicos: La mejora en la eficiencia y reducción de costes en la producción de hidrógeno verde ha aumentado su atractivo económico.
- Diversificación energética: Los países están buscando diversificar sus matrices energéticas para reducir dependencias de fuentes no renovables.

En el caso específico de España, las inversiones en hidrógeno verde han crecido significativamente, reflejando un compromiso a nivel nacional con la descarbonización y la energía sostenible. La política española ha sido instrumental en este crecimiento, con el gobierno ofreciendo incentivos y apoyando la investigación y el desarrollo del hidrógeno verde. Además, España ha propuesto diversos planes estratégicos nacionales que promueven el desarrollo y la integración de este en su matriz energética.

El hidrógeno está ganando impulso con un total de 1.040 proyectos anunciados, representando una inversión de 304.000 millones de euros prevista hasta 2030. Esto muestra un crecimiento significativo en comparación con una estimación anterior de 228.000 millones de euros. Sin embargo, pese al alto número de proyectos anunciados, solo un 10% del volumen de inversión ha pasado la Decisión Final de Inversión (FID), indicando que todavía hay cierta cautela o barreras para la inversión completa en muchos de estos proyectos.

En todo caso, la inversión en hidrógeno ha experimentado un auge en España, con energéticas y fondos de inversión apostando fuertemente en este sector. Según la Asociación

Española del Hidrógeno (AeH2), la inversión ha alcanzado los 21.000 millones de euros, triplicando las expectativas iniciales del Gobierno que se situaban en 8.900 millones de euros. Sobre este ámbito, posteriormente se amplían las previsiones.

A modo de resumen de este ámbito:

TABLA 1. Principales datos del Hidrógeno a nivel global y España en 2020

PARÁMETRO	ESPAÑA	GLOBAL
Total de proyectos anunciados	123	1.040
Inversión total anunciada	21.000 millones €	320.000 millones USD
Inversión prevista en documento anterior	8.900 millones € (expectativa del Gobierno)	240.000 millones USD
Porcentaje de inversiones en producción	72%	Aproximadamente 66% (suministro)
Producción de hidrógeno prevista	11 gigavatios (para 2026)	38 Mt pa (para 2030)
Principales regiones de producción	España	Europa y América del Norte (casi 60%)

Fuente: Elaboración propia. Datos: Asociación Española del Hidrógeno (AeH2), 2023. Hoja de Ruta del Hidrógeno 2020. Hydrogen Council.

I+D

La transición hacia una economía baja en carbono ha motivado un incremento significativo en las inversiones en I+D relacionadas con el hidrógeno verde. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE)¹⁶, la inversión en tecnologías de hidrógeno ha crecido de manera constante en la última década.

Las inversiones en tecnologías de hidrógeno superaron los 2,4 mil millones de dólares en 2019, y se espera que esta cifra continúe aumentando en los próximos años. Este aumento en la financiación de la I+D refleja la creciente conciencia de que el hidrógeno verde es esencial para abordar los desafíos de la transición energética y la descarbonización.

Pese al progreso, un desafío principal es la falta de capital humano cualificado para impulsar la I+D en este campo, lo que ha llevado al país a la inclusión de formación profesional y recualificación como uno de los objetivos estratégicos en el sector del hidrógeno en España.

16. [IEA \(2022\)](#), World Energy Outlook 2022, IEA, Paris.

Descarbonización

La emergencia del hidrógeno verde como fuente de energía en la lucha contra el cambio climático es innegable. Su capacidad para ser producido sin emisiones directas de CO₂ lo posiciona como una herramienta crucial para la descarbonización a nivel mundial y nacional.

A nivel global, la producción de hidrógeno verde en 2022 se encuentra en una etapa de expansión rápida. Si bien la capacidad de producción actual aún representa una pequeña fracción de las necesidades energéticas mundiales, su potencial para reducir emisiones de CO₂ ya está siendo reconocido. Las proyecciones hacia 2030 indican un crecimiento exponencial en su producción, lo que conlleva una reducción significativa de emisiones, reafirmando su papel como un aliado clave en la descarbonización.

España, con su vasto potencial en energías renovables, en particular solar y eólica, está posicionada de manera única para aprovechar el hidrógeno verde. En 2022, España ha comenzado a trazar un camino hacia una mayor adopción de esta tecnología, impulsada tanto por iniciativas nacionales como por objetivos europeos de descarbonización. Se prevé que, hacia 2030, España habrá escalado significativamente su producción de hidrógeno verde, reduciendo con ello las emisiones de CO₂ en el país y avanzando hacia sus metas de neutralidad carbónica.

La descarbonización a través del hidrógeno verde no solo tiene implicaciones medioambientales, sino también económicas. A medida que se reduzca la dependencia de combustibles fósiles, surgirán nuevas oportunidades y retos. Las inversiones en infraestructuras, tecnología y formación serán esenciales para garantizar una transición fluida y eficiente hacia una economía basada en el hidrógeno.

No obstante, al hablar de descarbonización mediante hidrógeno verde, es crucial considerar las vulnerabilidades y dependencias asociadas. La infraestructura, la tecnología de producción, el almacenamiento y la distribución son aspectos esenciales que requieren atención e inversión. Además, la dependencia de las energías renovables para producir hidrógeno verde puede introducir desafíos en términos de intermitencia y necesidad de sistemas de almacenamiento de energía.

1.2. Sectores relacionados

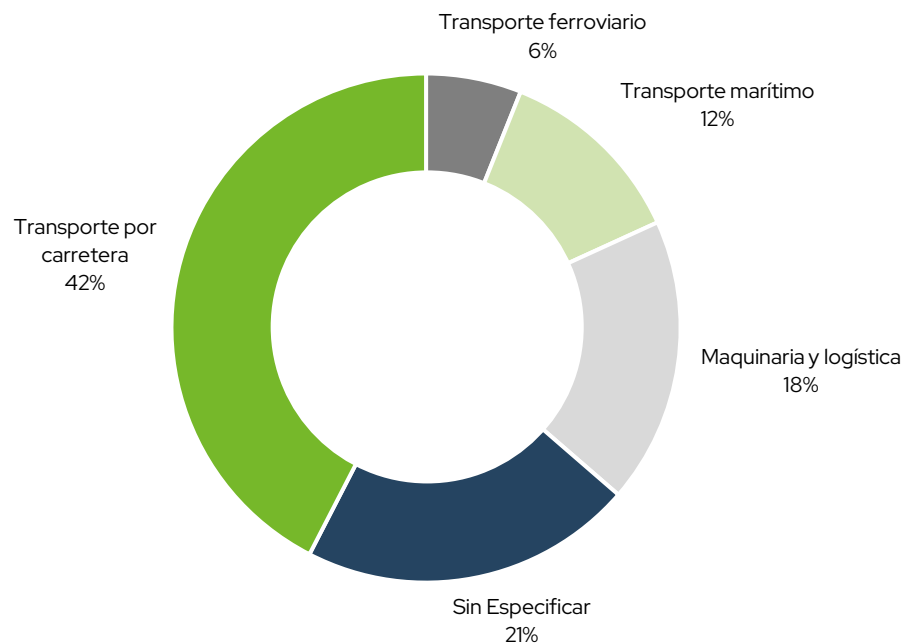
Como se indica al inicio, el hidrógeno verde está generando un impacto elevado en algunos sectores específicos, si bien es cierto que se están realizando grandes esfuerzos en extender este impacto a otros sectores de la economía. A continuación, el detalle de algunos de estos sectores que, en la actualidad, ya cuentan con un impacto notable de este vector energético:

Transporte y movilidad

En el contexto actual de la necesidad de descarbonización, aunque los vehículos eléctricos han establecido un precedente, la autonomía limitada de sus baterías abre la puerta a

vehículos propulsados por pilas de combustible. Estos vehículos, que utilizan hidrógeno, se presentan como una opción sostenible para viajes más largos y se visualizan como una extensión a los vehículos eléctricos urbanos. No solo terrestre, el hidrógeno tiene el potencial de revolucionar el transporte marítimo y aéreo. Aun así, el desafío reside en desarrollar la infraestructura necesaria, como estaciones de carga y reducir costes a través de una mayor competencia e innovación.

FIGURA 4. Número de proyectos de Hidrógeno Verde por modos de transporte en España



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad de Comillas). La descarbonización del transporte pesado en España y Portugal 2023.

El gráfico presenta la distribución porcentual de proyectos de Hidrógeno Verde según los modos de transporte en España. A simple vista, se destaca que el Transporte por carretera lidera con un 42% (14 proyectos). Le sigue la categoría «Sin Especificar» con un 21% (7 proyectos), lo que sugiere que existe un número considerable de proyectos que aún no están definidos o categorizados en términos de su aplicación.

La Maquinaria y logística, y el Transporte marítimo comparten porcentajes cercanos, con un 18% (6 proyectos) y 12% (4 proyectos), respectivamente. Estos datos podrían señalar el interés en el desarrollo del sector naval y de equipos de logística movidos por hidrógeno. Mientras tanto, el Transporte ferroviario representa el 6% (2 proyectos), lo que indica un creciente interés en la adaptación de tecnologías de hidrógeno verde en los trenes tanto de pasajeros como de mercancías.

En general, este gráfico evidencia el compromiso y la dirección de España hacia una movilidad más sostenible, aprovechando el potencial del hidrógeno verde en diversos sectores del transporte. Es un reflejo de los esfuerzos por reducir las emisiones y avanzar

hacia una economía más limpia. El hidrógeno verde, al tener una alta densidad energética y la capacidad de ser almacenado y transportado fácilmente, ofrece una solución eficaz para reducir las emisiones de carbono en estos vehículos, marcando el camino hacia un futuro de transporte.

Logística y distribución

Los vehículos de gran tonelaje, como camiones y trenes que requieren tiempos de recarga rápidos y distancias más largas, ven en el hidrógeno una solución energética prometedora.

Sector industrial

Este sector es un gran consumidor de energía y se enfrenta al desafío de reducir sus emisiones. Aquí, el hidrógeno tiene diversas aplicaciones, desde la elaboración de compuestos como el amoníaco y el metanol hasta su uso en la industria pesada, como la producción de acero. Ciertas regiones con abundantes recursos renovables y una industria agrícola fuerte ven en el hidrógeno verde una oportunidad de oro.

- Producción de amoníaco y metanol, útiles en agricultura y almacenamiento de energía. Países sin acceso marítimo, pero con energía renovable barata y una industria agroalimentaria fuerte (como algunos en África) podrían beneficiarse.
- Siderurgia, donde el hidrógeno puede reemplazar al gas natural, aunque los costes actuales de producción de hidrógeno verde son un obstáculo.
- Refinamiento de petróleo, aunque la transición al hidrógeno verde es complicada debido a los altos costes y la disponibilidad de hidrocarburos.

Calefacción

Las actuales redes de distribución de gas podrían adaptarse para transportar hidrógeno. No obstante, la clave estará en hacer que el hidrógeno sea económicamente competitivo con las soluciones eléctricas actuales.

Reservas energéticas

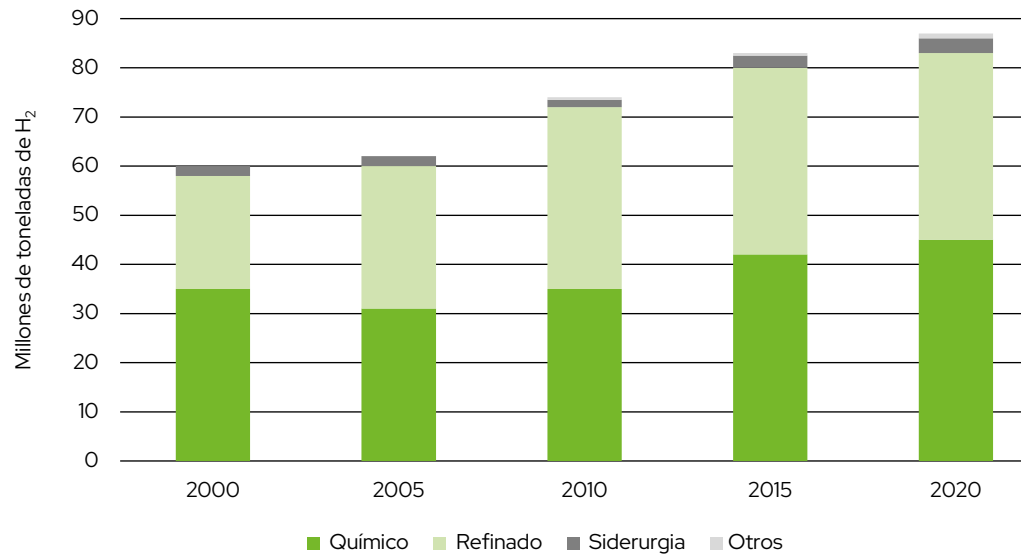
Sectores como las telecomunicaciones, que dependen de suministros de energía constantes, pueden beneficiarse del almacenamiento de energía en forma de hidrógeno, facilitando una integración más fluida de fuentes renovable.

Zonas aisladas

Las áreas que no están conectadas a las redes eléctricas principales pueden hallar en el hidrógeno una solución de generación de energía autosuficiente.

La mayoría de estos sectores ya son tradicionalmente dependientes del hidrógeno en su vertiente no renovable, a continuación, un gráfico que muestra la tendencia de uso del hidrógeno en general por sectores.

FIGURA 5. Demanda del hidrógeno por sectores en Mt



Fuente: Elaboración propia. Datos: IEA 2021 y El hidrógeno verde en el Banco Mundial y en el Banco Interamericano de Desarrollo Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Washington, D. C. 2022.

2. Relaciones internacionales y riesgos geopolíticos

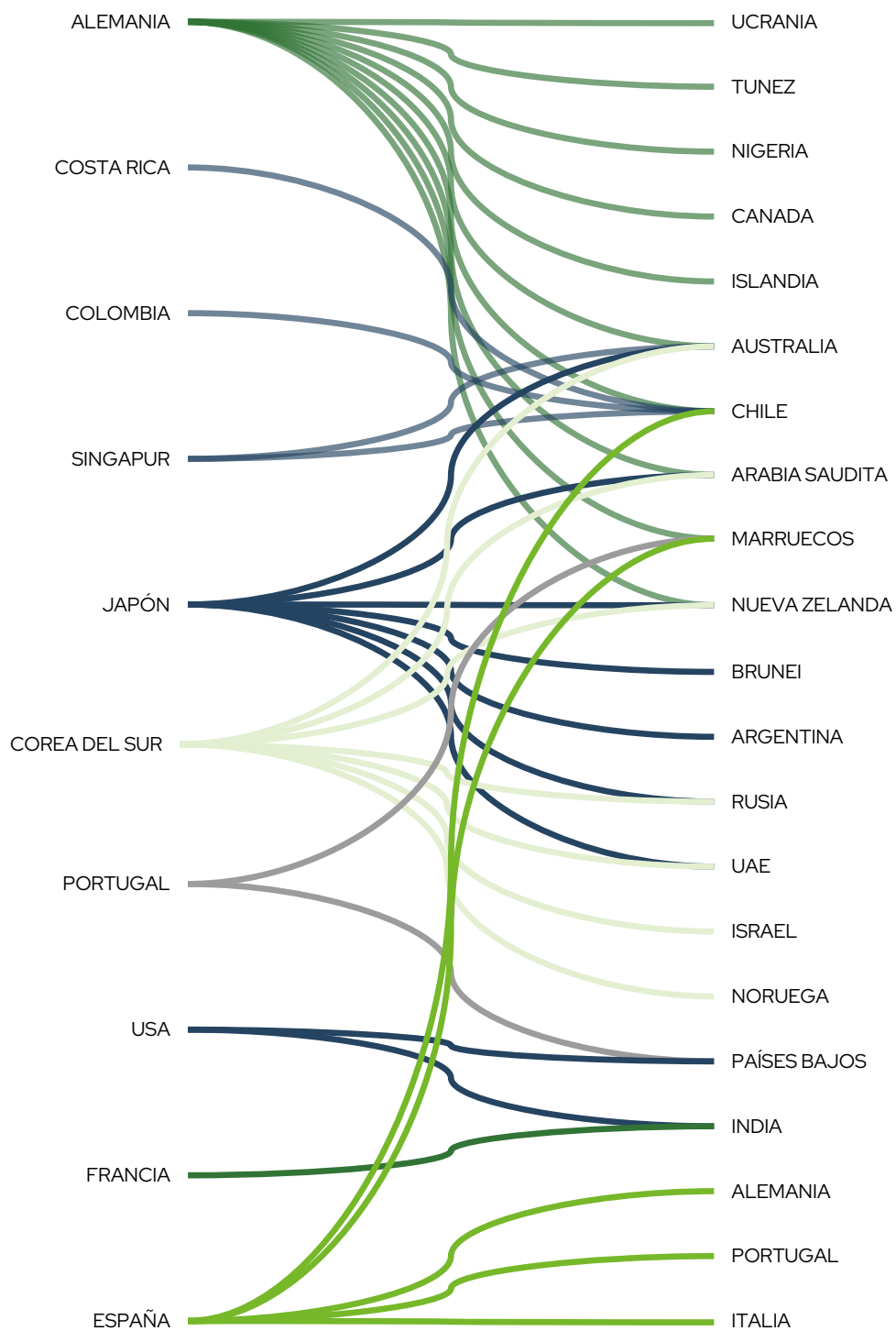
Debido a la relevancia adquirida por este vector energético y a las necesidades existentes a nivel de conocimiento, I+D e infraestructuras, existe un contexto de colaboración global que está caracterizando el desarrollo del sector.

2.1. Relaciones internacionales

En este contexto, el progreso del hidrógeno como recurso energético está impulsando la necesidad de establecer un mercado global que facilite su fabricación y venta a precios competitivos. Para materializar esto, diferentes naciones están forjando acuerdos bilaterales para sincronizar investigaciones, unificar estándares y potenciar el comercio internacional del hidrógeno.

Actualmente, muchas de estas alianzas son bilaterales, estableciendo Memorandos de Entendimiento (MoU) para cooperar en áreas como gestión, avances tecnológicos y potenciales cadenas de valor para la importación y exportación. Se anticipa que Japón y Alemania serán grandes compradores de hidrógeno y están estableciendo acuerdos para garantizar un flujo constante. Alemania, por ejemplo, está diseñando un mapa para identificar futuros centros de producción y exportación de hidrógeno verde.

FIGURA 6. Predicción de Alianzas Bilaterales a nivel mundial



Fuente: Elaboración propia. Datos: Consejo Mundial de la Energía.

La política de hidrógeno en España ha evolucionado desde 2020, moviéndose de un enfoque interno a uno más exportador debido a factores como la invasión rusa de Ucrania. Siguiendo directrices del REPowerEU, España ahora considera la seguridad energética junto con la descarbonización en su estrategia de hidrógeno.

Por este motivo, a nivel nacional, se han establecido acuerdos con Italia y Portugal para colaborar en áreas como inversión y cadena de suministro. Con Alemania, hay entendimiento sobre transición energética, pero discrepancias en temas como importaciones de hidrógeno. La relación con Francia es crucial para España, enfocándose en el gasoducto H₂Med¹⁷ que conectará a España con el mercado energético europeo. Sin embargo, España no ha firmado acuerdos de hidrógeno con actores no europeos como Marruecos, a pesar de los movimientos de este último con Alemania y Portugal.

2.2. Riesgos geopolíticos

Los riesgos geopolíticos se refieren a las amenazas o desafíos que surgen debido a las dinámicas y relaciones entre países y actores internacionales. Estos riesgos pueden tener un impacto significativo en la seguridad, la estabilidad y la viabilidad económica de la producción y distribución de hidrógeno verde. Algunos de los riesgos geopolíticos comunes incluyen:

Dependencia de recursos naturales

La producción de hidrógeno verde se basa principalmente en dos recursos naturales: energía renovable (como la solar y eólica) y agua. Esta dependencia conlleva riesgos geopolíticos que pueden afectar su disponibilidad y sostenibilidad. La producción es más viable en áreas con alta radiación solar o vientos fuertes, pero la distribución desigual de estos recursos puede crear dependencias de ciertas regiones, intensificando tensiones geopolíticas.

El agua, vital para la electrólisis en la producción de hidrógeno verde, también presenta desafíos. Aunque la electrólisis no consume mucha agua, la escasez o contaminación de esta puede limitar la producción en ciertas áreas, requiriendo transporte de grandes volúmenes o la búsqueda de alternativas, lo que aumenta los costes y conlleva desafíos logísticos.

Además, la gestión de los derechos de agua puede generar conflictos geopolíticos, especialmente cuando hay competencia por el acceso al agua necesaria para la producción de hidrógeno verde. Esto requiere de una regulación efectiva y acuerdos internacionales para garantizar un acceso equitativo y evitar conflictos. Del mismo modo, la dependencia de recursos extranjeros puede hacer que un país o región sea vulnerable a interrupciones en el suministro, especialmente si depende de importaciones de energía renovable o agua. Esto expone a riesgos geopolíticos, como conflictos o restricciones de exportación en los países proveedores.

17. H₂Med: Primer gran corredor verde que conectará la Península Ibérica con el resto de Europa y que estará operativo en 2030.

Para mitigar estos riesgos, es crucial diversificar las fuentes de energía renovable y usar el agua de manera eficiente. Esto reduce la dependencia de recursos específicos y aumenta la resiliencia en la cadena de suministro del hidrógeno verde.

Competencia global por recursos y tecnología

La competencia global por recursos y tecnología son un elemento crucial en el desarrollo del hidrógeno verde. Los electrolizadores, dispositivos esenciales para la producción de hidrógeno verde, son un recurso clave cuya demanda creciente puede provocar competencia entre países y empresas. Esta dependencia de un suministro limitado aumenta la vulnerabilidad de la cadena de suministro.

El constante avance en la tecnología de producción eficiente de hidrógeno verde genera una competencia global por la propiedad intelectual y el acceso a innovaciones. Los países y empresas líderes en este campo pueden obtener ventajas competitivas, lo que puede desencadenar tensiones geopolíticas.

La producción de hidrógeno verde también necesita materias primas específicas, como metales especiales para los electrolizadores o catalizadores empleados en su producción. La competencia por estas materias primas es un aspecto importante en la transición al hidrógeno verde y puede impactar la cadena de suministro, generando desafíos económicos y geopolíticos.

Además, la inversión extranjera en proyectos de hidrógeno verde puede tener implicancias geopolíticas, ya que los países podrían intentar controlar o limitar estas inversiones por razones de seguridad nacional o para mantener su influencia en el mercado global.

Por ello, es importante promover la colaboración internacional en investigación y desarrollo, asegurar un acceso equitativo a tecnologías clave y fomentar la diversificación en las fuentes de suministro de recursos críticos. La cooperación global y los acuerdos internacionales son fundamentales para disminuir las tensiones y garantizar un acceso justo y sostenible a los recursos y tecnologías necesarios para la producción y distribución de hidrógeno verde.

Políticas gubernamentales y regulación

Las políticas gubernamentales, la regulación ambiental y los subsidios son esenciales en el desarrollo del hidrógeno verde. Sin embargo, los posibles cambios repentinos en estas políticas, como la eliminación de incentivos fiscales o la reducción de subsidios, pueden perjudicar la rentabilidad y la eficiencia logística de la industria del hidrógeno verde.

Estas acciones crean incertidumbre en el mercado y complican la planificación y las inversiones, mientras que las diferencias en las regulaciones ambientales y comerciales entre los países pueden conducir a desigualdades en competitividad y acceso a mercados internacionales. A medida que la industria crece, la competencia por los recursos fiscales intensifica las tensiones entre diversos sectores energéticos y entre actores económicos y gubernamentales, lo que puede ralentizar el progreso de esta industria emergente.

Para mitigar estos riesgos, es esencial un enfoque colaborativo que incluya un marco regulatorio claro, promoción de políticas predecibles y colaboración entre gobiernos e industria. Además, el diálogo y la coordinación internacionales son cruciales para armonizar las regulaciones ambientales y comerciales, favoreciendo un desarrollo equilibrado del hidrógeno verde globalmente.

Acceso a mercados internacionales

La capacidad de distribuir hidrógeno verde globalmente es vital para su éxito en la transición energética hacia fuentes más sostenibles. Los aranceles y tensiones comerciales son riesgos importantes, ya que pueden imponerse restricciones al comercio de hidrógeno verde, incrementando los costes y limitando su competitividad y acceso en mercados internacionales. Los acuerdos comerciales, son fundamentales en este contexto, ya que pueden facilitar o dificultar el comercio y la inversión en infraestructura relacionada, afectando el acceso a estos mercados.

La variabilidad en las regulaciones y normativas entre países crea desafíos adicionales, obligando a las empresas a adaptarse a diferentes estándares y requisitos. Además, la preocupación por la seguridad energética y la dependencia de las importaciones de hidrógeno verde puede llevar a algunos países a fomentar la producción interna, restringiendo el acceso a ciertos mercados.

Los acuerdos de suministro a largo plazo pueden ofrecer estabilidad, pero también limitan la flexibilidad en un mercado cambiante, representando un riesgo si las condiciones varían significativamente.

El acceso a una variedad de mercados internacionales es esencial para fortalecer la industria del hidrógeno verde. Al operar en diferentes mercados, los productores no solo disminuyen su vulnerabilidad, sino que también aumentan su capacidad de adaptarse a un panorama global en constante cambio, asegurando así, una mayor estabilidad y sostenibilidad en la cadena de suministro del hidrógeno verde.

Riesgos en la cadena de suministro

La cadena de suministro del hidrógeno verde enfrenta múltiples riesgos que pueden impactar su eficiencia y seguridad. Uno de los principales riesgos son los ataques informáticos a infraestructuras críticas, como las plantas de electrólisis y los sistemas de almacenamiento, poniendo en peligro la operación y seguridad de estas instalaciones.

Los problemas logísticos también son un desafío significativo, donde la falta de una infraestructura de transporte adecuada puede causar retrasos en la entrega del hidrógeno verde a sus destinos finales. Los desastres naturales, como terremotos o inundaciones, pueden dañar seriamente la infraestructura de producción y transporte, resultando en interrupciones substanciales.

Además, la incertidumbre regulatoria, tal y como se ha mencionado anteriormente, debida a cambios en políticas y regulaciones gubernamentales, puede influir en los costes y la viabilidad de la cadena de suministro. Las tensiones comerciales entre países

pueden conducir a aranceles y restricciones que limitan el acceso a mercados clave y afectan la rentabilidad.

Finalmente, la inestabilidad política en países productores o de tránsito puede afectar directamente la producción y distribución del hidrógeno verde, alterando así la cadena de suministro en su conjunto.

Dependencia de rutas de transporte

La vulnerabilidad de las rutas específicas a las que está sometida la cadena de suministro del hidrógeno verde es notable, especialmente si atraviesan zonas geopolíticamente inestables o conflictivas, lo que puede resultar en interrupciones del suministro. Además, las disputas territoriales pueden afectar estas rutas, provocando bloqueos o restricciones que comprometen la distribución del hidrógeno verde.

Otro desafío es el acceso a infraestructura clave como puertos y oleoductos, que puede ser objeto de conflictos geopolíticos, limitando la distribución del hidrógeno verde. Frente a estos riesgos, la diversificación de las rutas de transporte es crucial para la resiliencia de la cadena de suministro. Incluir rutas terrestres y ferroviarias, además de las marítimas, reduce la dependencia de un solo tipo de ruta y disminuye la vulnerabilidad ante interrupciones.

La cooperación internacional y el establecimiento de acuerdos bilaterales o multilaterales son fundamentales para garantizar el acceso seguro y continuo a las rutas de transporte. Además, la evaluación de riesgos y la planificación de contingencias son esenciales para anticipar y manejar eficazmente posibles crisis, asegurando la estabilidad y confiabilidad de la cadena de suministro de hidrógeno verde en un contexto geopolítico en evolución.

La transición energética y la importancia del hidrógeno verde en la matriz energética

La transición energética representa una transformación global esencial en la producción y consumo de energía, impulsada por el cambio climático, el agotamiento de los recursos fósiles y la búsqueda del desarrollo sostenible. Esta transición busca disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, principales contribuyentes a las emisiones de gases de efecto invernadero y la degradación ambiental. Además, se enfrenta al desafío de los recursos fósiles limitados, que plantean riesgos de escasez y volatilidad de precios, afectando la seguridad energética mundial.

En este escenario, el hidrógeno verde surge como un componente clave para una matriz energética más limpia y sostenible. El hidrógeno verde no emite carbono en su producción, por lo que destaca como una alternativa viable a los combustibles fósiles, especialmente en sectores de difícil descarbonización como el transporte pesado y la industria.

El hidrógeno verde ofrece múltiples ventajas para la transición energética:

- Bajas emisiones de carbono: Se produce mediante la electrólisis del agua usando energía renovable, un proceso libre de emisiones de carbono y contaminantes atmosféricos.

- Versatilidad de uso: Su aplicación es diversa, abarcando desde vehículos de pila de combustible hasta la generación de electricidad y procesos industriales. Esta versatilidad lo hace una solución integral para diversas áreas económicas y sociales.
- Almacenamiento y transporte de energía: El hidrógeno verde tiene la capacidad de almacenar energía adicional generada por fuentes renovables, ayudando a estabilizar las redes eléctricas y facilitando una gestión más eficiente de la energía renovable.
- Impulso al desarrollo tecnológico: La producción y el uso del hidrógeno verde fomentan la investigación y el desarrollo de tecnologías más eficientes y limpias, beneficiando no solo a la industria del hidrógeno, sino también impulsando la innovación en el ámbito de las energías renovables y tecnologías de almacenamiento.

Por lo tanto, el hidrógeno verde no solo es una solución para reducir las emisiones de carbono, sino que también desempeña un papel crucial en la evolución hacia una economía energética más sostenible y resiliente, alineada con los objetivos globales de desarrollo sostenible.

VII.
TENDENCIAS
GLOBALES
Y REGIONALES



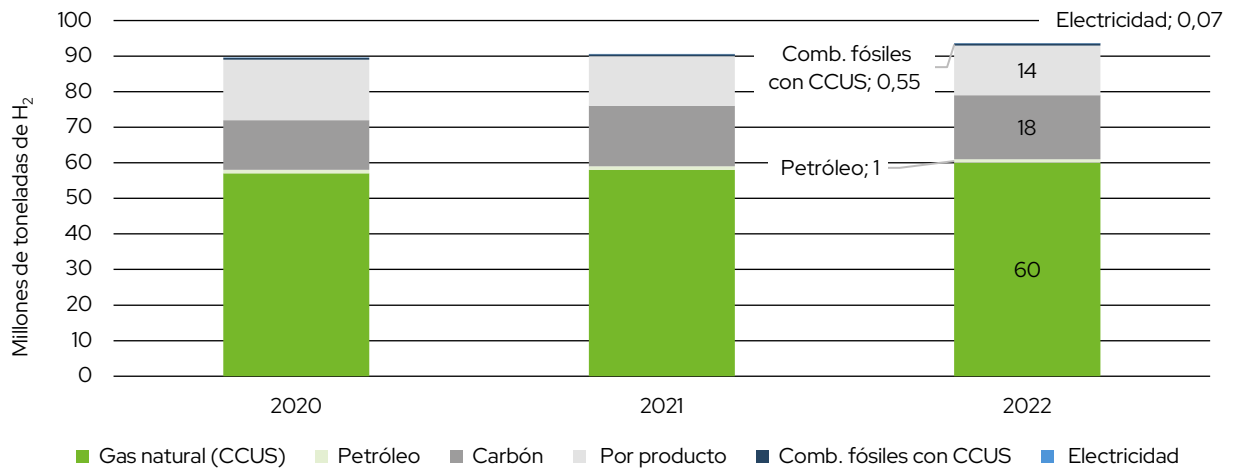
El contexto general descrito permite disponer de una visión general de hidrógeno verde como vector energético en la sociedad y la economía, sin embargo, para obtener una visión preliminar completa de las vulnerabilidades y dependencias en la cadena de suministro del hidrógeno verde, resulta esencial adentrarse en el análisis de las tendencias globales y regionales que darán forma al futuro del hidrógeno verde como vector energético clave.

En este apartado, se presenta un análisis a nivel de contexto de las tendencias que impactan directamente en el almacenamiento, producción, distribución y consumo de hidrógeno verde tanto a nivel mundial como en el contexto europeo y español. Estas tendencias abarcan desde el alto crecimiento de la demanda a nivel mundial hasta los avances tecnológicos que están influyendo sobre la forma en que se produce y se utiliza el hidrógeno verde.

1. Evolución de la demanda de hidrógeno verde a nivel mundial

La producción mundial de hidrógeno alcanzó casi 95 Mt en 2022, un aumento del 3% en comparación con 2021, donde la producción ha estado dominada por el uso de combustibles fósiles. El gas natural con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) representó el 62% de la producción mundial, mientras que el carbón sin disminuir, ubicado principalmente en China, fue responsable del 21% de la producción global. El subproducto de hidrógeno, que se produce en refinerías y en la industria petroquímica durante el reformado de nafta, y que a menudo se utiliza para otros procesos de refinería y conversión (por ejemplo, hidrocrackeo, desulfuración), representó el 16% de la producción mundial. La producción de hidrógeno de bajas emisiones en 2022 fue inferior a 1 Mt (0,7% de la producción global), muy similar a la de 2021 y casi en su totalidad a partir de combustibles fósiles. La producción procedente de electrólisis de agua siguió siendo relativamente pequeña, todavía por debajo de 100 ktH₂ en 2022, lo que representa un crecimiento del 35% respecto al año anterior.

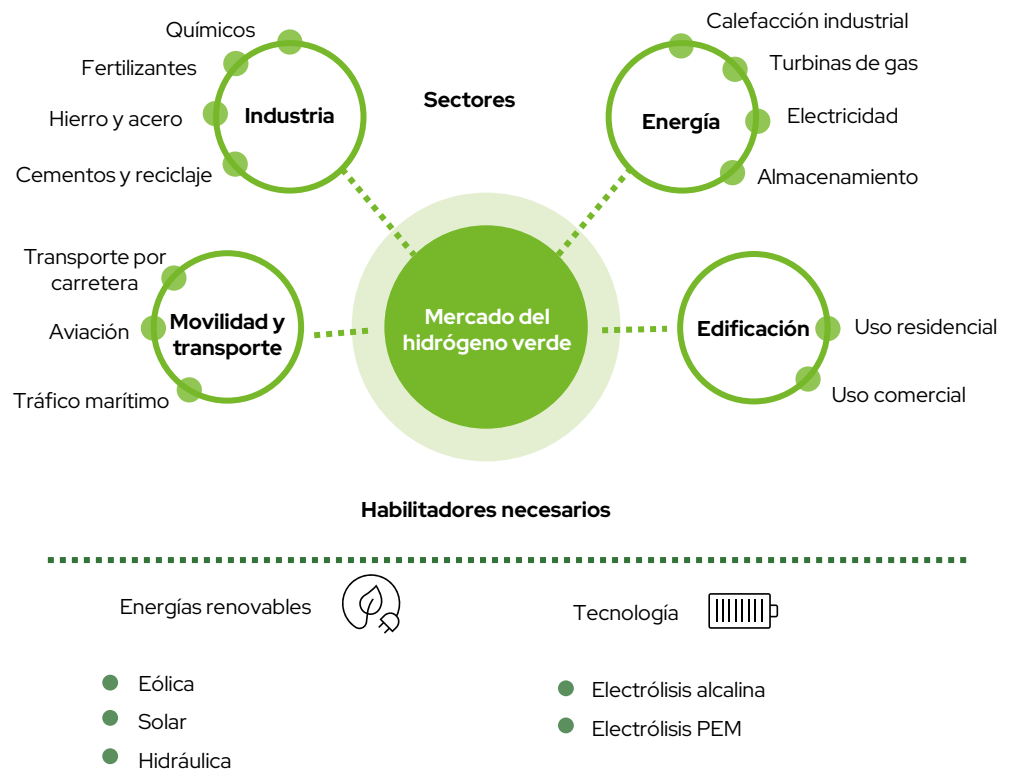
FIGURA 7. Producción de Hidrógeno por tecnología, 2020-2022



Fuente: International Energy Agency.

Si nos centramos en el hidrógeno verde, es importante tener en cuenta los diferentes sectores que están involucrados en la demanda y en la cadena de valor, así como sus usos específicos y los habilitadores que permiten su producción.

FIGURA 8. Sectores involucrados y habilitadores en la producción y uso del Hidrógeno Verde



Fuente: Elaboración propia basada en documentos sobre tendencias del sector del hidrógeno verde.

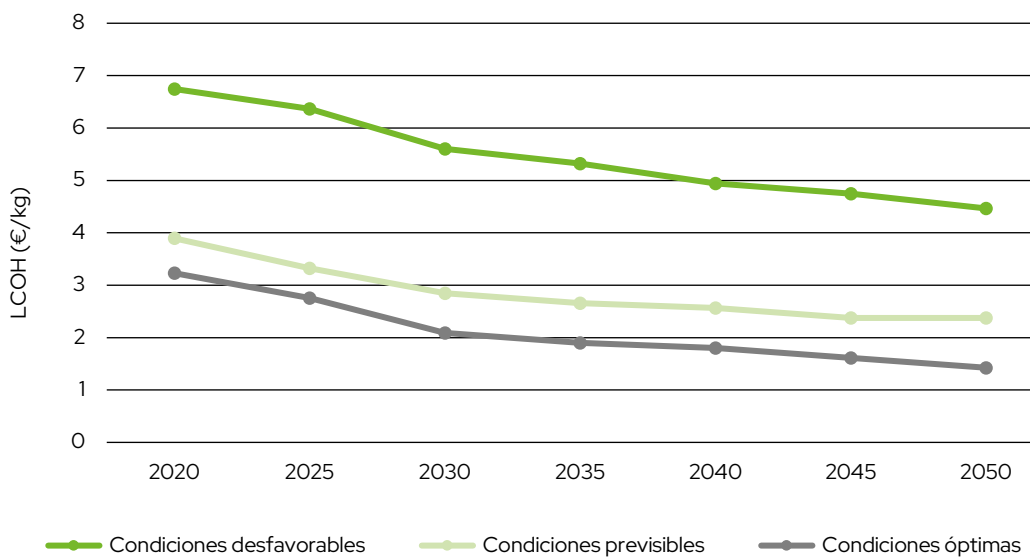
1.1. Dinámica del mercado de hidrógeno verde

Para comprender la evolución de la demanda del hidrógeno verde y su perspectiva económica, se debe tener en cuenta que la dinámica del mercado está condicionada:

Driver: Baja variabilidad del coste de energía renovable

El principal desafío en la producción de hidrógeno verde radica en el suministro de energía, y en la última década, ha habido una marcada reducción en el coste de generar energía renovable a partir de diversas fuentes. Esto se atribuye a avances tecnológicos, la reducción de los costes de materias primas, mejoras en la eficiencia de la producción y el desarrollo de nuevos compuestos, por lo que, tanto energía solar como la eólica continúan viendo una disminución constante en sus costes gracias a estas innovaciones. En términos de energía renovable, los principales costes se relacionan principalmente con la instalación inicial y el mantenimiento mínimo. Por lo tanto, se espera que los costes de producción de hidrógeno verde también disminuyan a medida que las operaciones continúen avanzando.

FIGURA 9. Evolución de la dinámica de costes del hidrógeno verde, según coste nivelado (LCOH)



Fuente: World Energy Council.

Restricción: Gestión de la sostenibilidad y alto coste inicial

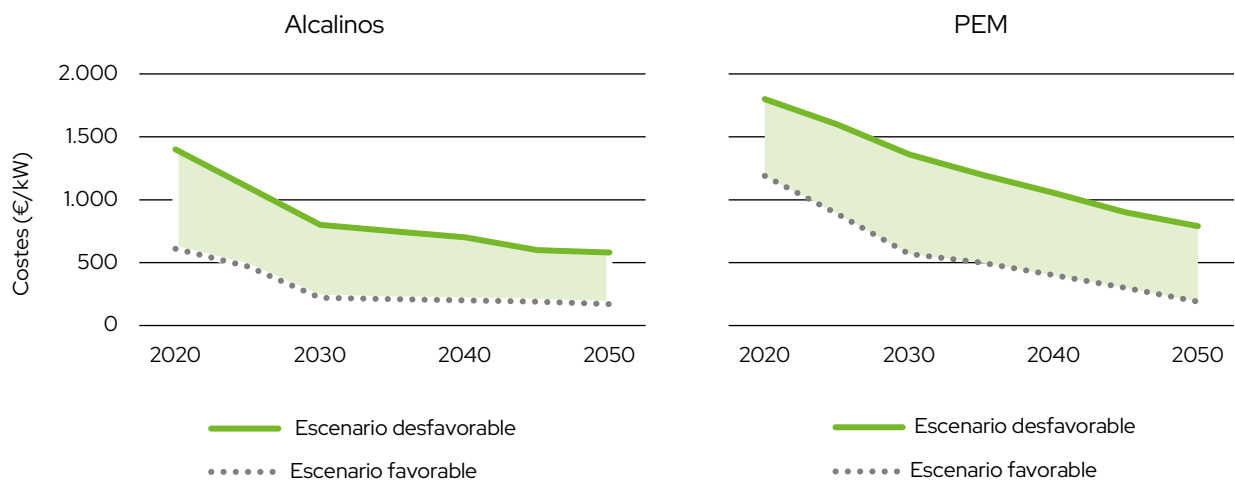
Es esencial asegurar que la energía utilizada en la producción de hidrógeno verde provenga de fuentes renovables. El empleo de una red eléctrica ajena puede incluir una parte de energía proveniente de combustibles fósiles, lo que significa que es necesario tener en cuenta las emisiones relacionadas con la generación de electricidad al calcular las emisiones asociadas al hidrógeno verde. Por su lado, las plantas que emplean

su propia energía de fuentes renovables pueden asegurar su procedencia, pero pueden experimentar una producción intermitente y, en consecuencia, costes de producción más elevados. En este sentido, actualmente se encuentra en desarrollo multitud de aspectos asociados a la certificación del origen de la energía.

Oportunidad: Disminución de costes de electrolizadores

El precio de los electrolizadores ha disminuido aproximadamente a la mitad en comparación con su valor de hace cinco años, y se espera que esta tendencia de reducción continúe durante la década actual. La principal causa detrás de esta disminución de costes se debe a las inversiones realizadas en investigaciones, como es el caso del desarrollo reciente de electrolizadores sólidos de oxígeno, que pueden lograr una eficiencia del 100% a altas temperaturas, lo que demuestra el gran potencial de esta tecnología. Además, se está comenzando a trabajar con electrolizadores modulares, que permiten escalar la producción en función de las condiciones.

FIGURA 10. Dinámicas de los costes de los electrolizadores en 2050



Fuente: World Energy Council.

Desafío: Mercado subdesarrollado

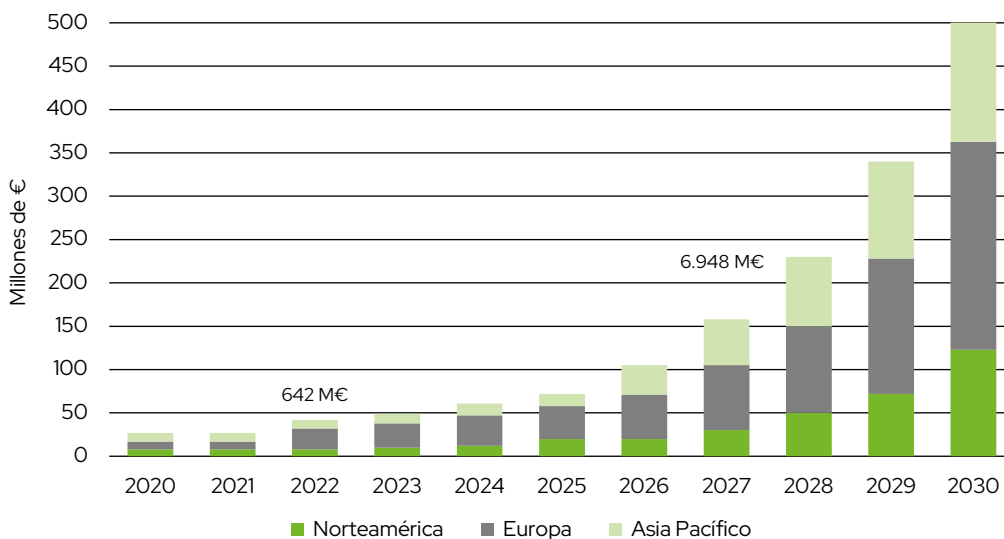
Las tecnologías requeridas para una utilización eficiente del hidrógeno verde todavía están en proceso de desarrollo o se encuentran en fase de prototipos funcionales. La demanda de hidrógeno verde se limita actualmente a países desarrollados y en desarrollo que están comprometidos con programas de carbono neto cero. Incluso dentro de estos países, la mayoría carece de la tecnología necesaria para una gestión eficaz del hidrógeno y, aunque la mayoría de estas tecnologías están en proceso de desarrollo, aún no se encuentran disponibles comercialmente. Esto provoca un crecimiento relativamente lento mientras se invierte en el desarrollo de la tecnología necesaria para impulsar la generación de hidrógeno verde.

1.2. Evolución económica del mercado de hidrógeno verde

A pesar de que el mercado de hidrógeno verde está condicionado por las casuísticas indicadas con anterioridad, este tuvo un valor de 642 millones de euros en el año 2022, con la proyección de que alcance los 6.948 millones de euros para el año 2027. Como se ha indicado con anterioridad, este incremento en el mercado se atribuye a la reducción de los costes en la producción de energía renovable a partir de diversas fuentes, el avance en tecnologías de electrólisis y una alta demanda proveniente de vehículos de pila de combustible de hidrógeno (FCEV) y la industria eléctrica.

Hasta el momento, el mercado de hidrógeno se concentra en sectores muy específicos a nivel global, con foco en la industria de la movilidad y el sector energético, con la siguiente proyección por mercados.

FIGURA 11. Cuota de mercado de hidrógeno verde, por región, 2020-2030 (M€)



Fuente: Polaris Market Research.

Este reparto geográfico del mercado atiende a las siguientes consideraciones:

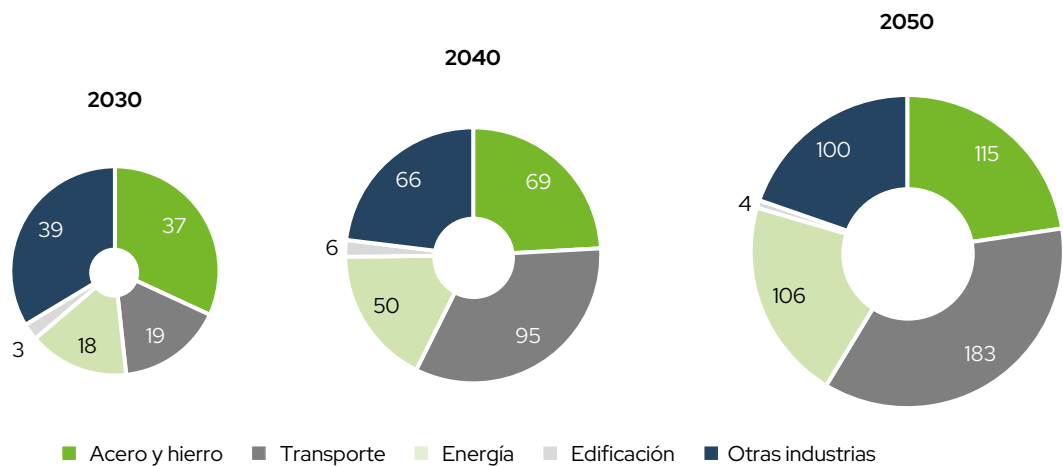
- Las nuevas políticas europeas de descarbonización de la economía basándose en el uso del hidrógeno, han llevado a Europa a concentrar una cuota de mercado en torno al 58 %. La falta de regulación actual que promueva estas iniciativas afecta a los primeros años de la proyección, aumentando finalmente acorde al resto de regiones.
- La adopción de legislación en favor de la energía limpia en América del Norte se espera que genere un crecimiento importante en el mercado de la región a lo largo de todo el período previsto, con Estados Unidos y Canadá impulsando gradualmente el mercado del hidrógeno verde.
- Durante el período proyectado, se anticipa que el mercado de Asia-Pacífico experimentará la mayor tasa de crecimiento anual compuesta, con Australia y Japón liderando el crecimiento en la región. Un ejemplo de esto es el proyecto de construcción

de una planta de hidrógeno verde en Japón por parte de Toshiba, la cual tendrá una capacidad de electrolización de 10 MW y producirá hidrógeno para su uso en sistemas de transporte.

1.3. Tendencias y evolución de los principales sectores

Tal y como se ha indicado con anterioridad, el mercado global de hidrógeno verde está altamente influenciado por la actividad en diferentes sectores. Si tenemos en cuenta la corriente global que avala la necesidad de descarbonizar el sistema energético global y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, los principales sectores productivos se beneficiarán de su empleo y verán reforzadas sus aplicaciones en el futuro, según la siguiente proyección:

FIGURA 12. Previsión de la evolución de la demanda de hidrógeno verde por sector, 2030 a 2050 a nivel global (MtH₂eq)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe Green Hydrogen Report.

A continuación, el detalle de las oportunidades existentes para alguno de estos sectores:

Transporte

A medida que los países de todo el mundo buscan descarbonizar sus sistemas de transporte, el hidrógeno verde está surgiendo como una solución prometedora para impulsar vehículos, autobuses, trenes y barcos eléctricos por medio de la pila de combustible. Los productos derivados del hidrógeno pueden desempeñar un papel crucial en la descarbonización del transporte marítimo (como el amoníaco y el metanol) y la aviación, donde la electricidad y el hidrógeno puro pueden no ser soluciones con viabilidad. El hidrógeno puro puede ser empleado en pilas de combustible o motores de combustión interna en el sector del transporte por carretera, complementando así los vehículos eléctricos, especialmente en las situaciones de transporte de larga distancia.

Generación de energía

El hidrógeno se puede utilizar en pilas de combustible para producir electricidad, lo que puede ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y proporcionar una fuente de electricidad más fiable. Durante momentos de exceso de energía disponible, como en condiciones de alta radiación solar o fuertes vientos, es posible generar hidrógeno a través de la electrólisis y almacenarlo. Luego, este hidrógeno puede convertirse nuevamente en electricidad en momentos de alta demanda de energía, ofreciendo flexibilidad tanto para la generación como para la distribución en el sistema eléctrico.

Aplicaciones industriales

También se puede utilizar en una variedad de aplicaciones industriales, incluso como materia prima para la producción química, como combustible para calefacción industrial y en aplicaciones de refinación. El hidrógeno verde ofrece la posibilidad de descarbonizar los procesos actuales de materias primas en la industria química, incluyendo la producción de amoníaco para fertilizantes y metanol para la fabricación de plásticos y textiles. Por otro lado, en la industria siderúrgica, el hidrógeno puro puede utilizarse como agente reductor en los procesos de producción de acero mediante la reducción directa. En general, el hidrógeno puro también puede servir como fuente de energía en aplicaciones industriales que requieren altas temperaturas, como la metalurgia (para la producción de hierro y acero), la industria química, la fabricación de fibras textiles, la electrónica, el reciclaje y la refinación del petróleo.

Generación de calor a nivel residencial

Se prevé un crecimiento de su uso para calefacción residencial, reemplazando el gas natural y otros combustibles fósiles. Esto puede ayudar a reducir emisiones y mejorar la calidad del aire, particularmente en áreas urbanas donde la contaminación de los sistemas de calefacción puede constituir un problema relevante. A pesar de su capacidad en este ámbito, es importante tener en cuenta que el transporte y la distribución de hidrógeno conllevan requisitos rigurosos de seguridad, y la eficiencia en la utilización de hidrógeno para calefacción de edificios es limitada. Por lo tanto, se espera que la demanda de hidrógeno en el ámbito residencial y comercial siga siendo marginal respecto al resto de usos indicados.

2. Desarrollo tecnológico y avances en investigación

Teniendo en cuenta la evolución de la demanda anteriormente indicada, es fundamental destacar la necesidad imperante de la innovación continua como motor fundamental en el camino hacia la descarbonización y la consecución de los objetivos de emisiones net zero. El hidrógeno verde emerge como un actor crucial en esta transformación hacia una matriz energética más sostenible, y su rentabilidad y viabilidad dependen en gran medida de los avances tecnológicos y de investigación.

Como se ha indicado con anterioridad, el sector avanza muy rápido, existen multitud de alianzas y acuerdos de colaboración y, además, se están realizando unos esfuerzos relevantes a nivel de inversiones y financiación, tanto pública como privada.

De todo esto, en conjunto con la consulta de multitud de documentación que establece las perspectivas del sector, se han identificado cuatro tendencias que engloban numerosas actividades de desarrollo, tanto a nivel de aprovechamiento y dotación de capacidades de uso (pilas de combustible), como a nivel de capacidad de producción y reducción de costes (electrolizadores), además de tendencias relacionadas con el uso de nuevas tecnologías que permitirán trazar la producción y profundizar sobre los certificados de origen (AloT), finalizando con los últimos cambios a nivel de infraestructuras, para poder conectar rápidamente los centros de producción con los posibles focos de demanda.

FIGURA 13. Tendencias en desarrollo y nuevas tecnologías del sector del Hidrógeno Verde

Next-level Fuel Cell H₂

El empleo de la pila de combustible para acercar el uso del H₂ está en auge, siendo esta opción la que está concentrando la mayor parte de los esfuerzos en investigación, debido a que resuelve los problemas de respuesta de la demanda al actuar como fuente de energía.

En España. Se prevé una inversión pública y privada de más de 200M€ en relación con el desarrollo de vehículos híbridos y eléctricos de pila de combustible.

Electrolizadores made to measure

El desarrollo de tecnologías avanzadas de electrólisis facilita una mayor escalabilidad en las unidades de producción de hidrógeno, aumentando, por este motivo, la instalación de electrolizadores modulares made-to-measure a los nuevos proyectos de producción de H₂.

En España. Recientemente representantes del sector privado nacional han cerrado un acuerdo para la incorporación, por primera vez, de electrolizadores modulares en la región.

AloT para acelerar la transición

Uso conjunto de AI e IoT para, entre otros, modelar diseños y escenarios, incluyendo variables como la volatilidad de la demanda de los compradores y la infraestructura local, optimizando cada diseño para maximizar el retorno y minimizar el riesgo asociados al proyecto de H₂.

En España. El uso de este tipo de tecnologías es fundamental para trazar el flujo completo del H₂, permitiendo esto las certificaciones de origen de AENOR.

Readaptación de gasoductos

Las dificultades de transporte del H₂ en sus diferentes estados, unido al incremento repentino de la producción, ha desembocado en una tendencia asociada a la adaptación de gasoductos para convertirlos en hidroductos, permitiendo esto dar continuidad al consumo del H₂.

En España. Enagás ha identificado ya un 30% del total de la red de tramos de gasoducto que se pueden reconvertir en ductos de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia a partir de diferentes informes de International Energy Agency e Hydrogen Council, entre otros.

De estas cuatro tendencias principales en el ámbito del desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde, emana la necesidad de dar respuesta a los siguientes retos:

- **Conocimiento reducido.** Limitaciones sobre el diseño óptimo y el retorno de la inversión, lo que limita las aspiraciones de inversión. Para satisfacer la demanda del mercado, las empresas deben ampliar y mejorar los diseños de sus plantas, pero la principal dificultad que se encuentran es la limitación a nivel de datos de mercado y configuración técnica del espacio.
- **Altas pérdidas de energía y escalabilidad limitada.** El hidrógeno verde pierde una cantidad considerable de energía en cada punto de la cadena de suministro, por este motivo, se están abordando grandes investigaciones técnicas en materia de electrolizadores y pilas de combustible, con el objetivo de optimizar dos de los puntos más relevantes de este ciclo de vida, facilitando la transición al hidrógeno verde como vector energético.
- **Off-takers y valor del hidrógeno verde.** El principal desafío es cómo capitalizar el hidrógeno verde, siendo fundamental la conexión entre los off-takers y los puntos de generación del hidrógeno verde. En este sentido, además de la infraestructura física o logística, se debe acreditar la trazabilidad de este, siendo necesario certificar la garantía de origen y la convertibilidad a créditos de carbono.
- **Estrategia actualizada y definida de inversión en infraestructuras de soporte.** A nivel europeo, pero, específicamente en España, los avances del sector van por delante de la regulación y la estrategia nacional, siendo muy relevante la inversión pública en infraestructura de transporte y, también, en recursos de almacenamiento por parte privada. Estos aspectos son críticos para asegurar un consumo continuo que permita la entrada real del hidrógeno verde en algunos sectores críticos: acero, industria química, refinado del petróleo, etc.
- **Distribución y Almacenamiento de Hidrógeno Verde.** Aunque existen técnicas consolidadas, como el almacenamiento a presión y el criogénico, la baja densidad energética por volumen del hidrógeno demanda tecnologías más avanzadas para su almacenaje óptimo. La distribución, reforzada por tuberías y camiones cisterna, se ve desafiada por problemas como la hidrogenación, afectando la durabilidad de infraestructuras tradicionales. En términos económicos, la infraestructura del hidrógeno aún busca alcanzar la robustez de los combustibles fósiles, necesitando importantes inversiones. Conviene resaltar que ENAGAS está promoviendo el desarrollo de una red de hidrógeno renovable y ha lanzado un proceso de manifestación de interés para analizar los ejes iniciales de la Red Troncal Española de Hidrógeno con el objetivo de, en 2025, conseguir una infraestructura que responda al mercado potencial de hidrógeno verde.

3. Perspectivas de crecimiento en Europa y España

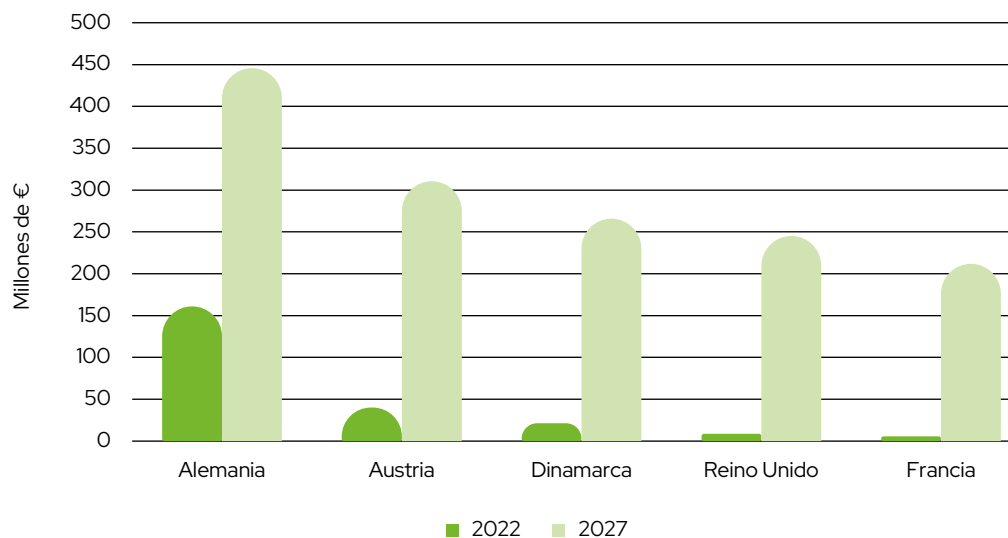
Como se ha visto con anterioridad, Europa es el mayor mercado de hidrógeno verde, constituyendo aproximadamente el 58 % de la cuota global. En este sentido, a continuación, se indica de manera preliminar las perspectivas europeas en general, poniendo el foco en España como una de las principales esperanzas para el desarrollo del sector.

3.1. Previsiones de crecimiento del sector

En el contexto de los ambiciosos objetivos climáticos de la Unión Europea, la importancia de la tecnología para producir hidrógeno verde está creciendo en los planes nacionales para llevar a cabo la transición energética. Actualmente, casi todos los países de la UE han publicado o están desarrollando estrategias relacionadas con el hidrógeno, pero estas estrategias varían en términos de concreción y ambición. Si comparamos estas estrategias con el potencial de consumo nacional esperado, podemos identificar diferentes grupos de países con relativa claridad. Por ejemplo, el hidrógeno verde puede desempeñar un papel fundamental en la reducción de emisiones en los países mediterráneos, pero también puede ser significativo en Europa del Este, dado que los objetivos de reducción de emisiones son menos estrictos en esa región.

Como referencia, la comunicación REPowerEU ha fijado un ambicioso objetivo de producción de hidrógeno renovable para 2030 de 10 Mt. Esto es más que la demanda actual de hidrógeno de 8,7 Mt y se acerca a la capacidad total actual de producción de hidrógeno desarrollada durante varias décadas. A continuación, se incluye un gráfico donde se muestra la cuota de mercado de hidrógeno verde que cubren los primeros cinco productores europeos, con la previsión de crecimiento (2022-2027).

FIGURA 14. Previsión de cuota de mercado de hidrógeno verde por país, 2022 a 2027 (M€)

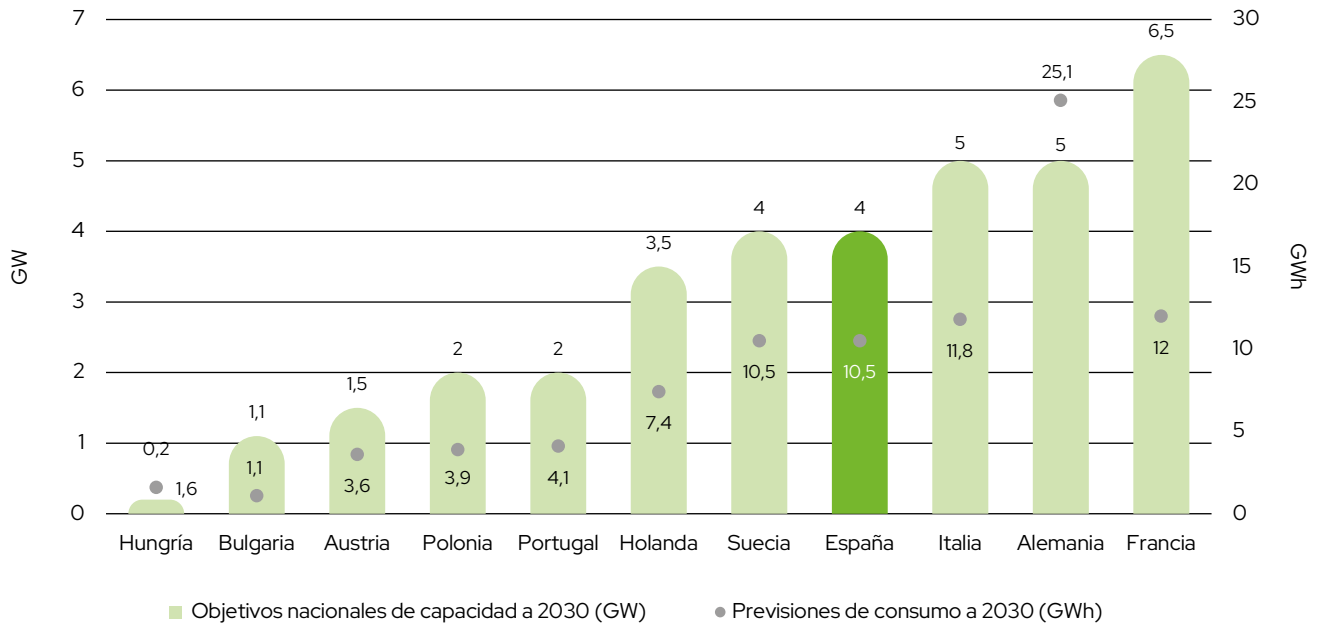


Fuente: Markets and Markets.

Para cubrir la previsión de crecimiento planteada, Europa en general está trabajando en aumentar la capacidad de producción por medio de la innovación tecnológica en relación con los electrolizadores. Muestra de esto es que, mientras que en 2019 los electrolizadores en funcionamiento más grandes de Europa rondaban los 7 MW, en la actualidad hay múltiples electrolizadores de entre 50 MW y 100 MW que se encuentran en fases avanzadas de desarrollo y programados para entrar en funcionamiento. A continuación,

se presenta un gráfico que muestra la proyección a 2030 de capacidad y consumo de hidrógeno verde en los principales países europeos.

FIGURA 15. Objetivos de capacidad y consumos potenciales de hidrógeno verde en la UE



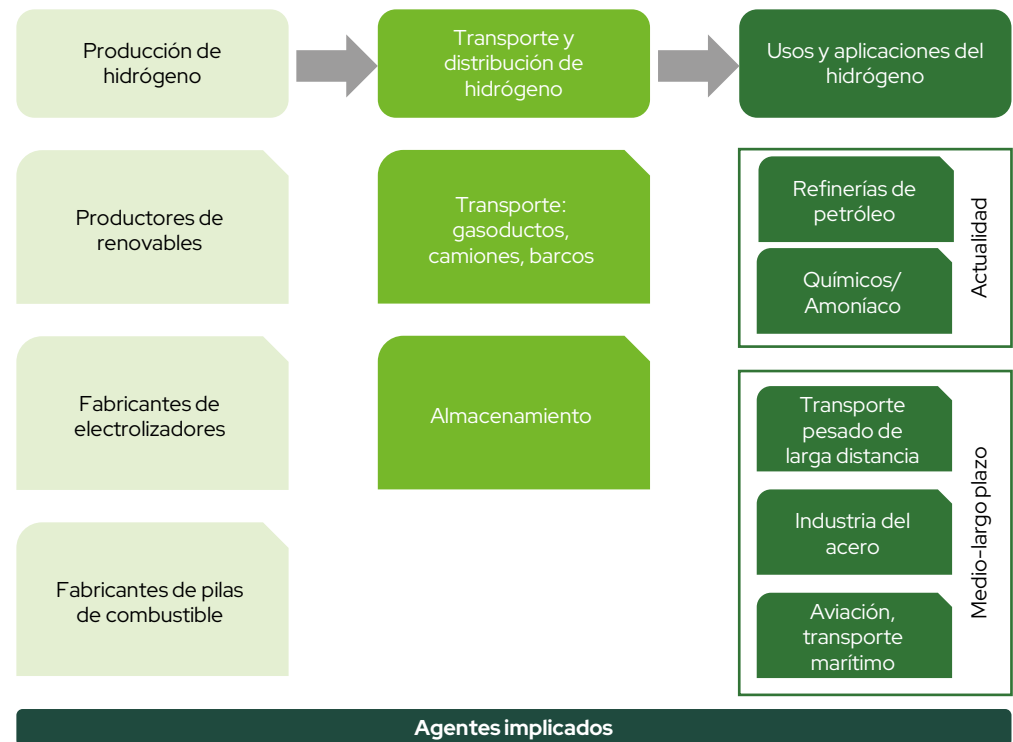
Fuente: Intereconomics.

Tal y como se muestra, el consumo previsto para España está muy por encima del hito de capacidad marcado. Sin embargo, la cartera de proyectos planificados recogida en el Censo de la Asociación Española de Hidrógeno muestra un panorama más optimista. La potencia instalada planificada en 2024 sería de aproximadamente 8 GW y a partir de 2026 de casi 11 GW. De ejecutarse todos estos proyectos, España podría superar los objetivos marcados en la Hoja de Ruta respecto a capacidad de producción de hidrógeno instalada.

3.2. Previsiones de negocio, inversiones y oportunidades en el sector

El hidrógeno verde es un ámbito que brinda oportunidades de inversión a corto, mediano y largo plazo. En el corto plazo, la producción de hidrógeno deberá aumentar considerablemente para permitir su uso en diferentes industrias. Por lo tanto, las empresas de este segmento serán las que más se beneficiarán del apoyo político y las inversiones. Una vez que el hidrógeno crezca a medio plazo, se prevé que se materialicen oportunidades en otras partes de la cadena de valor a medida que aumenten las inversiones en infraestructura.

FIGURA 16. Eslabones a alto nivel de la cadena de suministro y oportunidades



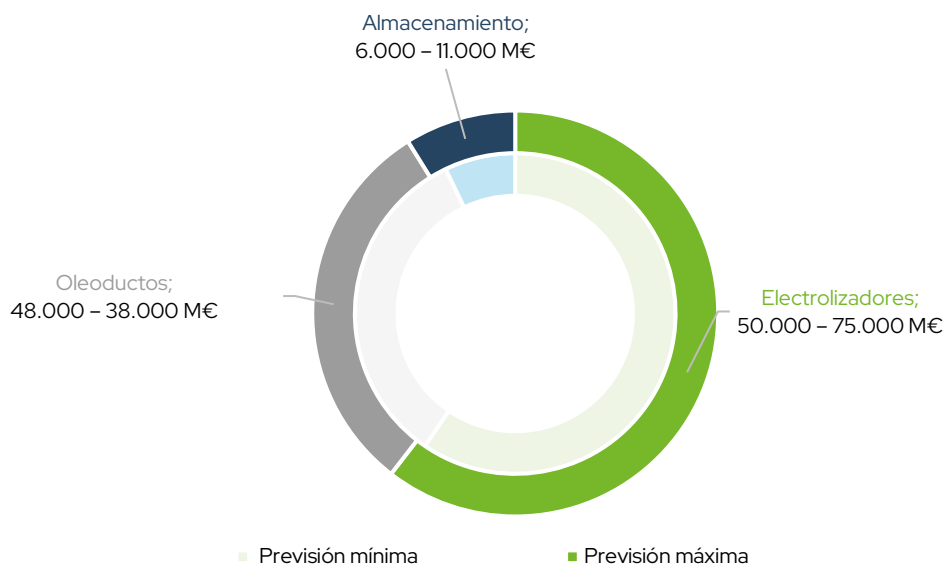
Fuente: Elaboración propia.

El mercado europeo del hidrógeno se enfrenta a cuatro retos de inversión: aumentar la fabricación capacidades para electrolizadores, ampliar nuevas capacidades de producción de hidrógeno, abrir nuevos sectores de demanda de hidrógeno renovable y con bajas emisiones de carbono y desarrollo de hidrógeno dedicado a infraestructura.

Las inversiones en categorías clave de infraestructura de hidrógeno hasta 2030 se sitúan en un rango de entre 50.000 y 75.000 millones de euros para electrolizadores, entre 28.000 y 38.000 millones de euros para la construcción de oleoductos internos dentro de la UE, y entre 6.000 y 11.000 millones de euros para almacenamiento (Figura 17).

Adicionalmente, se requerirán inversiones de 500.000 millones de euros en cadenas de valor internacionales para posibilitar la importación de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable, incluso en forma de productos derivados.

FIGURA 17. Inversiones en infraestructura de hidrógeno hasta 2030 en Europa



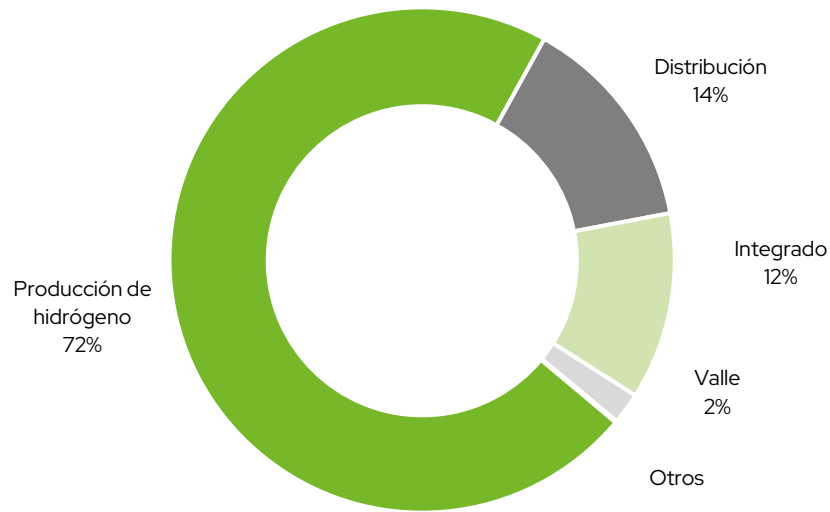
Fuente: European Commission.

La mayor parte de la inversión en el sector del hidrógeno tendrá que ser cubierta por capital privado. Al mismo tiempo, se están movilizando todos los fondos pertinentes de la UE para apoyar una ampliación acelerada del mercado del hidrógeno en Europa. Para apoyar la ampliación de los electrolizadores, Horizonte 2020 apoyó el desarrollo de los primeros electrolizadores a escala de 100 MW, complementando los proyectos de investigación y demostración financiados en el marco de la Empresa Común por un Hidrógeno Limpio. Además, la convocatoria de propuestas a gran escala de 2022 ha dedicado una convocatoria de 1.000 millones de euros al hidrógeno y la electrificación de la industria, así como 700 millones de euros a la fabricación de tecnologías limpias, incluidos los electrolizadores.

Por su parte, dentro del territorio español, la Hoja de Ruta del Hidrógeno elaborada establece que, para alcanzar los objetivos que se plantean, será necesario atraer una inversión estimada de 8.900 millones de euros en el período de 2020 a 2030. Estas estimaciones de inversión se han cotejado con los datos provenientes de los 123 proyectos participantes en el Censo de proyectos de la Asociación Española del Hidrógeno, los cuales proyectan una inversión conjunta cercana a los 21.000 millones de euros, si bien, podría ser mayor dado el carácter confidencial de algunos proyectos.

Según el tipo de actividad proyectada, el 72% de la inversión estará destinada a la producción de hidrógeno, mientras que el 14% se dirigirá a la distribución y el 14% restante a otros usos.

FIGURA 18. Inversión por actividad en el sector del hidrógeno



Fuente: Asociación Española del Hidrógeno.

Durante los próximos años, es necesario que esta inversión planificada a nivel nacional y europeo se convierta en ejecución a través de los proyectos vinculados para alcanzar los objetivos definidos. En este sentido, la industria que ha desarrollado un amplio pipeline de proyectos de hidrógeno para el corto y medio plazo deberá ejercer de agente tractor para el desarrollo de las iniciativas. Por su parte, las entidades públicas deberán trabajar en paralelo tanto a nivel legislativo como financiero, mediante la colaboración con el sector privado, para prestar el apoyo necesario para la evolución del mercado del hidrógeno verde a nivel nacional y comunitario.

3.3. Principales desafíos y obstáculos

Teniendo en cuenta las tendencias detalladas y la perspectiva que emana de las políticas globales de descarbonización de la economía, tanto el sector público como el privado aspiran a posicionar al hidrógeno verde como un elemento fundamental en la transición hacia un futuro energético sostenible. En este sentido, a modo de contexto, a continuación, se presentan las principales barreras que se presentan en distintos aspectos clave del sector, desde el mercado y la producción hasta la demanda, distribución y almacenamiento de hidrógeno verde, tanto a nivel europeo como español, todo esto de manera previa a entrar en el detalle específico de cada uno de los eslabones de la cadena de valor.

TABLA 2. Barreras en la cadena de valor del Hidrógeno Verde

ÁMBITO	BARRERAS IDENTIFICADAS DE MANERA PRELIMINAR
Barreras de producción	<ul style="list-style-type: none"> • Coste de producción: el coste del hidrógeno verde es más alto que el de la mayoría de las alternativas de combustible con alto contenido de carbono. • Falta de madurez en las tecnologías de producción: aumento del riesgo e incertidumbre asociada a la eficiencia y eficacia de los procesos productivos. • Riesgos comerciales: la falta de producción continuada genera incertidumbre sobre la escalabilidad entre posibles demandantes de la energía, principalmente en sectores estratégico. • Falta de estructura de mercado: la falta de una política clara y consistente a largo plazo (desconocimiento sobre las implicaciones del objetivo de cero emisiones netas para 2050 al tomar decisiones de inversión) y el marco regulatorio en construcción para el hidrógeno verde disuade a los inversores, ya que añade riesgo al proceso de inversión.
Barreras de transmisión, distribución y almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Escalabilidad limitada: la falta de información acerca de la posible oferta y demanda influye sobre la resiliencia y escalabilidad de las infraestructuras de transmisión, distribución y almacenamiento, existiendo el riesgo de no estén adaptadas para un futuro despliegue más amplio. • Incertidumbre regulatoria: marco regulatorio incipiente en relación con la distribución y el almacenamiento de hidrógeno verde, esto podría impedir las inversiones privadas (regulación de redes de distribución, estructura de propiedad, etc.). • Conocimiento limitado: las dificultades asociadas al transporte y almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno supone un freno crucial, influyendo directamente en la ubicación de las plantas de producción y centros de consumo.
Barreras de demanda	<ul style="list-style-type: none"> • Acceso limitado al suministro: en la actualidad, no existe un gran abanico de productos energéticos que permitan el acceso por parte de usuarios individuales/pymes al uso de hidrógeno verde como fuente de energía, no existiendo visibilidad sobre el origen de la energía y, por tanto, no creando conciencia en este sentido. • Coste de usuario: incertidumbre en relación con posibles gastos asociados a la adaptación de determinado tipo de sistemas de consumo y almacenamiento. • Incertidumbre sobre el consumo continuado: para grandes consumidores de demanda, existe una incertidumbre asociada con la disponibilidad energética continuada que puede proveer este tipo de vectores energéticos.

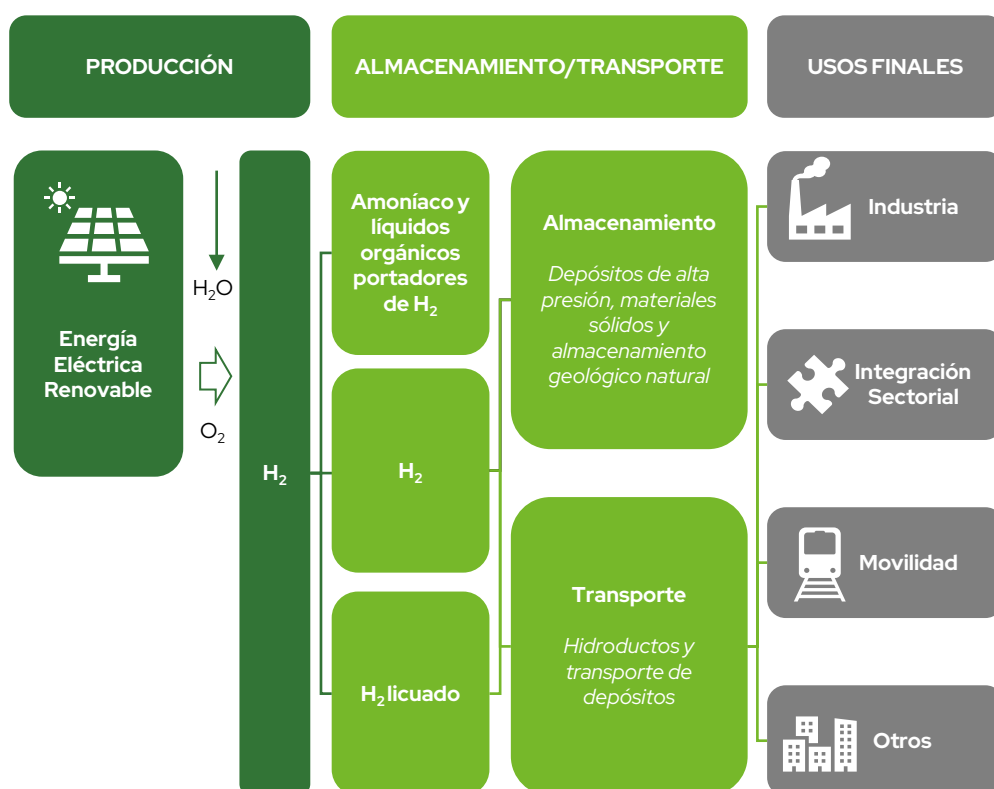
VIII.

ANÁLISIS DE LA CADENA DE VALOR



El panorama transformador detallado con anterioridad está dando lugar a una infraestructura de hidrógeno verde integral, implicando una serie de procesos interrelacionados que son cruciales para la eficiencia, viabilidad y sostenibilidad de esta alternativa energética. A continuación, se procede a exponer una visual de la cadena de valor, con el objetivo de asegurar su entendimiento y de identificar los diferentes eslabones involucrados en la misma y sus interrelaciones particulares:

FIGURA 19. Etapas de la cadena de valor del Hidrógeno Verde



Fuente: Elaboración propia a partir de la Hoja de Ruta del Hidrógeno del MITECO. Octubre 2020.

Según se observa en el esquema expuesto anteriormente, la cadena de valor del hidrógeno verde en España se estructura en torno a cuatro eslabones diferenciados:

- La producción del hidrógeno, que incluye la generación de energía eléctrica renovable, el abastecimiento de agua y, en consecuencia, la electrólisis del agua.
- El almacenamiento, que implica tanto depósitos de alta presión como las técnicas asociadas al almacenamiento geológico natural.
- El transporte del hidrógeno, que abarca desde el uso de hidroductos y gaseoductos hasta el transporte de los propios depósitos de alta presión previamente mencionados.
- Los usos finales del hidrógeno en diversos sectores y aplicaciones como las grandes industrias de difícil electrificación y la movilidad sostenible. Bajo este eslabón, se contemplará la existencia de servicios auxiliares como la investigación, el desarrollo y la

innovación, transversales a todas las etapas de la cadena y desempeñando un papel crucial en la mejora continua de los eslabones.

A continuación, se procede a exponer el detalle de los diferentes eslabones previamente mencionados, prestando especial atención a los procesos involucrados dentro de los mismos, a las potenciales vulnerabilidades y dependencias identificadas y a las tecnologías, materias primas y condicionantes complementarios que podrían suponer escenarios de criticidad y necesidades de desarrollo para impulsar la competitividad y la capacidad industrial de España en la cadena de valor del hidrógeno verde:

1. Eslabón 1: Producción

En línea con el esquema previamente expuesto de la cadena de valor del hidrógeno verde, en el primer eslabón se encuentran las actuaciones involucradas para la producción del hidrógeno. Este punto es crucial en el ámbito del hidrógeno, dado que la forma escogida para su producción determinará su posterior clasificación, siendo el hidrógeno verde el generado exclusivamente a partir de electricidad renovable y procesos de electrólisis. También se considera renovable el hidrógeno producido a raíz de otros procesos relacionados con el reformado de biogás y la conversión bioquímica de la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos. Si en la producción estuvieran involucradas otras tecnologías y actuaciones como el reformado de metano o gases licuados de petróleo, la captura, uso y almacenamiento de carbono o el gas natural, el hidrógeno no tendría la categorización de verde o renovable.

Teniendo en cuenta esto, tanto el análisis prospectivo realizado para la identificación de aspectos que condicionan la operativa del eslabón como la opinión de los diferentes expertos consultados, orientan el análisis de este eslabón en las siguientes cuestiones críticas: en las fuentes de energía renovables, en la obtención de agua como materia prima fundamental y en los procesos de electrólisis asociados para la producción de hidrógeno.

Además de dichos procesos y de los condicionantes implicados, el presente apartado tendrá como objetivo analizar las tecnologías involucradas y las materias primas críticas asociadas, evaluando a su vez las vulnerabilidades y dependencias existentes.

1.1. Generación de energía renovable

Las principales fuentes de energía renovables proyectadas para la producción de hidrógeno verde son la energía solar y la energía eólica, por su alto grado de desarrollo tecnológico actual respecto a otras tipologías de generación energética y por su creciente utilización en el sector eléctrico en la actualidad, entre otros factores.

A pesar de la idoneidad de estas fuentes de energía renovables para la producción de hidrógeno verde, dicha producción vendrá marcada especialmente por las propias debilidades y áreas de mejora existentes en dichas tecnologías, incidiendo de forma directa su aplicación para la producción del vector energético:

- Complicada predicción y gestión de los recursos naturales a causa de su intermitencia y de su dependencia a los cambios climáticos. Este factor genera la existencia de dependencias de los proyectos de hidrógeno verde hacia fuentes de energía complementarias para evitar interrupciones en la producción, hacia la necesidad de puntos de interconexión con la red eléctrica o hacia la innovación para mejorar la eficiencia.
- Ubicación y dimensionamiento de las plantas generadoras de energía renovable. Las necesidades de espacio, las condiciones naturales y la conexión con la red eléctrica para la generación de energía renovable, condicionarán con un alto nivel de criticidad el emplazamiento y desarrollo de los proyectos de hidrógeno verde.
- El coste del hidrógeno está influenciado significativamente por el precio de la energía eléctrica renovable, denotando una de las principales criticidades de la viabilidad financiera de los proyectos en los recursos para el abastecimiento.
- Teniendo en cuenta la incidencia de este ámbito en la producción de hidrógeno verde, a continuación, se procede a analizar los procesos involucrados, las tecnologías y materias primas asociadas, así como sus condicionantes específicos.

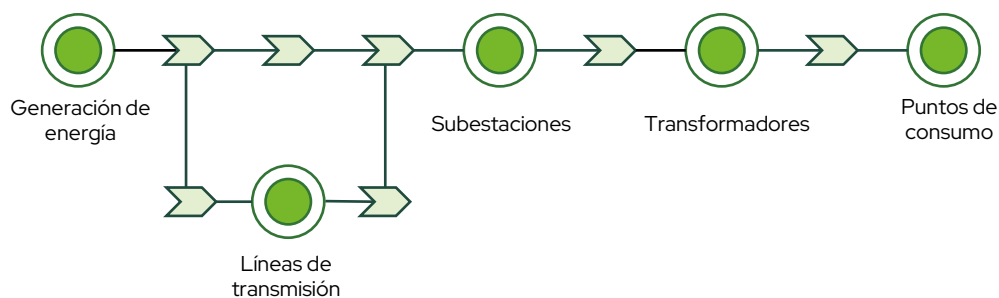
Procesos involucrados

La generación de energía renovable por las fuentes identificadas es altamente conocida, por lo que se procede a exponer de manera muy breve los procesos involucrados:

- En cuanto a la energía solar, las celdas fotovoltaicas de los paneles solares captan la radiación de la energía solar y la transforman en corriente eléctrica. Esta transformación de energía se consigue aprovechando las propiedades de los materiales que componen la placa solar a través de las células fotovoltaicas que contiene. Teniendo en cuenta el proceso de generación descrito, a continuación, se procederá a analizar los aspectos que pueden generar una vulnerabilidad en relación con la disponibilidad de energía renovable en este sentido: tipología de paneles solares dependiendo del mecanismo para el aprovechamiento y transformación de la energía solar, así como las materias primas más extendidas para la construcción de estos.
- Por otro lado, en cuanto a la energía eólica, un aerogenerador transforma la energía cinética de las corrientes de aire en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica. Esta energía depende directamente de las corrientes de aire existentes, así como de la fuerza del viento, condicionando la ubicación de los puntos de generación eólica a lugares donde la presencia del viento sea altamente predominante. Teniendo en cuenta el proceso de generación descrito, a continuación, se procederá a analizar los aspectos que pueden generar una vulnerabilidad en relación con la disponibilidad de energía renovable en este sentido: aerogeneradores para la generación de energía y las diferentes tipologías existentes.
- Adicional al proceso de generación, en este caso, es de especial relevancia considerar cómo llega la energía eléctrica renovable desde el punto de generación hasta el electrolizador, donde junto con el agua desalinizada, se llevará a cabo el proceso de electrólisis pertinente para la obtención de hidrógeno verde, puesto que este es otro ámbito donde es posible la generación de vulnerabilidades. El aspecto de la distancia desde el punto de generación hasta el electrolizador es relevante, tanto en términos

de rentabilidad según el proyecto en cuestión como por la necesidad de transformadores en el caso de grandes distancias que aumenten el voltaje para su transporte. En este sentido, a continuación, se muestra un esquema ilustrativo del recorrido de la energía eléctrica renovable:

FIGURA 20. Recorrido de la energía eléctrica renovable



Fuente: Elaboración propia.

En este sentido, los procesos involucrados contemplarán desde los propios equipamientos para la generación de energía eléctrica renovable, marcados por las células fotovoltaicas y los aerogeneradores, hasta los condicionantes derivados de la ubicación y de la distancia entre generación y consumo, marcados por la existencia de sobrecostos, equipamientos complementarios y necesidades adicionales para garantizar el suministro de los *offtakers*¹⁸

Tecnologías y materias primas asociadas

La energía solar fotovoltaica se basa en el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Para ello, se emplea un dispositivo semiconductor denominado celda o célula fotovoltaica, que puede ser de silicio monocristalino, policristalino o amorfo, o bien otros materiales semiconductores de capa fina. En función de dichas celdas, se identifican las siguientes tipologías principales de paneles fotovoltaicos:

- **Monocristalinos.** Se componen de células solares fabricadas a partir de un solo cristal de silicio puro. En términos de eficiencia, los monocristalinos disponen de una ratio de conversión del 18-20 % de energía solar en energía eléctrica. Estos paneles poseen una vida útil más larga a causa de un alto grado de resistencia a la degradación por el tiempo y por las condiciones meteorológicas y se ven menos afectados por las sombras o las obstrucciones parciales de la luz.

18. Un *offtake* consiste en un contrato entre un productor y un comprador para comprar o vender partes de los productos que en un futuro obtenga el productor. En este sentido, un *offtaker* en la cadena de valor del hidrógeno verde sería el comprador o el consumidor final del hidrógeno verde producido, utilizándolo como materia prima o como combustible para sus actividades productivas o para la prestación de sus servicios a terceros.

- Policristalinos. Se componen de células solares que contienen múltiples cristales de silicio en su estructura, con una ratio de conversión del 16-17,5% de energía solar en energía eléctrica. Estos paneles son robustos y duraderos, aunque con una menor vida útil en términos generales que los monocristalinos. Sin embargo, suponen una opción más económica respecto a los monocristalinos.
- Amorfos (de capa fina). Se componen de una red cristalina desordenada utilizando materiales semiconductores amorfos. Disponen de una ratio de conversión del 8-9% de energía solar en energía eléctrica, con menor durabilidad y resistencia que el resto de las tipologías. Es la opción más económica entre las tres tipologías y son los más flexibles, delgados y ligeros, facilitando su instalación para determinadas aplicaciones.

En este sentido, es de gran relevancia considerar las materias primas involucradas en el desarrollo de los paneles fotovoltaicos en su conjunto. A continuación, se procede a exponer un esquema de las **materias primas asociadas**, así como las funcionalidades específicas de cada una en la fabricación y ensamblaje de dichos paneles:

- Celdas fotovoltaicas
 - Silicio: mineral fundamental en todo panel fotovoltaico como semiconductor en celdas cristalinas y amorfas, siendo la volatilidad de los precios, la concentración del suministro en los países asiáticos y su extensión en las diferentes tipologías los factores fundamentales en los que reside su criticidad.
 - Zinc: empleado como óxido conductor en el contacto frontal de las celdas.
 - Boro: empleado como dopante (tipo p) en la red cristalina de obleas de silicio.
- Conexiones y circuitos
 - Cobre: materia altamente empleada para alambres, cables, inversiones y en la tecnología de capa fina (CGIS).
 - Plomo: empleado en aleaciones con estaño como soldadura para circuitos eléctricos.
 - Estaño: empleado con el plomo para soldaduras o con el indio en capas conductoras.
- Conductores
 - Germanio: semiconductor para células fotovoltaicas multi unión.
 - Plata: empleada como pasta conductora entre la parte delantera y trasera de las celdas.
 - Galio: dopante de semiconductores o en la tecnología de capa fina (CGIS).
 - Indio: empleado como capa conductora o en la tecnología de capa fina (CGIS).
- Marcos, estructuras de soporte y sistemas de fijación
 - Aluminio: empleado en aleaciones para marcos de paneles de inversores y para la fabricación de estructuras de soporte.
 - Hierro: empleado en aleaciones de acero para piezas y sistemas de fijación de instalaciones fotovoltaicas.
 - Níquel: marcos de acero inoxidable.

Por otro lado, la energía eólica se basa en la utilización de aerogeneradores. Estos dispositivos capturan la energía cinética del viento y la transforman en electricidad mediante un proceso de rotación de aspas, y varían en potencia, diseño, orientación y otros aspectos que afectan su rendimiento y aplicaciones específicas. En este análisis, se profundiza en la categorización de los aerogeneradores en función de los siguientes factores:

- **Potencia.** La potencia de los aerogeneradores se divide en dos categorías principales: baja o media potencia y alta potencia. Los aerogeneradores de baja o media potencia, que producen entre 0 y 50 kW, utilizándose comúnmente en aplicaciones más pequeñas y descentralizadas. Bajo este contexto y la demanda proyectada por los electrolizadores para la generación de economías de escala, los aerogeneradores de alta potencia serán los de aplicación para escalas industriales y comerciales.
- **Posición del eje.** Los aerogeneradores se clasifican según la posición de su eje de rotación: HAWT (Turbinas de Eje Horizontal) y VAWT (Turbinas de Eje Vertical). Las HAWT son las turbinas tradicionales de eje horizontal, ampliamente utilizadas y desarrolladas en aplicaciones de gran magnitud y, por tanto, consideradas la opción más viable en el corto plazo para aplicaciones de producción de hidrógeno verde, gracias a su eficiencia y madurez tecnológica.
- **La velocidad de rotación de los aerogeneradores se puede categorizar en dos tipos:** FSWT (Turbinas de Velocidad Fija) y VSWT (Turbinas de Velocidad Variable). Los FSWT operan a una velocidad de rotación constante y no ajustan su velocidad según las condiciones del viento. Por otro lado, los VSWT pueden cambiar su velocidad de rotación en respuesta a las variaciones en la velocidad del viento, lo que les permite operar de manera más eficiente en diferentes condiciones, maximizando la producción de energía.
- **Número de palas.** Los aerogeneradores varían en función del número de palas que disponen en el rotor de la turbina. Los aerogeneradores tripala suelen ser más eficientes en la captura de energía en comparación con los aerogeneradores de una o dos palas, lo que los hace más adecuados para aplicaciones de producción de hidrógeno verde.
- **Orientación al viento.** La orientación al viento de los aerogeneradores se puede dividir en dos tipos: barlovento y sotavento. Los aerogeneradores barlovento se ubican antes del punto de referencia del viento, aprovechando la energía del viento que se aproxima. Mientras que los aerogeneradores sotavento se ubican después del punto de referencia del viento y aprovechan la energía del viento que ya ha pasado por la turbina.
- **Tipo de torre.** Los aerogeneradores se sostienen mediante diferentes tipos de torres. Estos incluyen torres de celosía, que son ligeras y adecuadas para aerogeneradores de baja potencia, así como torres de acero tubular y hormigón que son comunes en aerogeneradores de alta potencia, ya que proporcionan estabilidad y altura para capturar vientos más fuertes y constantes. En aplicaciones de hidrógeno verde, especialmente debido a la alta demanda de energía para los electrolizadores, se requieren grandes estructuras de hormigón para soportar los aerogeneradores de alta potencia.

Con el objetivo de contemplar la fabricación en su conjunto de dichos aerogeneradores, se procede a exponer las materias primas y componentes implicados, así como las funcionalidades específicas en dichos dispositivos:

- Estructuras
 - Acero: utilizado en la torre y las estructuras internas del aerogenerador. El acero proporciona la resistencia necesaria para soportar la altura y las cargas de viento.
 - Fibra de vidrio y resina: utilizadas en la fabricación de las palas del rotor. La fibra de vidrio combinada con resina epoxi u otros compuestos de resina da lugar a palas ligeras y resistentes.
 - Hierro fundido: empleado en los componentes del generador y la góndola, donde se alojan los principales mecanismos del aerogenerador, como el generador eléctrico y el sistema de transmisión.
 - Hormigón: utilizado en los cimientos de la torre del aerogenerador. Los cimientos deben ser robustos para soportar la estructura y resistir las fuerzas del viento.
- Sistemas auxiliares
 - Cobre: utilizado principalmente en el cableado y los generadores eléctricos debido a su excelente conductividad eléctrica.
 - Aluminio: en algunos componentes internos y en los sistemas de refrigeración debido a su ligereza y buena conductividad térmica.
 - Plásticos y polímeros: en componentes menores y carcasas, así como en el aislamiento de cables eléctricos.
 - Neodimio: utilizado como imán en generadores de imanes permanentes para mejorar la eficiencia y reducir el tamaño del generador.
 - Boro: se incorpora en la composición de los imanes de neodimio-hierro-boro o se utiliza como lubricante en diversos mecanismos de los aerogeneradores.

Condicionantes para la producción de hidrógeno verde

En la actualidad, los procesos de electrólisis tienen una eficiencia energética del orden del 50-60% (kWh a kg de H₂), proyectando en el largo plazo alcanzar un orden de hasta el 80%. Este aspecto supone una pérdida de energía considerable para la producción de hidrógeno verde respecto a la utilización directa de la energía eléctrica renovable en el punto de generación. Además, añadiendo el rendimiento de los equipos aguas abajo hasta el punto de consumo (rendimientos de las pilas de combustible, rendimientos de los sistemas mecánicos de los vehículos en movilidad, rendimientos de los ciclos para la licuación...) el rendimiento global podría decrecer hasta un 25%. En este sentido, a raíz de dichas condiciones tecnológicas actuales y de las necesidades energéticas para la producción de hidrógeno a escala industrial y comercial viable, se identifican los siguientes condicionantes para las plantas de generación de energía renovable:

- Necesidad de generación autónoma de energía para la producción. La alta demanda energética derivada de las aplicaciones industriales y de las integraciones sectoriales, actualmente asociadas al consumo de gas natural o de combustibles fósiles, requerirá una alta cantidad de hidrógeno renovable para mantener la capacidad de producción actual. En este sentido, las plantas de generación de energía renovable deberán desarrollarse para zonas industriales específicas, dificultando el abastecimiento a diferentes aplicaciones de forma simultánea.

- Interrelación con la red eléctrica. Los proyectos presentarán un alto grado de dependencia a la disponibilidad de interconexión a red, tanto para garantizar el suministro en los períodos valle de generación de energía eléctrica proveniente de los paneles o aerogeneradores como por los sobrecostos derivados de los contratos PPA¹⁹ o por la necesidad de disponer de grandes potencias para la conexión a los proyectos de hidrógeno.
- Necesidad de amplios espacios para la construcción de plantas de generación de energía renovable. Dada la capacidad de generación de las tecnologías actuales, las aplicaciones y usos del hidrógeno verde requerirán de amplios espacios para la construcción de campos fotovoltaicos y campos de aerogeneradores. En este sentido, la disponibilidad de terreno será un factor determinante y condicionante a la hora de definir las ubicaciones asociadas a los proyectos de producción de hidrógeno verde.
- Distancia desde las fuentes de energía renovables hasta el punto de consumo. Las limitaciones de las redes eléctricas a gran escala, las leyes físicas de la corriente eléctrica (efecto Joule) y la gestión ineficiente de las líneas eléctricas provocan las pérdidas de energía eléctrica en las redes de transporte y distribución de electricidad. En este sentido, a raíz de la alta demanda energética y de las pérdidas por el rendimiento del equipo, el factor de la distancia entre la generación y el consumo (entendido como la energía necesaria para los procesos de electrólisis) supone un factor condicionante, requiriendo el dimensionamiento de dichas pérdidas y su mitigación para el abastecimiento de los electrolizadores.

De esta forma, la generación de hidrógeno verde vendrá altamente marcada por la generación de energía eléctrica renovable, según la ubicación de las plantas fotovoltaicas o los parques eólicos, según el coste derivado de los contratos PPA asociados a la interconexión a la red y según la potencia instalada disponible, condicionando su idoneidad y su rentabilidad para abastecer la demanda energética de las aplicaciones finales.

1.2. Proceso de electrólisis

La electrólisis es el proceso en el que se lleva a cabo la separación de los elementos de un compuesto químico (en este caso el agua) con la utilización de corriente eléctrica (en este caso de generación renovable). En el caso particular de la presente cadena de valor, la electrólisis tendrá como objetivo la descomposición de las moléculas de agua (H_2O) en oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2). En línea con dicha obtención de agua, existen ciertos condicionantes que incidirán de forma directa en la producción:

- La aplicación de las tecnologías de electrólisis para la generación de hidrógeno verde presenta un alto carácter incipiente, dependiendo en gran medida de los avances tecnológicos en desarrollo en la actualidad, especialmente en aquellas aplicaciones de gran magnitud y de gran potencia.

19. Un PPA (*Power Purchase Agreement*) es un acuerdo o contrato de compraventa de energía a largo plazo entre un productor de energía renovable y un consumidor de la misma.

- Inexistencia de proyectos con largos períodos de vida útil que permitan contrastar y garantizar las especificaciones de los electrolizadores a largo plazo.
- La electrólisis guarda una dependencia total con el suministro de energía eléctrica renovable y de agua, dependiendo de forma directa el rendimiento de los electrolizadores de las condiciones de entrada de dicho abastecimiento.

A continuación, de forma análoga a la generación de energía eléctrica renovable, se procede a exponer los procesos involucrados para la electrólisis del agua, las tecnologías y materias primas asociadas a dicho proceso y los condicionantes específicos para la producción de hidrógeno verde.

Procesos involucrados

Para la realización de dicho proceso electroquímico se dispone de un dispositivo denominado electrolizador, cuya distribución interna y sus componentes dependerán de su tipología, tal y como se expone posteriormente en el presente apartado. En términos fundamentales, para la producción de hidrógeno verde, el electrolizador contempla dos electrodos sumergidos en agua y conectados a una fuente de energía eléctrica renovable. A continuación, se procede a exponer los procesos involucrados en la electrólisis y en la reacción química correspondiente:

- Preparación del electrolizador. Se lleva a cabo el llenado del electrolizador con agua, asegurando la eliminación de impurezas que pudieran dar lugar a interferencias en el proceso de electrólisis.
- Colocación de electrodos. En el interior, se colocan dos electrodos conectados a la fuente de energía renovable. Uno de los electrodos se encontrará conectado al polo positivo de la fuente de energía (cátodo) y el otro al polo negativo de la fuente de energía (ánodo). Dichos electrodos tendrán como objetivo atraer para sí a los iones de carga opuesta, desarrollando la producción de una reacción de oxidación – reducción (reacción Redox) por efecto de la electricidad.
- Aplicación de corriente eléctrica derivada de las fuentes de energía renovables. Una vez conectados los electrodos a los diferentes polos de la fuente de energía renovable, se aplica una corriente eléctrica continua al agua suministrada, circulando en consecuencia los electrones desde el polo negativo hacia el polo positivo.
- Reacción en el ánodo. Bajo la denominación de reacción anódica, en el polo negativo se lleva a cabo la descomposición del H_2O liberándose el oxígeno gaseoso resultante de la electrólisis en el ánodo.
- Reacción en el cátodo. Bajo la denominación de reacción catódica, en el polo positivo se lleva a cabo la descomposición del H_2O liberándose el hidrógeno gaseoso resultante de la electrólisis en el cátodo.
- Recogida de gases. Una vez llevada a cabo la reacción electroquímica derivada de la aplicación de la corriente eléctrica en el agua, se recogen los gases resultantes en sus respectivos electrodos, distribuyéndolos hacia tanques de almacenamiento (posteriormente analizados en el presente documento en el eslabón de almacenamiento) separados y diferenciados para su posterior distribución o uso, según sus aplicaciones

específicas. Para la recogida de gases se emplean tubos de recolección (resistentes a las reacciones provocadas por la circulación de los gases) conectados entre los electrodos y sus respectivos tanques de almacenamiento. Además, dependiendo de la aplicación final, este proceso puede requerir de sistemas complementarios de análisis y purificación de gases, que permitan evaluar la concentración de oxígeno e hidrógeno y eliminar impurezas o subproductos antes de su almacenamiento o uso.

En línea con lo comentado anteriormente, se debe tener en cuenta que el proceso de electrólisis cuenta con una eficiencia del orden del 50-60 % en la actualidad, perdiendo parte de la energía eléctrica renovable suministrada en forma de calor y en forma de reacciones secundarias durante el proceso electroquímico.

Tecnologías y materias primas asociadas

Como se comenta anteriormente, el proceso de electrólisis se basa en la utilización de electrolizadores para la obtención de hidrógeno verde a partir de energía renovable y agua purificada. Estos dispositivos aportan la energía eléctrica en el agua suministrada para llevar a cabo la separación de las moléculas en los átomos de hidrógeno y oxígeno que las componen. En este análisis, se profundiza en la categorización de los electrolizadores, según las diferentes tipologías existentes en la actualidad:

- **Electrolizadores alcalinos.** Los electrolizadores alcalinos utilizan una solución electro-lítica líquida, como hidróxido de potasio o hidróxido de sodio, y agua. Se trata de la tecnología más antigua y que no requiere de metales nobles, lo que abarata el coste respecto a los electrolizadores PEM expuestos a continuación. Sin embargo, son equipos voluminosos que obtienen hidrógeno de pureza media y que no son muy flexibles en su operación.
- **Electrolizadores PEM.** Los electrolizadores PEM utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Son los más adecuados para acomodarse a la variabilidad de las energías renovables y presentan estructuras más compactas que los alcalinos, más fáciles de refrigerar y marcados por la obtención de hidrógeno de alta pureza. Por el contrario, son algo más caros al utilizar metales preciosos, como el platino y el iridio, como catalizadores.
- **Electrolizadores AEM.** Este tipo de electrolizadores es una variante de los electrolizadores alcalinos, pero utilizando como electrolito una membrana de intercambio aniónico (equivalencia con PEM) de tipo aniónico. Este tipo de tecnología es más económica que los electrolizadores PEM, ya que sobre la membrana no se requiere de metales preciosos como catalizadores de metales no nobles, siendo la electrólisis AEM de bajo coste y altamente estable para la producción de hidrógeno. No obstante, esta tecnología se encuentra en fase de investigación.
- **Electrolizadores SOEC.** Estos electrolizadores, de óxido sólido funcionan a temperaturas muy elevadas (entre 700 °C y 850 °C) y emplean una celda de un material cerámico conocido como óxido sólido. Se distinguen por su alta eficiencia energética, por su gran tolerancia a las impurezas, por la posibilidad de emplear el calor residual y por la diferenciación de convertir el hidrógeno generado en electricidad nuevamente si se emplean dispositivos reversibles, aportando servicios de equilibrio a

la red. Sin embargo, las temperaturas de funcionamiento constituyen un importante desafío en cuanto a la naturaleza y durabilidad de los materiales. Asimismo, son más complejos y caros que otras modalidades y su tecnología no está tan desarrollada como la alcalina o la polimérica.

Entre las tipologías expuestas, las tecnologías alcalinas y poliméricas son las más extendidas en la actualidad para la producción de electrolizadores por su usabilidad en las aplicaciones actuales y por el desarrollo tecnológico de las mismas, manteniéndose las tecnologías restantes como soluciones alternativas, en proceso de desarrollo comercial y con potencial para su utilización en el futuro.

En este sentido, las tecnologías poliméricas son más compactas que las alcalinas y disponen de un mejor funcionamiento ante situaciones de arranques y paradas del electrolizador. Por tanto, en términos habituales, los electrolizadores poliméricos serán más adecuados para plantas de generación más reducidas, especialmente aquellas que muestren suministros de energía renovable inestables o producción de hidrógeno muy variable (variabilidad en la carga base), mientras que los electrolizadores alcalinos serán idóneos para grandes plantas de generación y para tipologías de plantas conectadas directamente a la red. Por este motivo, la usabilidad e idoneidad de ambas tecnologías dependerán en gran medida de las condiciones en las que se encuentre la planta productora, de su ubicación y espacio disponible y de las aplicaciones proyectadas para el consumo del hidrógeno generado.

Con el objetivo de contemplar la fabricación en su conjunto de dichas tipologías de electrolizadores, se procede a exponer las materias primas y componentes implicados, así como las funcionalidades específicas en dichos dispositivos:

- Materiales para los electrodos
 - Platino e iridio: usados como catalizadores en algunos tipos de electrolizadores, especialmente en los electrolizadores PEM, debido a su excelente actividad catalítica y durabilidad. Son las principales materias primas y de mayor criticidad en la fabricación de electrolizadores dado su alto grado de concentración de suministro en Sudáfrica, requiriendo de esfuerzos para reducir la dependencia de platino e iridio en los electrolizadores.
 - Titanio: empleado en los electrodos debido a su alta resistencia a la corrosión y su capacidad para funcionar eficazmente en ambientes electrolíticos agresivos.
 - Níquel y aleaciones de níquel: utilizados en los electrodos y recubrimientos, ya que presentan buena conductividad eléctrica y resistencia a la corrosión.
 - Cerámicas y óxidos metálicos: en los electrolizadores SOEC, se utilizan materiales cerámicos como el óxido de circonio estabilizado con itrio (YSZ²⁰) para las membranas y componentes de los electrodos.
- Materiales estructurales y auxiliares
 - Acero inoxidable: utilizado para la construcción de las carcasas y componentes estructurales debido a su resistencia a la corrosión y durabilidad.

20. Siglas procedentes del inglés «*Yttria-stabilized zirconia*».

- Cobre: utilizado en el cableado y conexiones eléctricas debido a su alta conductividad eléctrica.
- Componentes para la fabricación de electrolizadores
 - Catalizadores: estos componentes permiten acelerar las reacciones químicas necesarias para la electrólisis sin ser consumidos en el proceso (son el propio ánodo y el cátodo). Al margen de las materias primas como el platino y el iridio, en términos de componentes, los catalizadores son el equipamiento semi manufacturado en sí mismo que presenta una mayor criticidad para la fabricación de electrolizadores.
 - Membranas de intercambio iónico: estos componentes permiten el paso selectivo de iones y son cruciales para la eficiencia del proceso de electrólisis.

Condicionantes para la producción de hidrógeno verde

Dada las características particulares del hidrógeno verde y las aplicaciones proyectadas para la utilización de dicho vector energético, existen una serie de condicionantes específicos para el desarrollo de los procesos de electrólisis:

- Necesidad de agua con un elevado grado de pureza. Los procesos de electrólisis y la necesidad de agua purificada condicionarán la instalación de los electrolizadores, generando una alta dependencia de las redes de suministro de agua disponibles. Como se ha expuesto, dentro de los procesos involucrados en la producción de hidrógeno verde, la falta de disponibilidad de agua purificada para el abastecimiento de los electrolizadores supondría la necesidad de procesos complementarios de eliminación de impurezas, repercutiendo en el coste global de la producción y, por tanto, en su viabilidad económica y comercial. En este sentido, se requerirá de redes de abastecimiento que posibiliten la producción necesaria para garantizar la rentabilidad productiva.
- Pureza de los gases producidos. Las aplicaciones industriales y de movilidad planificadas requieren de un alto grado de concentración de hidrógeno y de oxígeno en los respectivos gases resultantes de la electrólisis. Por este motivo, el propio consumo de dicho vector energético y del oxígeno condicionarán la calidad de los electrodos y las condiciones de los electrolizadores para garantizar la pureza de los gases producidos, requiriendo de sistemas específicos, complejos y especializados en las aplicaciones de mayor envergadura.
- Bajo número de paradas temporales. Los costes asociados a la producción de hidrógeno verde requieren de un alto nivel de optimización para garantizar su competitividad futura respecto al gas natural, a los combustibles fósiles o a la producción de hidrógeno bajo fuentes de energías no renovables. En este sentido, el funcionamiento de los electrolizadores debe maximizarse, reduciendo el grado de paradas temporales, de mantenimiento preventivo y de reparación, con el objetivo de garantizar la rentabilidad y la viabilidad económica de la producción. En este sentido, la producción de hidrógeno verde condicionarán en un mayor grado a los procesos industriales, a su gestión y eficiencia respecto a otras aplicaciones industriales más consolidadas en el mercado y en el desarrollo tecnológico actual.

De esta forma, la producción de hidrógeno verde vendrá altamente marcada por el carácter incipiente de la aplicación de la electrólisis para la generación de hidrógeno verde, la necesidad actual de generar economías de escala para rentabilizar los proyectos, la magnitud de los usos finales proyectados y los condicionantes expuestos para el desarrollo de la electrólisis. Estos elementos podrían suponer el factor determinante para los proyectos generadores de hidrógeno verde, especialmente aquellos proyectados para satisfacer grandes demandas energéticas y con necesidades de suministro continuo.

1.3. Obtención de agua con alto grado de pureza

En el proceso de electrólisis, además de energía eléctrica, se requiere de agua como materia prima fundamental para la obtención de hidrógeno. Además, dado que las sales disueltas y la materia orgánica existente en el agua resultan altamente corrosivas para los electrolizadores, es crucial que se lleve a cabo la eliminación de impurezas y su desalinización antes de la producción de hidrógeno. En línea con dicha obtención de agua, existen ciertos condicionantes que incidirán de forma directa en la producción:

- Este proceso únicamente dependerá del agua utilizada para el proceso de electrólisis, dada la limitación del agua como recurso industrial y con el objetivo de poder aprovechar agua salada y otras aguas con impurezas para la producción de vectores energéticos renovables.
- Este proceso podría suponer un sobre coste adicional, especialmente en aquellos proyectos de mayor magnitud con una mayor necesidad de agua para la electrólisis y para la refrigeración de los equipamientos involucrados.

Procesos involucrados

A continuación, se procede a analizar los procesos para el tratamiento de agua por ósmosis inversa, el sistema de purificación más extendido y desarrollado en la actualidad (más del 60% de implantación respecto al resto de métodos).

El proceso de ósmosis inversa consiste en la aplicación de presión sobre una solución de agua, haciéndola pasar por una membrana semipermeable que deja pasar al agua pero que evita el paso de las impurezas o sales disueltas en esta. De esta forma, a un lado de la membrana quedaría la concentración de impurezas más elevada, agotándose en favor del otro lado, donde quedaría el agua dulce con una menor concentración. Para la realización de este proceso se requiere de energía exterior en forma de presión, la cual debe ser suficiente para vencer a la presión osmótica natural presente en el agua que requiere tratamiento. Posteriormente, dicha agua purificada, deberá ser transportada hasta el electrolizador con el objetivo de llevar a cabo la producción del hidrógeno verde junto con la energía renovable generada a través de energía solar o eólica principalmente.

Tecnologías y materias primas asociadas

En relación con las tecnologías asociadas, los sistemas de osmosis inversa se basan en los siguientes componentes principales:

- Válvula de entrada. Punto de entrada hacia el sistema, colocado entre la red de suministro y abastecimiento de agua y el sistema de ósmosis inversa. Su función será la de impulsar y permitir la entrada del flujo de agua, en las condiciones normales de caudal y de presión de trabajo.
- Válvula antirretorno. Dado que el interior del sistema se encuentra a unas condiciones de presión específicas, ante la apertura de la válvula de entrada podría reducirse la presión en el sistema e invertirse el flujo de agua hacia el suministro. En este sentido, dicha válvula tendrá como objetivo mantener el sistema en óptimas condiciones de trabajo, evitando el retorno del flujo y el mantenimiento de la presión.
- Prefiltro. Tras el paso por las dos válvulas, el agua pasa por el presente filtro con el objetivo de eliminar las partículas y contaminantes de mayor tamaño antes de pasar por la membrana semipermeable. Este filtro tendrá como objetivo evitar el bloqueo de la membrana y fomentar la durabilidad y la resistencia de esta.
- Membrana de ósmosis inversa. Una vez eliminadas las partículas de mayor tamaño, la membrana tendrá como objetivo filtrar las partículas más pequeñas en suspensión en el agua.
- Limitador de flujo y sistema de bombeo. Dada las condiciones de presión existentes en el interior del sistema respecto a las condiciones exteriores, el agua es descargada naturalmente hacia el tanque de almacenamiento. En este sentido, de acuerdo con la presión de entrada y a las condiciones de salida, el sistema requiere de un limitador de flujo y una bomba para mantener la presión en el interior en condiciones de trabajo.
- Tanque de almacenamiento. Tras la salida del sistema, el agua accede a un tanque de almacenamiento presurizado donde permanece hasta que es demandada por el proceso de electrólisis asociado para la producción de hidrógeno verde. Los tanques de almacenamiento posibilitan la desvinculación del funcionamiento del sistema de ósmosis inversa con el funcionamiento de los electrolizadores, evitando las paradas de estos últimos en el mayor grado posible.

Los componentes específicos dentro de cada uno de los grupos identificados dependerán de cada tipología de proyecto y de sus condicionantes particulares. Los proyectos de hidrógeno verde en la actualidad presentan un alto grado de heterogeneidad, impidiendo la estandarización en el desarrollo de estos y presentando un alto grado de dependencia de las aplicaciones y usos finales hacia los que se orienta la producción en cuestión. En este sentido, las válvulas, tanques de almacenamiento a alta presión o los sistemas de bombeo dependerán de la potencia instalada del electrolizador, del caudal de agua necesario para abastecer el proceso de electrólisis y para refrigerar los equipamientos, de la necesidad de sobredimensionamiento para garantizar un suministro continuo (especialmente en industrias como la siderúrgica cuya parada temporal en el abastecimiento de combustible conllevaría grandes pérdidas) o la distancia entre el punto de generación de hidrógeno y de consumo del mismo, entre otros factores.

Finalmente, en relación con las materias primas asociadas, es de especial relevancia considerar el agua como materia prima fundamental y directamente relacionada con la cadena de valor del hidrógeno verde. Los componentes de los sistemas de ósmosis inversa y de los equipamientos existentes en las plantas desalinizadoras no tendrán un impacto directo en la cadena de valor del hidrógeno y en su escalabilidad productiva, la criticidad y la dependencia de dicho vector energético se encontrará en la disponibilidad de agua para la producción de hidrógeno verde.

2. Eslabón 2: Almacenamiento de hidrógeno verde

En línea con el esquema previamente expuesto de la cadena de valor del hidrógeno verde, en este eslabón se abordan las cuestiones relativas al almacenamiento del hidrógeno. Este eslabón es crucial en la cadena de valor, ya que la eficacia y seguridad con la que se almacene el hidrógeno determinará en gran medida su utilidad como fuente de energía sostenible. El hidrógeno verde, obtenido exclusivamente a partir de fuentes de energía renovable y procesos de electrólisis, requiere de técnicas de almacenamiento especializadas para mantener su pureza y viabilidad energética.

El análisis de este eslabón se enfoca en las técnicas de almacenamiento en alta presión, estado líquido y mediante materiales adsorbentes, cada uno con sus respectivos desafíos y tecnologías asociadas. La selección del método de almacenamiento depende de diversos factores, incluyendo la escala de producción, la proximidad a los puntos de uso y las consideraciones de seguridad y coste.

Además, el presente apartado se propone analizar los condicionantes críticos que impactan la eficiencia y la seguridad del almacenamiento de hidrógeno verde. Esto incluye la evaluación de los materiales usados para los contenedores de almacenamiento, las tecnologías para manejar las condiciones extremas de presión y temperatura, y las estrategias para mitigar los riesgos asociados con la alta reactividad del hidrógeno. También se examinan las vulnerabilidades y dependencias relacionadas con las infraestructuras y materiales críticos, esenciales para el desarrollo de un sistema de almacenamiento robusto y sostenible en España y su impacto en la autonomía estratégica del país en el ámbito del hidrógeno verde.

2.1. Almacenamiento de hidrógeno verde en depósitos de altas presiones

El almacenamiento en depósitos de alta presión representa uno de los métodos más comunes y tecnológicamente maduros para el manejo del hidrógeno verde. Este enfoque es fundamental dentro de la cadena de valor del hidrógeno, asegurando la disponibilidad para su uso en una variedad de aplicaciones industriales y comerciales.

A pequeña escala, el hidrógeno se almacena en botellas que soportan alta presión, fabricadas con materiales compuestos como polímeros, fibras y resinas, diseñados para incrementar la presión de almacenamiento y reducir el tamaño del contenedor.

Este método de almacenamiento no solo demuestra la versatilidad del hidrógeno como recurso energético, sino que también presenta ciertos condicionantes que deben ser bien gestionados para garantizar la seguridad y eficacia del almacenamiento:

- Fragilización por hidrógeno causada por la exposición prolongada a altas presiones puede debilitar los materiales de los tanques, afectando su integridad estructural.
- Requerimientos materiales, los tanques deben estar contruidos con materiales que soporten altas presiones sin comprometer su resistencia. Comúnmente, se prefieren materiales compuestos por su ligereza y durabilidad.
- Alto consumo energético debido a la compresión del hidrógeno que requiere una cantidad significativa de energía, lo que puede influir en la eficiencia general del proceso de almacenamiento.

Las principales aplicaciones de estos depósitos abarcan sectores como el aeroespacial, automotriz, alimenticio, médico y farmacéutico, entre otros, lo que subraya la importancia de este método en diversas industrias.

Teniendo en cuenta la utilidad de este tipo de almacenamiento de hidrógeno verde, a continuación, se procede a analizar los procesos involucrados, las tecnologías y materias primas asociadas, así como a desarrollar sus condicionantes específicos.

Procesos involucrados

La efectividad del almacenamiento en depósitos de alta presión depende de una serie de procesos técnicos precisos:

- Compresión del hidrógeno: después de su producción, el hidrógeno a baja presión es sometido a un proceso ordinario compresión industrial que aumenta su densidad energética, permitiendo almacenar mayor cantidad de energía en un volumen reducido.
- Contención segura: el hidrógeno comprimido se almacena en tanques diseñados para soportar altas presiones. Estos tanques son fabricados con materiales avanzados que resisten la presión y la corrosión, asegurando la fiabilidad y seguridad del almacenamiento.
- Gestión térmica: la compresión genera un aumento de temperatura que debe ser controlado para evitar riesgos. Se implementan sistemas de gestión térmica que incluyen intercambiadores de calor y, en algunos casos, refrigeración activa.

La supervisión constante y el control riguroso son esenciales para mantener las operaciones dentro de parámetros seguros y eficientes, utilizando sistemas automatizados de monitoreo.

Tecnologías y materias primas asociadas

El almacenamiento de hidrógeno en depósitos de alta presión involucra diversas tecnologías y materias primas, específicas para cada tipo de depósito, a continuación se hace una breve exposición de los tipos de depósito existentes y su diferencia aplicada al uso de hidrógeno verde:

- Tipo I: depósitos de acero convencional, utilizados en procesos industriales y estaciones de servicio de hidrógeno, donde la durabilidad y la resistencia son esenciales.
- Tipo II: depósitos con refuerzo de fibras, ideal para autobuses y camiones de hidrógeno, combinando resistencia con menor peso.
- Tipo III: depósitos con estructura compuesta, usados en automóviles y vehículos ligeros de hidrógeno, ofrecen un almacenamiento ligero y eficiente, crucial para maximizar la autonomía.
- Tipo IV: depósitos totalmente compuestos, preferidos en aplicaciones aeroespaciales y drones por su extremadamente bajo peso y alta capacidad de almacenamiento en volúmenes compactos.
- Tipo V: depósitos de materiales compuestos avanzados, en desarrollo para aplicaciones futuras que requieren reducción de peso y eficiencia energética mejorada, como nuevos modelos de transporte y aplicaciones de energía renovable.

Con el objetivo de contemplar la fabricación en su conjunto de dichas tipologías de depósitos, se procede a exponer las materias primas y componentes implicados:

- Tipo I: depósitos de acero convencional
 - Acero al carbono, que ofrece resistencia y durabilidad a costes moderados.
 - Soldadura avanzada combinada con tratamientos térmicos para mejorar la resistencia a la presión y durabilidad.
- Tipo II: depósitos con refuerzo de fibras
 - Núcleos de acero con envolturas de fibra de vidrio o carbono.
 - Tecnología de enrollamiento de fibra, que aplica capas de fibra sobre un núcleo metálico para mejorar la resistencia mecánica y reducir el peso.
- Tipo III: depósitos de estructura compuesta
 - Revestimientos internos de aluminio y capas externas de fibra de carbono o vidrio con resina epoxi.
 - Enrollamiento de fibra y técnicas de curado para conformar estructuras externas resistentes y ligeras.
- Tipo IV: depósitos totalmente compuestos
 - Materiales como HDPE²¹ y fibras de carbono.
 - Moldeo y enrollamiento de fibras compuestas para crear contenedores ultraligeros y de alta capacidad.
- Tipo V: depósitos de materiales compuestos avanzados

21. El HDPE, conocido como polietileno de alta densidad, es un tipo de plástico que se caracteriza por su estructura molecular uniforme y su alta densidad en comparación con otros tipos de polietileno. Se utiliza en una amplia variedad de aplicaciones debido a su resistencia a la corrosión, su ligereza y su capacidad para resistir impactos.

- Compuestos avanzados sin componentes metálicos, buscando la máxima reducción de peso.
- Innovaciones en el procesamiento y diseño de materiales compuestos para maximizar la resistencia y minimizar el peso.

Cada tipo de depósito implica una selección cuidadosa de tecnologías y materiales, diseñados para cumplir con los estándares de seguridad y eficiencia necesarios en el almacenamiento de hidrógeno verde. Las materias primas utilizadas, como acero, fibras de carbono y compuestos avanzados, son seleccionadas basándose en su rendimiento bajo condiciones de alta presión y su compatibilidad con el hidrógeno, asegurando la viabilidad a largo plazo de las soluciones de almacenamiento.

Condiciones para el almacenamiento de hidrógeno verde

Dada la importancia estratégica del hidrógeno verde en la transición energética y su papel en diversos sectores industriales y comerciales, existen varios condicionantes que deben ser abordados para optimizar su almacenamiento en depósitos de alta presión:

- Los polímeros fluorados son esenciales para ciertos componentes de los tanques de alta presión debido a su resistencia química y térmica. Sin embargo, su producción limitada y costosa, junto con regulaciones estrictas por impactos ambientales, representan un desafío significativo. Esto requiere la exploración de alternativas o mejoras en la cadena de suministro para garantizar la disponibilidad y sostenibilidad de estos materiales críticos.
- Las válvulas de alta calidad son cruciales para mantener la seguridad y la eficiencia de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno. La disponibilidad limitada y el alto coste de estas válvulas especializadas pueden aumentar los costes operativos y afectar la expansión de infraestructuras de hidrógeno, necesitando un enfoque en el desarrollo tecnológico y la estandarización para reducir los costes y mejorar la accesibilidad.
- La falta de capacidad de producción nacional de tanques de alta presión en España aumenta la dependencia de las importaciones, elevando los costes y complicando la logística. Esto impacta directamente en la escalabilidad y seguridad de la infraestructura de hidrógeno. Se requiere inversión en capacidades de fabricación locales o colaboraciones internacionales para asegurar un suministro más controlado y coste-efectivo.
- Dado que el hidrógeno es altamente permeable y reactivo, es crucial implementar sistemas eficaces de sellado y control de fugas. Esto incluye el diseño adecuado de válvulas, conexiones y juntas que puedan resistir las propiedades únicas del hidrógeno para prevenir y manejar fugas potenciales, garantizando así la seguridad y eficiencia del almacenamiento.

2.2. Almacenamiento de hidrógeno verde en estado líquido o criogénico

El almacenamiento de hidrógeno en estado líquido es un enfoque avanzado que permite manejar grandes volúmenes de este vector energético mediante la licuefacción a temperaturas criogénicas. Este método se caracteriza por su alta eficiencia en términos

de densidad de almacenamiento, lo que lo hace ideal para aplicaciones que requieren grandes cantidades de hidrógeno almacenadas en un espacio reducido.

El proceso de licuefacción implica enfriar el hidrógeno gaseoso hasta alcanzar los -253°C , transformándolo en líquido. Esto se logra mediante avanzados sistemas criogénicos que requieren tecnologías de refrigeración de alta precisión y materiales de aislamiento especializados para minimizar la transferencia de calor.

A pesar de sus ventajas, el almacenamiento criogénico de hidrógeno presenta condicionantes significativos que deben ser gestionados cuidadosamente para garantizar la viabilidad y seguridad del proceso:

- Son estructuras complejas que engloban tecnologías complejas como el control del fenómeno conocido como boil-off²², el cual ocurre cuando parte del hidrógeno líquido se evapora debido a la transferencia inevitable de calor al tanque.
- El coste energético asociado a la licuefacción y los desafíos inherentes al manejo de temperaturas criogénicas son factores que se deben considerar al evaluar la viabilidad de esta solución de almacenamiento.
- Las inversiones en infraestructura criogénica y en sistemas de manejo seguro y efectivo del hidrógeno líquido son significativas, pero necesarias para aprovechar las ventajas que ofrece esta forma de almacenamiento en la cadena de valor del hidrógeno verde.

A continuación, se procede a analizar los procesos involucrados, las tecnologías y materias primas asociadas, así como a desarrollar sus condicionantes específicos teniendo en cuenta la información recopilada.

Procesos involucrados

El almacenamiento de hidrógeno en estado líquido depende de tecnologías criogénicas avanzadas y materiales especializados. A continuación, se detallan los procesos involucrados en el almacenamiento en estado líquido de hidrógeno verde.

- Licuefacción: uso de sistemas criogénicos que enfrían el hidrógeno gaseoso a temperaturas extremadamente bajas, empleando refrigerantes como helio o nitrógeno líquido.
- Almacenamiento en tanques criogénicos: los tanques utilizados están diseñados con doble capa y aislamiento avanzado para mantener las temperaturas requeridas y evitar la evaporación del hidrógeno líquido.
- Manejo del Boil-Off y gestión térmica: control crítico del fenómeno de boil-off para minimizar la evaporación del hidrógeno y gestionar eficazmente la temperatura dentro del tanque.
- Control riguroso y supervisión: Implementación de sistemas automatizados de monitoreo para asegurar que las operaciones se mantengan dentro de parámetros seguros y eficientes.

22. El «boil-off» en el almacenamiento de hidrógeno verde es la evaporación gradual del hidrógeno líquido debido al calor ambiental. Es un fenómeno inevitable en los tanques de almacenamiento, donde una pequeña fracción del hidrógeno líquido se convierte en gas nuevamente.

El manejo eficiente del hidrógeno verde en su forma líquida es fundamental para su viabilidad como fuente de energía sostenible. Los procesos de licuefacción y almacenamiento criogénico, a través de tecnologías y materiales especializados, no solo maximizan la densidad y eficiencia energética, sino que también aseguran la seguridad y estabilidad del hidrógeno bajo condiciones extremas.

Tecnologías y materias primas asociadas

A continuación, se desarrollarán en detalle estas tecnologías y materias primas asociadas a los procesos descritos previamente, destacando su importancia en la cadena de valor del hidrógeno verde.

- Sistemas criogénicos para la licuefacción
 - Refrigerantes avanzados: uso de helio o nitrógeno líquido en ciclos de refrigeración para enfriar el hidrógeno hasta su punto de licuefacción.
 - Equipos de enfriamiento de alta precisión: dispositivos diseñados específicamente para manejar las temperaturas extremadamente bajas necesarias para licuar el hidrógeno.
- Tanques criogénicos de almacenamiento
 - Diseño de doble pared con vacío: tanques construidos con una doble capa y un espacio vacío intermedio para proporcionar aislamiento térmico superior.
 - Materiales aislantes de alto rendimiento: utilizados para minimizar la transferencia de calor, como espumas aislantes y paneles reflectantes.
- Materiales para los tanques criogénicos
 - Acero inoxidable y aleaciones de aluminio: utilizados por su resistencia a las bajas temperaturas y mantenimiento de la integridad estructural bajo condiciones de presión interna del líquido.
 - Espumas aislantes y paneles reflectantes: empleados para el aislamiento térmico, estos materiales ayudan a mantener constante la temperatura interna del tanque.
- Sistemas de control de Boil-Off
 - Tecnologías de captura y re-licuefacción: sistemas diseñados para recoger el hidrógeno evaporado y, en algunos casos, convertirlo nuevamente en líquido, optimizando la eficiencia del almacenamiento.
 - Manejo térmico eficiente: incluye medidas para controlar y minimizar las pérdidas de hidrógeno a través de la evaporación causada por la transferencia de calor.
 - Estas categorías describen los componentes esenciales y las materias primas utilizadas en el almacenamiento de hidrógeno en estado líquido, cada una desempeñando un papel crítico en la efectividad y seguridad del almacenamiento.

Condiciones para el almacenamiento de hidrógeno verde en estado líquido

El almacenamiento de hidrógeno verde en estado líquido presenta una serie de condiciones que deben ser abordadas para garantizar la eficiencia y seguridad del proceso. A continuación, se detallan los principales condicionantes aplicables a este tipo de almacenamiento:

- **Compatibilidad de materiales:** dado que el hidrógeno es un gas altamente reactivo, es crucial asegurar que los materiales utilizados en los tanques y sistemas de almacenamiento sean compatibles y resistentes a la corrosión y fragilización. Esto generalmente implica el uso de acero inoxidable y aleaciones especiales que puedan soportar las condiciones extremas de temperatura y presión.
- **Consumo energético:** el proceso de licuefacción del hidrógeno es altamente intensivo en energía, lo que conlleva unos costes energéticos elevados. Esto debe ser gestionado para mantener la viabilidad económica del almacenamiento de hidrógeno líquido.
- **El aluminio es un material crítico** utilizado en la fabricación de componentes de tanques criogénicos debido a su ligereza y resistencia a bajas temperaturas. Sin embargo, su producción requiere una gran cantidad de energía, y su disponibilidad puede verse afectada por fluctuaciones en el mercado de materias primas, lo que representa un riesgo para la estabilidad del suministro.
- **Presión y temperatura:** el hidrógeno debe ser almacenado a temperaturas criogénicas y, en algunos casos, a alta presión, lo que requiere tecnologías y materiales adecuados para mantener estas condiciones extremas. Esto incluye sistemas de refrigeración avanzada y aislamiento térmico eficaz.
- **Infraestructura de carga y descarga:** se necesitan instalaciones adecuadas para cargar y descargar hidrógeno en vehículos, barcas o tanques criogénicos, lo que puede requerir inversiones significativas en infraestructura.
- **Existe una necesidad continua de mejora tecnológica** en el almacenamiento de hidrógeno, especialmente en relación con la gestión del boil-off y la eficiencia energética de los sistemas de licuefacción.
- **Costes asociados:** Los costes de transporte e infraestructura, incluyendo la inversión en sistemas criogénicos y mantenimiento, deben ser gestionados para asegurar la competitividad del hidrógeno verde frente a otras fuentes de energía.

2.3. Almacenamiento de hidrógeno verde en materiales adsorbentes

El almacenamiento de hidrógeno mediante materiales adsorbentes es un enfoque innovador que ofrece una alternativa a los métodos tradicionales de almacenamiento a alta presión o en estado líquido. Esta técnica se basa en la capacidad de ciertos materiales para capturar y retener moléculas de hidrógeno en su estructura porosa, permitiendo un almacenamiento seguro y eficiente a presiones más bajas.

Los materiales adsorbentes, caracterizados por su estructura porosa y gran área superficial, atraen y retienen las moléculas de hidrógeno. La adsorción se produce a nivel físico, sin cambios químicos significativos en el material o el hidrógeno, lo que facilita su

posterior liberación. Este método es particularmente atractivo para aplicaciones donde se requiere almacenamiento a baja presión, reduciendo los riesgos y costes asociados con sistemas de alta presión. Además, ofrece flexibilidad en el diseño y la adaptabilidad a diferentes escalas, desde pequeñas aplicaciones móviles hasta soluciones de almacenamiento a gran escala.

A pesar de sus ventajas, el almacenamiento en materiales adsorbentes todavía enfrenta ciertos condicionantes que engloban:

- Optimización de la capacidad de almacenamiento: es necesario mejorar la capacidad de adsorción de los materiales para almacenar mayores volúmenes de hidrógeno en un espacio reducido, lo cual requiere avances en la ingeniería de materiales y la química de adsorción.
- Altos costes de los materiales: los materiales avanzados como los marcos organometálicos (MOFs)²³ y las zeolitas pueden ser costosos de producir, lo que puede limitar la viabilidad económica del almacenamiento de hidrógeno a gran escala.
- Durabilidad del almacenamiento a largo plazo: la eficacia de los materiales adsorbentes puede disminuir con el tiempo debido a la degradación estructural y la pérdida de capacidad de adsorción, lo que plantea desafíos para la sostenibilidad a largo plazo de esta tecnología.

En este sentido, la investigación y el desarrollo continuos son esenciales para superar estos obstáculos y aprovechar plenamente el potencial de esta tecnología en la economía del hidrógeno verde. A continuación, se desarrollarán los principales procesos involucrados en este tipo de almacenamiento con un análisis de los materiales y tecnologías incorporadas a este tipo de almacenamiento con el objetivo de conocer en detalle los condicionantes.

Procesos involucrados

El almacenamiento de hidrógeno en materiales adsorbentes es un proceso fundamental para la gestión del hidrógeno verde. Este método se basa en la capacidad de ciertos materiales para adsorber y retener hidrógeno en su estructura porosa.

A continuación, se detallan los procesos clave involucrados en este método de almacenamiento:

- Adsorción de hidrógeno: el proceso comienza con la adsorción del hidrógeno en el material adsorbente. Las moléculas de hidrógeno se adhieren físicamente a la superficie del material debido a fuerzas intermoleculares. La selección del material adsorbente adecuado, como marcos organometálicos (MOFs) o zeolitas, es crucial para maximizar la capacidad de adsorción.

23. Los marcos organometálicos (MOFs) son materiales porosos con una estructura cristalina formada por átomos metálicos o clusters unidos por ligandos orgánicos. Tienen una gran área superficial y porosidad ajustable, lo que los hace útiles en aplicaciones como almacenamiento de gases, purificación de agua y aire, y catálisis.

- Control de condiciones: el control de la presión y la temperatura es esencial en este proceso. Ajustando estas variables, se regula la cantidad de hidrógeno adsorbido y se facilita su posterior liberación. Este control permite una gestión flexible y eficiente del almacenamiento.
- Liberación de hidrógeno: Cuando se requiere utilizar el hidrógeno almacenado, se procede a la desadsorción. Modificando las condiciones, como reduciendo la presión o aumentando la temperatura, se liberan las moléculas de hidrógeno de la superficie del material adsorbente.

Siguiendo la estructura principal, a continuación, se desarrollan las principales materias primas y tecnologías de los procesos descritos previamente en este tipo de almacenamiento.

Tecnologías y materias primas asociadas

El desarrollo de tecnologías y la selección de materias primas adecuadas son cruciales para la efectividad del almacenamiento de hidrógeno en materiales adsorbentes. A continuación, se detallan las principales tecnologías y materiales utilizados en este método de almacenamiento:

- Materiales adsorbentes específicos
 - MOFs, carbón activado, zeolitas: estos materiales porosos son esenciales para la adsorción del hidrógeno. Su porosidad y superficie específica determinan la capacidad de almacenamiento.
- Componentes de control
 - Válvulas y sensores: para controlar la presión y la temperatura en los sistemas de almacenamiento, se utilizan componentes de alta precisión que garantizan un control óptimo de las condiciones.
- Sistemas de presión y temperatura
 - Equipos de presurización y refrigeración: para mantener las condiciones ideales de almacenamiento, se emplean sistemas de presurización y refrigeración que garantizan la estabilidad del proceso.
 - Revestimientos especiales: en algunos casos, se aplican revestimientos especiales en los materiales adsorbentes para mejorar su capacidad de adsorción y desadsorción.

Cada una de estas tecnologías y materiales desempeña un papel crucial en la optimización y eficiencia del almacenamiento de hidrógeno verde en materiales adsorbentes, garantizando un enfoque innovador y seguro para el futuro de la energía sostenible.

Condicionantes para el almacenamiento de hidrógeno verde

Necesidad de almacenamiento a alta presión. El hidrógeno verde generalmente se almacena a alta presión para maximizar su densidad energética y su capacidad de almacenamiento. Esto implica la necesidad de contar con tecnologías y materiales adecuados

para el almacenamiento a alta presión, como depósitos de acero reforzado y sistemas de contención seguros:

- **Compatibilidad de materiales:** dado que el hidrógeno puede ser un gas altamente reactivo, es esencial garantizar la compatibilidad de los materiales utilizados en los sistemas de almacenamiento. Los materiales de construcción de depósitos y tuberías deben resistir la corrosión y la fragilización por hidrógeno, lo que puede requerir el uso de acero inoxidable u otras aleaciones especiales.
- **Seguridad:** el hidrógeno es inflamable y debe manejarse con extrema precaución. Se deben implementar sistemas de seguridad, como detección de fugas y sistemas de supresión de incendios, para garantizar la seguridad en las instalaciones de almacenamiento.
- **Consideraciones de escala:** el almacenamiento de hidrógeno verde debe adaptarse a las necesidades de suministro y demanda. Esto significa que se deben diseñar sistemas de almacenamiento escalables que puedan satisfacer los requisitos de volumen y flujo de hidrógeno según sea necesario.
- **Costes asociados:** los costes de implementación y operación de los sistemas de almacenamiento en materiales adsorbentes deben ser gestionados para asegurar la competitividad del hidrógeno verde frente a otras fuentes de energía.
- **Mejora tecnológica:** la tecnología de almacenamiento en materiales adsorbentes aún está en desarrollo y requiere mejoras continuas para optimizar la capacidad de almacenamiento y reducir costes.

2.4. Transporte de hidrógeno verde

El transporte de hidrógeno verde es una fase crítica en la cadena de valor. Consiste en el movimiento eficiente y seguro del hidrógeno verde desde las instalaciones de producción o almacenamiento hasta los puntos de consumo o aplicaciones finales. El transporte desempeña un papel fundamental en la distribución y disponibilidad del hidrógeno verde en diferentes sectores, incluyendo la industria, la movilidad y la generación de energía.

En términos de desarrollo en España, se están explorando y expandiendo todas estas tipologías de transporte de hidrógeno verde, con proyectos piloto y expansiones de infraestructura en curso para satisfacer la creciente demanda de hidrógeno limpio. La elección dependerá de las necesidades específicas de cada aplicación y ubicación.

El transporte como parte adherida al eslabón del almacenamiento de hidrógeno presenta ciertos condicionantes que deben ser bien gestionados para garantizar la seguridad y eficacia del almacenamiento de cara al uso final del mismo:

- **Necesidad de infraestructura específica:** El transporte de hidrógeno requiere una infraestructura específica que incluye tuberías, tanques, camiones cisterna, barcas, etc.
- **Riesgo de fugas y seguridad:** El hidrógeno es altamente inflamable y puede formar mezclas explosivas con el aire en ciertas concentraciones. Por lo tanto, la seguridad es una preocupación importante en el transporte de hidrógeno.

- **Presión y temperatura:** El hidrógeno debe transportarse a presiones y temperaturas específicas, lo que requiere tecnologías y materiales adecuados para mantener esas condiciones.
- **Infraestructura de carga y descarga:** Se necesitan instalaciones adecuadas para cargar y descargar hidrógeno en vehículos, barcas o tanques criogénicos, lo que puede requerir inversiones significativas.
- **Distancias y Accesibilidad:** La distancia entre las instalaciones de generación o almacenamiento y los puntos de consumo puede influir en la elección del método de transporte. Además, la accesibilidad geográfica es un factor importante.
- **Demanda y capacidad de transporte:** A medida que aumenta la demanda de hidrógeno verde, es necesario garantizar que la capacidad de transporte esté en línea con esa demanda. Esto puede requerir expansiones significativas de la infraestructura.
- **Interacción con otras redes de energía:** En algunos casos, el hidrógeno verde puede integrarse en redes existentes de gas natural o ser transportado junto con otros gases, lo que requiere consideraciones técnicas adicionales.
- **Costes asociados:** Los costes de transporte, incluyendo la inversión en infraestructura y los costes operativos, deben ser gestionados para mantener la competitividad del hidrógeno verde en comparación con otras fuentes de energía.

Actualmente existen varios métodos y tecnologías para llevar a cabo el transporte de hidrógeno verde, cada uno con sus propias características y aplicaciones específicas que se explicarán a continuación en el desarrollo de los procesos para cada uno de los tipos de transporte de hidrogeno verde.

Procesos involucrados

En relación con los procesos, destacan:

- **Transporte por Tuberías.** El transporte de hidrógeno verde a través de tuberías es un método eficiente que se utiliza principalmente en áreas densamente pobladas y para distancias relativamente cortas.
- **Compresión y filtración (si es necesario):** antes de ingresar a las tuberías, el hidrógeno puede pasar por un proceso de compresión para aumentar su densidad. También se filtra para eliminar impurezas y garantizar la pureza del gas.
 - **Redes de tuberías específicas:** se utilizan redes de tuberías dedicadas para el transporte de hidrógeno verde. Estas tuberías están diseñadas para soportar las presiones y características del hidrógeno.
 - **Monitoreo continuo:** durante el transporte, se realiza un monitoreo continuo de la presión, temperatura y calidad del hidrógeno en las tuberías. Esto garantiza la seguridad y la integridad del gas durante su viaje.
 - **Estaciones de distribución:** a lo largo de la red de tuberías, se pueden encontrar estaciones de distribución donde el hidrógeno se desvía hacia instalaciones industriales, estaciones de carga de vehículos de hidrógeno u otros puntos de consumo.

- Transporte en estado líquido. el transporte de hidrógeno verde en estado líquido implica enfriar el hidrógeno a temperaturas criogénicas y almacenarlo en camiones cisterna criogénicos especialmente diseñados.
- Licuefacción del hidrógeno: el hidrógeno gaseoso se enfría a temperaturas extremadamente bajas (alrededor de -253 grados Celsius) para convertirse en líquido. La licuefacción reduce significativamente el volumen del hidrógeno, lo que facilita su transporte.
 - Almacenamiento en camiones cisterna criogénicos: el hidrógeno líquido se almacena en camiones cisterna criogénicos, que están aislados para mantener las bajas temperaturas. Estos camiones están diseñados para evitar la evaporación del hidrógeno durante el transporte.
 - Transporte a larga distancia: los camiones cisterna criogénicos transportan el hidrógeno líquido a larga distancia hasta su destino final, que puede ser una estación de carga, una planta industrial o cualquier otra aplicación.
- Transporte en estado sólido: el transporte de hidrógeno en estado sólido involucra el uso de portadores de hidrógeno sólido que pueden liberar el gas de manera controlada cuando sea necesario. Aunque esta tecnología está en desarrollo, se exploran diferentes enfoques, como los materiales de almacenamiento sólido y los sistemas de liberación.
- Transporte en gaseoductos: en algunas regiones, el hidrógeno verde se mezcla con otros gases (como el metano) y se transporta a través de gaseoductos existentes o específicamente diseñados. Los gaseoductos se adaptan para manejar el hidrógeno y pueden ser una forma eficiente de transporte a larga distancia.
- Transporte marítimo: El transporte marítimo de hidrógeno verde implica el uso de barcazas o buques especialmente diseñados para transportar hidrógeno líquido a áreas costeras o distantes. Estos buques están equipados con sistemas de almacenamiento y manipulación criogénicos para mantener el hidrógeno en estado líquido durante el transporte.
- Transporte ferroviario y por carretera: El hidrógeno verde también se puede transportar por ferrocarril y carretera. Camiones y trenes equipados con sistemas de almacenamiento criogénico o a alta presión pueden llevar el hidrógeno a áreas donde se requiere, como estaciones de carga de vehículos de hidrógeno o instalaciones industriales.

Cada uno de estos métodos de transporte presenta sus propias ventajas y desafíos, y la elección del método adecuado dependerá de factores como la distancia, el volumen de hidrógeno a transportar y las necesidades específicas de la aplicación final.

Tecnologías y materias primas asociadas

En relación con las tecnologías y materias primas asociadas a los procesos anteriormente indicados, resaltan:

- Compresión y filtración.
 - Acero para tubos y tuberías: se utilizan diversos tipos de acero, incluyendo acero al carbono, acero inoxidable y acero revestido para mayor resistencia a la corrosión.

- Sensores de presión y flujo: utilizados para monitorear y controlar el flujo de hidrógeno en las tuberías.
- Actuadores y válvulas: componentes automatizados utilizados para el control del flujo y la presión del hidrógeno.
- Redes de tuberías específicas
 - Aleaciones especiales: aleaciones resistentes al hidrógeno que incluyen el acero inoxidable austenítico de la serie 300, que ofrece una mejor resistencia a la fragilización por hidrógeno.
- Monitoreo continuo
 - Sistemas de monitoreo y control: utilizados para supervisar y controlar el flujo, la presión y la seguridad del hidrógeno durante su transporte, garantizando su integridad y evitando cualquier incidente.
- Transporte en estado líquido
 - Sistemas de licuefacción: utilizados para convertir hidrógeno gaseoso en líquido para su transporte y almacenamiento.
 - Materiales criogénicos para tanques: se incorporan aislantes térmicos como espumas aislantes de poliuretano o paneles de aerogel para mantener temperaturas extremadamente bajas.
- Almacenamiento en camiones cisterna criogénicos
 - Tanques criogénicos: utilizados para almacenar y transportar hidrógeno en forma líquida a temperaturas criogénicas.
 - Estructuras de tanques: se utilizan aluminio y aceros inoxidables especiales que pueden soportar temperaturas criogénicas sin volverse frágiles.
- Transporte a larga distancia
 - Vehículos de transporte especializados: incluyen camiones cisterna equipados para el transporte de hidrógeno líquido o comprimido.
 - Materiales para aislamiento térmico en tanques: entre los que destacan el poliisocianurato o poliuretano, utilizadas para el aislamiento de tanques. Y los materiales reflejantes como láminas de aluminio o materiales multicapa se utilizan para reflejar el calor radiante.
- Transporte en estado sólido
 - Sistemas de liberación: tecnologías utilizadas para liberar hidrógeno de manera controlada desde materiales sólidos.
 - Partes metálicas: se emplean acero endurecido o aleaciones especiales para componentes mecánicos.
- Transporte en gaseoductos
 - Tuberías de hidrógeno: diseñadas específicamente para transportar hidrógeno a presiones moderadas sobre largas distancias.

- Aleaciones especiales: aleaciones resistentes al hidrógeno que incluyen el acero inoxidable austenítico de la serie 300, que ofrece una mejor resistencia a la fragilización por hidrógeno.
- Transporte marítimo
 - Tanques criogénicos: utilizados para almacenar y transportar hidrógeno en forma líquida a temperaturas criogénicas.
 - Sistemas de regasificación: necesarios para convertir el hidrógeno líquido de vuelta a gas en el punto de uso.
- Transporte ferroviario y por carretera
 - Tanques de alta presión: diseñados para almacenar y transportar hidrógeno comprimido en vehículos y aplicaciones móviles.
 - Vehículos de transporte especializados: incluyen camiones cisterna y trenes equipados para el transporte de hidrógeno líquido o comprimido.

Estas materias primas y tecnologías son esenciales para garantizar el transporte seguro y eficiente de hidrógeno verde desde las instalaciones de generación o almacenamiento hasta los puntos de consumo o aplicaciones finales. Cada uno de ellos desempeña un papel crucial en todo el proceso de transporte.

Condicionantes para el transporte de hidrógeno verde

El transporte de hidrógeno verde, crucial en la cadena de valor del hidrógeno, debe afrontar varios condicionantes para asegurar su eficacia y seguridad. Estos condicionantes influyen en la viabilidad económica, la eficiencia y la seguridad del transporte de hidrógeno desde su punto de producción hasta su punto de uso final. A continuación, se detallan los principales condicionantes específicos del transporte de hidrógeno verde:

- Compatibilidad de materiales: dado que el hidrógeno es un gas altamente reactivo, es crucial asegurar que los materiales utilizados en las tuberías, tanques y sistemas de transporte sean compatibles y resistentes a la corrosión y fragilización. Esto generalmente implica el uso de acero inoxidable y aleaciones especiales que puedan soportar las condiciones extremas de temperatura y presión, especialmente durante el transporte por tuberías y en tanques criogénicos.
- Presión y temperatura: el hidrógeno debe ser transportado a presiones y temperaturas específicas, lo que requiere tecnologías y materiales adecuados para mantener estas condiciones extremas. Esto incluye sistemas de refrigeración avanzada y aislamiento térmico eficaz, especialmente en el transporte de hidrógeno líquido y gaseoso.
- Infraestructura de carga y descarga: se necesitan instalaciones adecuadas para cargar y descargar hidrógeno en vehículos, barcas o tanques criogénicos, lo que puede requerir inversiones significativas en infraestructura. La infraestructura de carga y descarga debe garantizar la seguridad y eficiencia en la manipulación del hidrógeno.
- Costes asociados: los costes de transporte e infraestructura, incluyendo la inversión en sistemas criogénicos, mantenimiento y tecnologías de compresión, deben

ser gestionados para asegurar la competitividad del hidrógeno verde frente a otras fuentes de energía. La eficiencia en la logística y la reducción de costes operativos son cruciales.

- **Riesgo de fugas y seguridad:** el hidrógeno es altamente inflamable y puede formar mezclas explosivas con el aire en ciertas concentraciones. Por lo tanto, la seguridad es una preocupación importante en el transporte de hidrógeno. Se requieren sistemas de detección de fugas y medidas de seguridad robustas para prevenir y gestionar posibles incidentes.
- **Demanda y capacidad de transporte:** a medida que aumenta la demanda de hidrógeno verde, es necesario garantizar que la capacidad de transporte esté en línea con esa demanda. Esto puede requerir expansiones significativas de la infraestructura de transporte, incluyendo tuberías, vehículos especializados y estaciones de carga.
- **Interacción con otras redes de energía:** en algunos casos, el hidrógeno verde puede integrarse en redes existentes de gas natural o ser transportado junto con otros gases, lo que requiere consideraciones técnicas adicionales. La compatibilidad y adaptación de las infraestructuras existentes son esenciales para una transición eficiente.

Estos condicionantes subrayan la complejidad y la importancia de planificar y gestionar adecuadamente el transporte de hidrógeno verde para asegurar su éxito como vector energético sostenible. Las innovaciones tecnológicas y la inversión en infraestructuras son fundamentales para superar estos desafíos y facilitar una distribución eficiente y segura del hidrógeno verde.

3. Eslabón 3: Usos finales del hidrógeno verde

El uso final del hidrógeno verde es crucial en la cadena de valor, ya que es donde el hidrógeno demuestra su versatilidad y potencial para reemplazar los combustibles convencionales en diversas aplicaciones. Este eslabón es fundamental para alcanzar los objetivos de descarbonización y lograr una economía más limpia y sostenible. A continuación, se destacan las características básicas que deben darse para el uso del hidrógeno verde:

- **Demanda insuficiente:** la demanda actual de hidrógeno verde es significativamente inferior a los objetivos de descarbonización. Es crucial incentivar esta demanda a través de políticas públicas, subsidios y marcos regulatorios que promuevan el uso del hidrógeno verde.
- **Difícil electrificación:** el hidrógeno verde es especialmente valioso en sectores donde la electrificación directa no es viable o es extremadamente costosa, como la industria pesada, el transporte marítimo y aéreo, y ciertos procesos industriales de alta temperatura.
- **Infraestructura adecuada:** la disponibilidad de infraestructuras adecuadas para la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno es esencial para su adopción a gran escala.
- **Competitividad económica:** para que el hidrógeno verde sea una alternativa viable, sus costes de producción y uso deben ser competitivos en comparación con los combustibles fósiles y otras fuentes de energía.

La transición hacia estos usos finales es un camino hacia una economía más limpia, pero no está exento de desafíos técnicos, económicos y de infraestructura que deben ser cuidadosamente gestionados. Teniendo en cuenta esto, tanto el análisis prospectivo realizado para la identificación de aspectos que condicionan la operativa del eslabón como la opinión de los diferentes expertos consultados, orientan el análisis de este eslabón en que, la demanda de hidrógeno verde actualmente es muy inferior a los objetivos de descarbonización, es necesario incentivar esta demanda para que esta tecnología pueda prosperar como una solución clara.

3.1. Industria

El hidrógeno verde se está posicionando como un recurso clave para las industrias que buscan reducir su huella de carbono y mejorar la sostenibilidad de sus operaciones. Su uso es especialmente relevante en sectores que requieren altas temperaturas o procesos químicos reductores, donde los combustibles fósiles han sido tradicionalmente predominantes. El hidrógeno no solo proporciona una fuente de energía limpia, sino que también puede actuar como materia prima en ciertas reacciones químicas industriales.

Procesos involucrados en el uso final del hidrógeno verde en la industria

La integración del hidrógeno verde en procesos industriales permite reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, facilitando una transición hacia una economía más sostenible y de cero emisiones.

Reducción de la huella de carbono en la producción de materiales pesados: el hidrógeno verde destaca por su uso en la producción de materiales como el acero y el cemento, que tradicionalmente dependen de procesos intensivos en carbono.

- Energía y calor para procesos industriales. el hidrógeno verde es una fuente valiosa de energía y calor para diversos procesos industriales.
- En el tratamiento térmico de metales: el hidrógeno proporciona una atmósfera protectora que evita la oxidación y permite el procesamiento a altas temperaturas.
- Producción de químicos y combustibles verdes: el hidrógeno verde es esencial en la producción de químicos como el amoníaco y el metanol, que son pilares en la fabricación de fertilizantes y plásticos. Además, se explora su uso en la creación de combustibles sintéticos, que podrían ser una alternativa sostenible a los combustibles fósiles para sectores difíciles de descarbonizar, como la aviación y el transporte marítimo.
- En el proceso de refinado del petróleo, el hidrógeno se utiliza para el hidrocrackeo y la desulfuración, procesos que mejoran la calidad del combustible y reducen el contenido de azufre.

Tecnologías y materias primas asociadas

A nivel general, el uso del hidrógeno verde en la industria implica una serie de tecnologías clave, entre las cuales las pilas de combustible tienen un papel especialmente destacado.

Las pilas de combustible son dispositivos que convierten la energía química del hidrógeno directamente en electricidad, calor y agua a través de una reacción electroquímica, en este sentido destacan las siguientes tecnologías a considerar:

- Pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC): son las más comunes en aplicaciones móviles (como vehículos) y pequeñas aplicaciones estacionarias debido a su arranque rápido, tamaño compacto y operación a temperaturas relativamente bajas.
- Pilas de combustible de óxido sólido (SOFC): operan a temperaturas más altas y son adecuadas para aplicaciones estacionarias de mayor escala, como la generación de energía industrial. Tienen la ventaja de una alta eficiencia y la capacidad de utilizar una variedad de combustibles, incluyendo hidrógeno.
- Materiales avanzados: para todas las aplicaciones de hidrógeno, se requieren materiales que puedan resistir su pequeño tamaño molecular y prevenir problemas como la fragilización por hidrógeno.

La combinación de estas tecnologías y materiales permite a la industria aprovechar el potencial del hidrógeno verde para operaciones más limpias y sostenibles. Las pilas de combustible, en particular, representan una de las formas más eficientes y versátiles de convertir el hidrógeno en energía utilizable.

3.2. Integración sectorial

El hidrógeno verde tiene la capacidad de adaptarse y ser utilizado en una variedad de sectores, desde la generación de energía hasta el transporte y la calefacción. Esta capacidad de integrarse de forma transversal en diferentes áreas no solo mejora la eficiencia energética, sino que también fomenta una mayor colaboración entre sectores diversos.

La utilización del hidrógeno verde en este contexto es fundamental para avanzar hacia un futuro energético más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles. En este sentido, a continuación, se plantean las aplicaciones de hidrógeno verde que se están desarrollando actualmente:

- Energía renovable y almacenamiento: el hidrógeno verde sirve como un medio eficaz para almacenar energía renovable, abordando el desafío de la intermitencia de fuentes como la solar y la eólica. Permite almacenar energía en períodos de baja demanda y liberarla cuando es necesaria, mejorando la gestión del suministro energético.
- Integración con el sector eléctrico: en el sector eléctrico, el hidrógeno puede ser utilizado para generar electricidad con pilas de combustible o mediante su combustión en centrales eléctricas, ofreciendo una forma flexible de responder a las fluctuaciones de la demanda energética.
- Calefacción y refrigeración: el hidrógeno ofrece una alternativa limpia para los sistemas de calefacción y refrigeración, tanto en entornos residenciales como comerciales, ayudando a reducir la dependencia de los combustibles fósiles.
- Transporte sostenible: más allá de los vehículos personales, el hidrógeno verde es una solución prometedora para el transporte público, flotas comerciales, y aplicaciones en el sector marítimo y aéreo, contribuyendo a la descarbonización del transporte.

3.3. Movilidad

La movilidad representa un sector crucial donde el hidrógeno verde puede tener un impacto transformador. El reemplazo de los combustibles fósiles promete una movilidad libre de emisiones ofreciendo soluciones innovadoras para desafíos actuales, como la autonomía de los vehículos y los tiempos de recarga.

La implementación del hidrógeno verde en el sector de la movilidad se centra en el desarrollo de vehículos de hidrógeno, como coches, autobuses y camiones equipados con pilas de combustible. Estos vehículos convierten el hidrógeno en electricidad, proporcionando una fuente de energía eficiente y limpia.

Procesos involucrados en el uso final del hidrógeno verde en la movilidad

Se han identificado:

- Generación de energía en vehículos: las pilas de combustible son el núcleo de los vehículos de hidrógeno. Estos dispositivos convierten el hidrógeno almacenado en electricidad, alimentando así los motores eléctricos del vehículo.
- Operaciones de recarga: las operaciones de recarga para vehículos de hidrógeno implican reponer el hidrógeno en los tanques de almacenamiento del vehículo.
- Integración con sistemas de transporte existentes: integrar vehículos de hidrógeno en el transporte público y las flotas comerciales implica no solo la adquisición de estos vehículos, sino también la adaptación de la infraestructura existente para soportarlos.

Tecnologías y materias primas asociadas

Teniendo en cuenta el proceso definido hasta el momento, en el caso de la movilidad, las tecnologías y materias primas asociadas al hidrógeno verde son las ya mencionadas a lo largo de toda la cadena de valor. Las tecnologías y materias primas esenciales incluyen:

- Pilas de combustible de hidrógeno: elementos cruciales en vehículos de hidrógeno, transforman el hidrógeno en electricidad de manera eficiente.
- Electrolizadores: utilizados para producir hidrógeno verde, idealmente a partir de fuentes de energía renovables.
- Materiales para almacenamiento de hidrógeno: esenciales para el almacenamiento seguro y eficiente del hidrógeno en los vehículos.
- Infraestructura de estaciones de recarga: tecnología necesaria para el desarrollo de estaciones de recarga que faciliten el reabastecimiento rápido y seguro de los vehículos de hidrógeno.

3.4. Otros usos del hidrógeno verde

Además de los usos mencionados del hidrógeno verde en la industria, la integración sectorial y la movilidad, hay otras aplicaciones innovadoras que demuestran su versatilidad y potencial. Algunos de estos usos adicionales incluyen:

- Generación de energía en áreas remotas.
- Aplicaciones agrícolas.
- Aplicaciones en la industria alimentaria.
- Desarrollo de tecnologías de propulsión espacial.
- Sistemas de calefacción residenciales y comerciales.

Estas aplicaciones resaltan el potencial del hidrógeno verde para extenderse a múltiples sectores y contribuir de manera significativa a una economía global más limpia y sostenible.

Condiciones para el uso final del hidrógeno

El uso final del hidrógeno verde en una variedad de aplicaciones, desde la industria hasta la movilidad y la integración sectorial, representa un componente crucial en la transición hacia una economía más limpia y descarbonizada. Sin embargo, la implementación eficaz de estos usos finales implica superar una serie de desafíos técnicos, económicos y de infraestructura.

En este apartado, abordaremos los factores y condicionantes que influyen en el uso final del hidrógeno verde, explorando cómo estos aspectos afectan su implementación en diversos sectores:

- Infraestructura de suministro y distribución: para que el hidrógeno sea utilizado en aplicaciones finales, es necesario contar con una red de suministro y distribución que asegure su disponibilidad donde se necesite.
- Integración con sistemas existentes: en muchos casos, el hidrógeno verde debe integrarse en sistemas ya existentes, como redes eléctricas o flotas de transporte, lo que puede requerir modificaciones o adaptaciones.
- Eficiencia y pérdidas en la conversión: la eficiencia en la conversión de hidrógeno en energía es un aspecto crítico, especialmente en pilas de combustible, donde las pérdidas de energía deben minimizarse.
- En el corto plazo, en las aplicaciones industriales, se considera el blending de hidrógeno verde y gas natural (razón 20-80 aproximadamente) como estrategia viable sin necesidad de modificar sustancialmente la infraestructura existente, requiriendo la necesidad investigaciones y adaptaciones estructurales para incrementar gradualmente dicha proporción.
- Generación de demanda: la adopción del hidrógeno como fuente de energía depende en su gran medida de la demanda que se genere en el mercado, que, actualmente es escasa.
- El transporte pesado asociado al terrestre de larga distancia, al aéreo o al marítimo, constituyen las aplicaciones de movilidad con mayor proyección en el marco del hidrógeno verde, siendo el aéreo el que dispone de mayor certidumbre en relación con el uso del hidrógeno verde.
- Alcanzar economías de escala en el sector marítimo presenta un desafío debido a la diversidad de tecnologías necesarias para según la tipología de embarcación y de sus operaciones asociadas.

- Necesidad de formación especializada para la transición hacia el hidrógeno verde, especialmente en los sectores con alto potencial de consumo de hidrógeno verde.

4. Vulnerabilidades y criticidades

Según lo indicado a nivel de procesos, tecnologías, materias primas y condicionantes para todos los eslabones de la cadena de valor anteriormente expuestos, a continuación, se presenta en una tabla resumen las principales vulnerabilidades identificadas y que van a ser objeto de estudio en los próximos apartados.

Para cada vulnerabilidad se señala, en una columna de dicha tabla, si se va a aplicar el análisis asociado a la Metodología para la identificación de recursos estratégicos, indicando según proceda:

- **«Sí»**. Esta categoría corresponde a materias primas o tecnologías identificadas como críticas por los expertos durante el desarrollo de los grupos de trabajo, por el equipo de trabajo durante el análisis previamente expuesto del eslabón o por la Comisión Europea en el informe «Study on the critical raw materials for the EU 202312F12F».
- **«No»**. Esta categoría corresponde a las materias primas o tecnologías que, a pesar de su identificación preliminar, la Comisión Europea o los expertos no las consideran como productos de importancia estratégica para España y para la UE o que no están sujetas a riesgos de suministro para el desarrollo de la cadena de valor.
- **«N/A»**. Esta categoría corresponde a aquellas vulnerabilidades que no se corresponden a materias primas o tecnologías y que, por tanto, no son objeto de aplicación de la Metodología para la identificación de recursos estratégicos.

TABLA 3. Vulnerabilidades y Criticidades

ESLABÓN	VULNERABILIDAD	TIPOLOGÍA	RACIONAL	APLIC. METOD.
PRODUCCIÓN	Dependencia crítica del iridio y el platino	Materia prima	En la actualidad, Sudáfrica es el principal proveedor mundial de estos metales, siendo responsable del 83% del suministro mundial de iridio y el 70% del suministro de platino. Esta concentración geográfica plantea riesgos para la cadena de suministro en caso de problemas en la producción, como apagones en las centrales eléctricas de carbón sudafricanas.	Sí
PRODUCCIÓN	Necesidad de minerales y materiales estratégicos	Materia prima	Existen otras materias primas para la fabricación de los electrolizadores, así como para los paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, afectando transversalmente al proceso de electrólisis. En este sentido, en línea con los materiales que incrementarán su consumo en el futuro y con los materiales estratégicos identificados por la Comisión Europea, se considerarán el aluminio y el níquel como minerales de potencial criticidad para la cadena del hidrógeno.	Sí
PRODUCCIÓN	Utilización de sustancias PFAS ²⁴	Materia prima	En la actualidad, se lleva a cabo la utilización de sustancias PFAS en las membranas de los electrolizadores. En este sentido, se denota un alto nivel de riesgo derivado de las limitaciones previstas por la Comisión Europea en este sentido, restringiendo o reduciendo su utilización en el mercado del hidrógeno.	Sí
PRODUCCIÓN	Consumo de agua	Materia prima	Dado el bajo nivel de reservas, las necesidades actuales de agua y la demanda futura proyectada a raíz de los proyectos de hidrógeno, requieren de incrementar la eficiencia en el consumo de agua y la búsqueda de tecnologías que minimicen su uso para sustentar los proyectos de hidrógeno a gran escala.	No
PRODUCCIÓN	Dependencia crítica del stack del electrolizador	Tecnología	Dicha dependencia subraya la necesidad de desarrollo y de capacidad de respuesta nacional para asegurar el suministro. Se consideran componentes críticos los catalizadores y las máquinas eléctricas para la electrólisis.	Sí
PRODUCCIÓN	Necesidad de un suministro eléctrico estable para la producción de hidrógeno	Procesos	En la actualidad, las grandes industrias de difícil electrificación disponen de una alta demanda energética. La intermitencia de las energías renovables, el carácter incipiente de las tecnologías de electrólisis a escalas industriales y los condicionantes derivados de las aplicaciones de gran magnitud requieren de instalaciones auxiliares y de sobredimensionamiento para garantizar el suministro.	N/A

24. Sustancias perfluoroalquiladas y polifluoroalquiladas, denominadas PFAS por sus siglas en inglés.

TABLA 3. Vulnerabilidades y Criticidades

ESLABÓN	VULNERABILIDAD	TIPOLOGÍA	RACIONAL	APLIC. METOD.
PRODUCCIÓN	Interrelación con la red eléctrica	Procesos	La necesidad de una interrelación robusta con la red eléctrica y la casación horaria son críticas para la viabilidad de los proyectos a gran escala, condicionando los contratos PPA y el coste del hidrógeno en consecuencia.	N/A
PRODUCCIÓN	Ausencia de estandarización	Procesos	Dado el carácter incipiente de las tecnologías y del mercado asociado al hidrógeno verde, los fabricantes de electrolizadores cuentan con un mínimo grado de estandarización en sus procesos productivos.	N/A
PRODUCCIÓN	Garantías de especificaciones a L/P	Procesos	Imposibilidad para aportar garantías de especificaciones a L/P por la inexistencia de proyectos en funcionamiento con una larga vida útil que permita contrastar el mantenimiento de las prestaciones en el tiempo.	N/A
PRODUCCIÓN	Coste del hidrógeno	Otros condicionantes	El coste del hidrógeno está altamente influenciado significativamente por el precio de la energía eléctrica renovable, representando un bajo grado de competitividad en la actualidad respecto a otras alternativas no renovables.	N/A
PRODUCCIÓN	Necesidad de recursos en la producción para la financiación de proyectos de hidrógeno	Otros condicionantes	Dado la dependencia del coste del hidrógeno del coste de la energía renovable, la viabilidad de los proyectos se ve condicionada por la necesidad de financiación de los costes operativos en el ámbito productivo. Además, los fabricantes requieren de recursos que permitan afrontar las dificultades para el control del flujo de caja, derivado de los desfases entre la fabricación de los electrolizadores y la puesta en marcha de los proyectos de hidrógeno verde.	N/A
PRODUCCIÓN	Red eléctrica en España	Otros condicionantes	Incertidumbre en el desarrollo de la red eléctrica en España, así como dificultades para cumplir con los requisitos para la conexión de las plantas productoras (a raíz de la alta potencia demandada a la red en los proyectos a gran escala).	N/A
PRODUCCIÓN	Incertidumbre normativa en el contexto europeo	Otros condicionantes	Incertidumbre normativa en el contexto europeo, marcada por la rigidez y la falta de claridad para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.	N/A

TABLA 3. Vulnerabilidades y Criticidades

ESLABÓN	VULNERABILIDAD	TIPOLOGÍA	RACIONAL	APLIC. METOD.
PRODUCCIÓN	Dependencia tecnológica de proveedores específicos	Otros condicionantes	Alta dependencia tecnológica de China o de proveedores específicos en componentes críticos para los procesos de electrólisis (materias primas y materiales involucrados en los paneles, equipamientos para proyectos a gran escala, etc.), suponiendo la concentración del suministro y, por tanto, la dependencia de las empresas españolas a las relaciones comerciales, los factores geopolíticos y las regulaciones en el mercado exterior.	N/A
ALMACENAMIENTO	Polímeros fluorados	Materia prima	Los polímeros fluorados son escasos y representan un condicionante ya que su producción es limitada y costosa, y están sujetos a regulaciones estrictas debido a sus impactos ambientales significativos.	Sí
ALMACENAMIENTO	Válvulas de presión	Tecnología	La selección de válvulas de alta calidad que cumplan con los estándares de seguridad y eficiencia necesarios para sistemas de hidrógeno puede ser más limitada y costosa en comparación con válvulas estándar.	Sí
ALMACENAMIENTO	Tanques de Alta Presión (Tipos I, II, III, IV, V)	Tecnología	La falta de producción en España de tanques de alta presión es un condicionante para la cadena de valor ya que aumenta la dependencia de importaciones, eleva los costes y complica la logística, impactando directamente en la escalabilidad y la seguridad de la infraestructura de hidrógeno.	Sí
ALMACENAMIENTO	Consumo de agua	Materia prima	Dado el bajo nivel de reservas, las necesidades actuales de agua y la demanda futura proyectada a raíz de los proyectos de hidrógeno, requieren de incrementar la eficiencia en el consumo de agua y la búsqueda de tecnologías que minimicen su uso para sustentar los proyectos de hidrógeno a gran escala.	No
ALMACENAMIENTO	Compatibilidad de materiales	Materia prima	Dado que el hidrógeno puede ser un gas altamente reactivo, es esencial garantizar la compatibilidad de los materiales utilizados en los sistemas de almacenamiento. Los materiales de construcción de depósitos y tuberías deben resistir la corrosión y la fragilización por hidrógeno, lo que puede requerir el uso de acero inoxidable u otras aleaciones especiales.	No
ALMACENAMIENTO	Necesidad de almacenamiento a alta presión	Procesos	El hidrógeno verde generalmente se almacena a alta presión para maximizar su densidad energética y su capacidad de almacenamiento. Esto implica la necesidad de contar con tecnologías y materiales adecuados para el almacenamiento a alta presión, como depósitos de acero reforzado y sistemas de contención seguros.	N/A
ALMACENAMIENTO	Control de fugas	Tecnología	La naturaleza altamente permeable del hidrógeno implica la necesidad de sistemas de sellado y control de fugas efectivos en los equipos de almacenamiento. Las válvulas y conexiones deben ser diseñadas y mantenidas de manera adecuada para prevenir fugas de hidrógeno.	No

TABLA 3. Vulnerabilidades y Criticidades

ESLABÓN	VULNERABILIDAD	TIPOLOGÍA	RACIONAL	APLIC. METOD.
ALMACENAMIENTO	Consumo energético	Procesos	El almacenamiento de hidrógeno tiene un consumo energético elevado lo cual conlleva unos costes energéticos elevados.	N/A
ALMACENAMIENTO	Infraestructura específica	Tecnología	El transporte de hidrógeno requiere una infraestructura específica para el sector que incluye tuberías, tanques, camiones cisterna, barcazas, etc. Todo adaptado y fabricado específicamente para el sector.	No
ALMACENAMIENTO	Consideraciones de escala	Otros condicionantes	El almacenamiento de hidrógeno verde debe adaptarse a las necesidades de suministro y demanda. Esto significa que se deben diseñar sistemas de almacenamiento escalables que puedan satisfacer los requisitos de volumen y flujo de hidrógeno según sea necesario.	N/A
ALMACENAMIENTO	Presión y temperatura	Otros condicionantes	El hidrógeno debe transportarse a presiones y temperaturas específicas, lo que requiere tecnologías y materiales adecuados para mantener esas condiciones.	N/A
ALMACENAMIENTO	Infraestructura de carga y descarga	Tecnología	Se necesitan instalaciones adecuadas para cargar y descargar hidrógeno en vehículos, barcazas o tanques criogénicos, lo que puede requerir inversiones significativas.	No
ALMACENAMIENTO	Distancias y accesibilidad	Otros condicionantes	La distancia entre las instalaciones de generación o almacenamiento y los puntos de consumo puede influir en la elección del método de transporte. Además, la accesibilidad geográfica es un factor importante.	N/A
ALMACENAMIENTO	Demanda y capacidad de transporte	Otros condicionantes	A medida que aumenta la demanda de hidrógeno verde, es necesario garantizar que la capacidad de transporte esté en línea con esa demanda. Esto puede requerir expansiones significativas de la infraestructura.	N/A
ALMACENAMIENTO	Interacción con otras redes de energía	Otros condicionantes	En algunos casos, el hidrógeno verde puede integrarse en redes existentes de gas natural o ser transportado junto con otros gases, lo que requiere consideraciones técnicas adicionales.	N/A
ALMACENAMIENTO	Costes asociados	Otros condicionantes	Los costes de transporte, incluyendo la inversión en infraestructura y los costes operativos, deben ser gestionados para mantener la competitividad del hidrógeno verde en comparación con otras fuentes de energía.	N/A

TABLA 3. Vulnerabilidades y Criticidades

ESLABÓN	VULNERABILIDAD	TIPOLOGÍA	RACIONAL	APLIC. METOD.
ALMACENAMIENTO	Mejora tecnológica	Otros condicionantes	Necesidad de mejora tecnológica en el almacenamiento de hidrógeno, debida especialmente a las condiciones de presión necesarias.	N/A
ALMACENAMIENTO	Otras formas de almacenamiento	Otros condicionantes	Necesidad de desarrollo del amoniaco verde y del metanol verde como formas de almacenamiento alternativas para el hidrógeno verde, así como para su transporte en largas distancias.	N/A
ALMACENAMIENTO	Nuevas infraestructuras	Otros condicionantes	Necesidad de infraestructuras que faciliten la continuidad de suministro de hidrógeno verde a través de sistemas de backup.	N/A
ALMACENAMIENTO	Enfoque mixto	Otros condicionantes	Necesidad de abarcar las infraestructuras de transporte de hidrógeno desde un enfoque mixto, permitiendo reutilizar parte de la infraestructura existente y construir nuevas instalaciones, asegurando la eficiencia en coste, la seguridad y la operatividad del sistema de gas natural durante la transición	N/A
ALMACENAMIENTO	Interrupciones en el suministro	Otros condicionantes	El almacenamiento y el transporte son aspectos críticos para grandes industrias con un alto consumo energético, requiriendo de infraestructuras que eviten interrupciones en el suministro o posibles fugas durante la distribución	N/A
ALMACENAMIENTO	Infraestructura portuaria	Otros condicionantes	La necesidad de adecuación de las infraestructuras portuarias podría suponer un obstáculo significativo para el despliegue efectivo del hidrógeno verde en el ámbito marítimo.	N/A
USOS FINALES	Infraestructura de suministro y distribución	Procesos	Para que el hidrógeno sea utilizado en aplicaciones finales, es necesario contar con una red de suministro y distribución que asegure su disponibilidad donde se necesite.	No
USOS FINALES	Mineral Cerio para la fabricación de pilas de combustible	Materia prima	El cerio es crucial en las pilas de combustible por sus propiedades como catalizador que aumenta la eficiencia y por su resistencia a la corrosión en altas temperaturas. Dado que es un elemento de tierras raras, su disponibilidad limitada y costes variables lo hacen un material crítico en la fabricación y operación de pilas de combustible de hidrogeno verde.	Si
USOS FINALES	Seguridad y manejo del hidrógeno	Procesos	Dada la naturaleza inflamable del hidrógeno, la seguridad es primordial en todas sus aplicaciones finales. Esto incluye sistemas de manejo y almacenamiento seguros, así como capacitación para su uso y mantenimiento.	No

TABLA 3. Vulnerabilidades y Criticidades

ESLABÓN	VULNERABILIDAD	TIPOLOGÍA	RACIONAL	APLIC. METOD.
USOS FINALES	Integración con sistemas existentes	Procesos	En muchos casos, el hidrógeno verde debe integrarse en sistemas ya existentes, como redes eléctricas o flotas de transporte, lo que puede requerir modificaciones o adaptaciones.	No
USOS FINALES	Eficiencia	Tecnologías	La eficiencia en la conversión de hidrógeno en energía es un aspecto crítico, especialmente en pilas de combustible, donde las pérdidas de energía deben minimizarse.	No
USOS FINALES	Costes y viabilidad económica	Otros condicionantes	El coste del hidrógeno verde y las tecnologías relacionadas es un factor importante. La viabilidad económica depende de la reducción de costes a través de avances tecnológicos y economías de escala.	N/A
USOS FINALES	Investigación y desarrollo	Otros condicionantes	La investigación continua es esencial para mejorar las tecnologías del hidrógeno, aumentar la eficiencia, reducir costes y descubrir nuevas aplicaciones.	N/A
USOS FINALES	Generación de demanda	Otros condicionantes	La adopción del hidrógeno como fuente de energía depende en su gran medida de la demanda que se genere en el mercado, que, actualmente es escasa.	N/A
USOS FINALES	Blending	Otros condicionantes	En el corto plazo, en las aplicaciones industriales, se considera el blending de hidrógeno verde y gas natural (razón 20-80 aproximadamente) como estrategia viable sin necesidad de modificar sustancialmente la infraestructura existente, requiriendo la necesidad de investigaciones y adaptaciones estructurales para incrementar gradualmente dicha proporción.	N/A
USOS FINALES	Economías de escala	Otros condicionantes	Alcanzar economías de escala en el sector marítimo presenta un desafío debido a la diversidad de tecnologías necesarias para según la tipología de embarcación y de sus operaciones asociadas.	N/A
USOS FINALES	Formación	Otros condicionantes	Necesidad de formación especializada para la transición hacia el hidrógeno verde, especialmente en los sectores con alto potencial de consumo de hidrógeno verde.	N/A

IX.
IDENTIFICACIÓN
DE VULNERABILIDADES
Y CRITICIDADES



Una vez desarrollado el análisis y caracterización de la cadena de valor asociada a la producción, almacenamiento, transporte y uso de hidrógeno verde en España, así como de las vulnerabilidades y dependencias críticas involucradas en la misma, a continuación, se procede a definir las materias primas o productos críticos identificados en cada uno de los eslabones. Dicha criticidad será evaluada a través de la «Metodología para la identificación de recursos estratégicos, su grado de dependencia y riesgo de suministro», prestando especial atención a los posibles efectos de las materias primas y de los componentes críticos sobre las capacidades industriales y futuras de España en relación con la demanda esperada. Bajo este objetivo, tras la identificación pertinente de las materias primas y componentes de análisis, se llevará a cabo un análisis particular por cada una de ellas en términos de dependencia exterior, de riesgos de concentración de suministro y de riesgos de origen, a raíz de los flujos comerciales internacionales de exportación e importación y a la producción nacional aplicando la metodología citada.

1. Listado de materias primas y productos críticos susceptibles de presentar criticidad

En primer lugar, con el objetivo de consolidar las materias primas, componentes, productos semi manufacturados y equipamientos involucrados en la cadena de suministro del hidrógeno verde, a continuación, se procede a exponer una tabla esquemática con las materias primas y productos críticos identificados a lo largo del análisis desarrollado, exponiendo sus eslabones de aplicación dentro de la cadena, el carácter estratégico marcado por la Comisión Europea y su referencia en el Sistema Armonizado de mercancías (HS-6)²⁵ y en los sistemas de codificación y descripción en términos de producción nacional (*ProdCom*)²⁶.

La identificación de materias primas y productos críticos se basará en los códigos disponibles y establecidos por el Sistema Armonizado HS-6 y por la base de datos de producción nacional *ProdCom*, excluyendo del presente análisis aquellas referencias específicas que no dispongan de códigos asociados para la recopilación de los datos pertinentes:

25. [Trade Statistics by Product \(HS 6-digit\) & UN Comtrade.](#)

26. [ProdCom | Statistics | Eurostat.](#)

1.1. Materias primas susceptibles de presentar criticidad

TABLA 4. Clasificación de materias primas según el Sistema Armonizado HS-6 y ProdCom

MATERIA PRIMA CRÍTICA	ESLABÓN CADENA VALOR	OTROS ESLABONES IMPLICADOS	¿SE CONSIDERA ESTRATÉGICA POR LA COMISIÓN EUROPEA? ²⁷	CÓDIGO HS 6	DESCRIPCIÓN CÓDIGO HS-6	PRCCODE ASOCIADO
PLATINO	Producción - Fabricación de electrolizadores	Aplicación y Uso - Fabricación de pilas de combustible	Sí	711011	Metals; platinum, unwrought or in powder form	24413010
IRIDIO	Producción - Fabricación de electrolizadores	-	Sí	711041	Metals; iridium, osmium, ruthenium, unwrought or in powder form	24413025
TITANIO	Producción - Fabricación de electrolizadores	-	Sí	261400	Titanium ores and concentrates	07291930
COBRE	Producción - Fabricación de electrolizadores	Producción - Fabricación de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas	Sí	260300	Copper ores and concentrates	07291100
NÍQUEL	Producción - Fabricación de electrolizadores	Producción - Fabricación de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas	Sí	260400	Nickel ores and concentrates	07291200
GRAFITO	Producción - Fabricación de electrolizadores	-	No	250490	Graphite; natural, in other forms, excluding powder or flakes	08992910
CERIO	Aplicación y Uso - Fabricación de pilas de combustible	-	Sí	284610	Cerium compounds	20136510

27. European Commission, Study on the Critical Raw Materials for the EU 2023 – Final Report.

TABLA 4. Clasificación de materias primas según el Sistema Armonizado HS-6 y ProdCom

MATERIA PRIMA CRÍTICA	ESLABÓN CADENA VALOR	OTROS ESLABONES IMPLICADOS	¿SE CONSIDERA ESTRATÉGICA POR LA COMISIÓN EUROPEA? ²⁷	CÓDIGO HS 6	DESCRIPCIÓN CÓDIGO HS-6	PRCCODE ASOCIADO
ALUMINIO	Producción - Fabricación de paneles fotovoltaicos	Almacenamiento de hidrógeno verde - Transporte de hidrógeno verde	Si	260600	Aluminium ores and concentrates	07291300
ZINC	Producción - Fabricación de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas	-	No	260800	Zinc ores and concentrates	07291520
SILICIO	Producción - Fabricación de paneles fotovoltaicos	Almacenamiento de hidrógeno verde - Transporte de hidrógeno verde	Si	280461	Silicon; containing by weight not less than 99.99% of silicon	20132160
DIÓXIDO DE SILICIO	Producción - Fabricación de paneles fotovoltaicos	-	Si	281122	Silicon dioxide	20132475
GALIO	Producción - Fabricación de paneles fotovoltaicos	-	Si	811291	Gallium, hafnium, indium, niobium (columbium), rhenium and thallium; articles thereof, unwrought, waste and scrap, powders	-
BORO	Producción - Fabricación de turbinas eólicas	-	Si	280450	Boron; tellurium	20132141
FLÚOR	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	Si	281111	Hydrogen fluoride (hydrofluoric acid)	20132473

TABLA 4. Clasificación de materias primas según el Sistema Armonizado HS-6 y ProdCom

MATERIA PRIMA CRÍTICA	ESLABÓN CADENA VALOR	OTROS ESLABONES IMPLICADOS	¿SE CONSIDERA ESTRATÉGICA POR LA COMISIÓN EUROPEA? ²⁷	CÓDIGO HS 6	DESCRIPCIÓN CÓDIGO HS-6	PRCCODE ASOCIADO
HIERRO	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	720130	Iron; alloy pig iron, in pigs, blocks or other primary forms	24101100
CARBONO	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	280300	Carbon; carbon blacks and other forms of carbon n.e.s.	20132130
POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD (HDPE)	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	390120	Ethylene polymers; in primary forms, polyethylene having a specific gravity of 0.94 or more	20161050
ALEACIONES DE ALUMINIO	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	760120	Aluminium; unwrought, alloys	24421154
INVAR (ALEACIÓN FE-NI)	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	750512	Nickel; waste and scrap, of nickel alloys	24452200
POLÍMEROS REFORZADOS (INCLUYENDO PEEK)	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	390799	Polyesters; n.e.s. in heading no. 3907, saturated, in primary forms	20164020
MATERIALES TERMOPLÁSTICOS AVANZADOS	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	390690	Acrylic polymers; (other than polymethyl methacrylate), in primary forms	20165390
POLIAMIDAS Y POLIIMIDAS	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	390810	Polyamides; polyamide 6, -11, -12, -6,6, -6,9, -6,10 or -6,12, in primary forms	20165450
POLÍMEROS FLUORADOS (INCLUYENDO PTFE)	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	Si	390461	Halogenated olefin polymers; fluoro-polymers, polytetrafluoroethylene, in primary forms	20163060

TABLA 4. Clasificación de materias primas según el Sistema Armonizado HS-6 y ProdCom

MATERIA PRIMA CRÍTICA	ESLABÓN CADENA VALOR	OTROS ESLABONES IMPLICADOS	¿SE CONSIDERA ESTRATÉGICA POR LA COMISIÓN EUROPEA? ²⁷	CÓDIGO HS 6	DESCRIPCIÓN CÓDIGO HS-6	PRCCODE ASOCIADO
MEMBRANAS DE POLÍMEROS SINTÉTICOS (PVC, TPO)	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	392190	Plastics; plates, sheets, film, foil and strip, other than cellular	22214230
POLÍMEROS DE SELLADO	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	391000	Silicones; in primary forms	20165700
RESINAS DE POLIÉSTER	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	No	390791	Polyesters; n.e.s. in heading no. 3907, unsaturated, in primary forms	20164070 + 20164080
CLORURO DE SODIO PURO	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	No	250100	Salt (including table salt and denatured salt); pure sodium chloride whether or not in aqueous solution; sea water	10843000
CEMENTO ESPECIALIZADO	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	No	252321	Cement; white, whether or not artificially coloured, with a basis of calcium sulphates	23511210
BENTONITA Y GEOTEXTILES	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	No	250810	Clays; bentonite, whether or not calcined	08122210
COMPUESTOS IMPERMEABILIZANTES	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	No	381600	Refractory cements, mortars, concretes and similar compositions, not elsewhere specified or included	23201300
MATERIALES ADSORBENTES	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	No	380290	Chemical products; activated natural mineral products, animal black, including spent animal black	20147120

1.2. Productos y componentes susceptibles de presentar criticidad

TABLA 5. Clasificación de productos críticos según el Sistema Armonizados HS-6 y ProdCom

PRODUCTOS CRÍTICOS	ESLABÓN CADENA VALOR	OTROS ESLABONES IMPLICADOS	CÓDIGO HS 6	DESCRIPCIÓN CÓDIGO HS-6	PRCCODE ASOCIADO
MÁQUINAS Y APARATOS ELÉCTRICOS PARA EL PROCESO DE ELECTROLISIS	Producción - Proceso de electrolisis	-	854330	Electrical machines and apparatus; for electroplating, electrolysis or electrophoresis, having individual functions n.e.s. in chapter 85	28491283
CATALIZADORES	Producción - Fabricación de electrolizadores	-	711510	Metal; catalysts in the form of wire cloth or grill, of platinum	24413070
COMPONENTES ELÉCTRICOS INVOLUCRADOS EN LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS	Producción - Energía Renovable Fotovoltaica	-	854140	Electrical apparatus; photosensitive, including photovoltaic cells, whether or not assembled in modules or made up into panels, light emitting diodes	26112240
COMPONENTES ELÉCTRICOS INVOLUCRADOS EN LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS	Producción - Energía Renovable Fotovoltaica	-	854150	Electrical apparatus; photosensitive semiconductor devices n.e.s. in heading no. 8541, including photovoltaic cells, whether or not assembled in modules or made up into panels	26112260
VÁLVULAS DE PRESIÓN	Distribución - Conexión Electrolizadores/Red de Tuberías/Tanques Almacenamiento/ Aplicaciones	-	848110	Valves; pressure reducing, for pipes, boiler shells, tanks, vats or the like	28121420 + 28141120 + 28141140
VÁLVULAS DE CONTROL (CHECK VALVES)	Distribución - Conexión Electrolizadores/Red de Tuberías/Tanques Almacenamiento/ Aplicaciones	-	848130	Valves; check valves, for pipes, boiler shells, tanks, vats or the like	28141160
VÁLVULAS DE SEGURIDAD (SAFETY OR RELIEF VALVES)	Distribución - Red de Tuberías	-	848140	Valves; safety or relief valves, for pipes, boiler shells, tanks, vats or the like	28141180

TABLA 5. Clasificación de productos críticos según el Sistema Armonizados HS-6 y ProdCom

PRODUCTOS CRÍTICOS	ESLABÓN CADENA VALOR	OTROS ESLABONES IMPLICADOS	CÓDIGO HS 6	DESCRIPCIÓN CÓDIGO HS-6	PRCCODE ASOCIADO
TANQUES DE ALTA PRESIÓN (TIPOS I, II, III, IV, V)	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	730900	Reservoirs, tanks, vats and similar containers; for any material (excluding compressed or liquefied gas), of iron or steel, capacity exceeding 300l, whether or not lined or heat insulated	25291110 + 25291120
TANQUES CRIOGÉNICOS	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	731100	Containers for compressed or liquefied gas, of iron or steel	25291200
SISTEMAS DE CONTROL DEL BOIL-OFF	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	841989	Machinery; parts of machines for treating materials by a process involving a change of temperature such as heating	28296090
EQUIPOS DE COMPRESIÓN DE HIDRÓGENO	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	841480	Pumps and compressors; for air, vacuum or gas, n.e.s. in heading no. 8414	28132755
SISTEMAS CRIOGÉNICOS PARA LICUEFACCIÓN	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	841960	Machinery; for liquefying air or gas, not used for domestic purposes	28251150
SISTEMAS DE MONITOREO AVANZADO	Almacenamiento de hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde	903289	Regulating or controlling instruments and apparatus; automatic, other than hydraulic or pneumatic	26517090
TUBERÍAS DE HIDRÓGENO	Transporte de hidrógeno verde	-	730410	Iron or steel (other than cast iron); seamless, line pipe of a kind used for oil or gas pipelines	24201150

TABLA 5. Clasificación de productos críticos según el Sistema Armonizados HS-6 y ProdCom

PRODUCTOS CRÍTICOS	ESLABÓN CADENA VALOR	OTROS ESLABONES IMPLICADOS	CÓDIGO HS 6	DESCRIPCIÓN CÓDIGO HS-6	PRCCODE ASOCIADO
ESTACIONES DE COMPRESIÓN Y TRANSFERENCIA	Transporte de hidrógeno verde	-	841989	Machinery; parts of machines for treating materials by a process involving a change of temperature	28296030
ACTUADORES Y VÁLVULAS	Transporte de hidrógeno verde	-	848120	Taps, cocks, valves and similar appliances for pipes, boiler shells, tanks, vats or the like; valves for oleohydraulic or pneumatic transmissions	28121450 + 28121480
SENSORES DE PRESIÓN Y FLUJO	Transporte de hidrógeno verde	-	902620	Instruments and apparatus; for measuring or checking pressure	26515271
SISTEMAS DE REGISTRO DE DATOS	Transporte de hidrógeno verde	-	852380	Discs, tapes, solid-state non-volatile storage devices, smart cards and other media for the recording of sound or of other phenomena, whether or not recorded, including matrices and masters for the production of discs, excluding products of Chapter 37	26801300
EQUIPOS DE CARGA Y DESCARGA DE MATERIALES ADSORBENTES	Almacenamiento de hidrógeno verde	-	842810	Lifts and skip hoists; for lifting, handling, loading or unloading	28221630

2. Aplicación de la Metodología para la identificación de recursos estratégicos

Según el análisis realizado de la cadena de valor, las materias primas y componentes identificados durante el proceso participativo derivado de los grupos de trabajo con expertos y las materias primas definidas como materiales de importancia estratégica por la Comisión Europea, se proceden a exponer los resultados obtenidos bajo la aplicación de la metodología para la identificación de recursos estratégicos. De esta forma, en base a las consideraciones extraídas del diagnóstico mencionado, a continuación, se expondrán únicamente aquellas materias primas y productos objeto de aplicación de la metodología, según su importancia estratégica y su potencial criticidad en el ámbito de España y sus flujos comerciales internacionales.

En este sentido, para cada una de las materias primas y componentes críticos consideradas durante la aplicación de la metodología para la identificación de recursos estratégicos se expone el grado de dependencia exterior, el grado de concentración a través del índice HHI²⁸, el riesgo de origen según sus clasificaciones (alto-medio-bajo) y, finalmente, el riesgo de suministro resultante de la aplicación de estos tres factores. Además, de forma previa a la exposición de resultados, es de especial relevancia mencionar que el análisis se ha llevado a cabo para los años 2023, 2022 y 2021, aplicando sus ponderaciones correspondientes de 0,5, 0,3 y 0,2, respectivamente.

2.1. Materias primas críticas

TABLA 6. Riesgo de suministro de materias primas críticas

MATERIA PRIMA CRÍTICA	DEPENDENCIA EXTERIOR	CONCENTRACIÓN HHI	RIESGO DE ORIGEN ALTO	RIESGO DE ORIGEN MEDIO	RIESGO DE ORIGEN BAJO	RIESGO DE SUMINISTRO
760110-ALUMINIUM; UNWROUGHT, (NOT ALLOYED)	92,7777%	2.286,1391	89,89%	2,14%	7,97%	Medio
711011-METALS; PLATINUM, UNWROUGHT OR IN POWDER FORM	N/A	8.116,0496	4,95%	89,33%	5,72%	Alto
711041-METALS; IRIIDIUM, OSMIUM, RUTHENIUM, UNWROUGHT OR IN POWDER FORM	100,0000%	7.256,7964	16,09%	75,08%	8,83%	Alto
261400-TITANIUM ORES AND CONCENTRATES	100,0000%	8.059,1479	93,10%	0,02%	6,87%	Alto

28. Índice de Herfindahl-Hirschman.

TABLA 6. Riesgo de suministro de materias primas críticas

MATERIA PRIMA CRÍTICA	DEPEN- DENCIA EXTERIOR	CONCEN- TRACIÓN HHI	RIESGO DE ORIGEN ALTO	RIESGO DE ORIGEN MEDIO	RIESGO DE ORIGEN BAJO	RIESGO DE SUMINISTRO
250810-CLAYS; BENTONITE, WHETHER OR NOT CALCINED	23,5642%	2.371,5089	3,93%	36,83%	59,24%	Bajo
280450-BORON; TELLURIUM	80,0000%	6.174,3001	12,37%	1,36%	86,27%	Alto
280461-SILICON CONTAINING BY WEIGHT >=99,99%	100,0000%	5.642,1331	0,51%	0,18%	99,31%	Alto
250100-SALT (INCLUDING TABLE SALT AND DENATURED SALT); PURE SODIUM CHLORIDE WHETHER OR NOT IN AQUEOUS SOLUTION; SEA WATER	N/A	1.277,6985	6,92%	14,75%	78,33%	Bajo
284610-CERIUM COMPOUNDS	100,0000%	4.634,5342	28,80%	1,76%	69,44%	Medio
260600-ALUMINIUM ORES AND CONCENTRATES	100,0000%	8.510,3646	98,27%	0,95%	0,78%	Alto
280300-CARBON; CARBON BLACKS AND OTHER FORMS OF CARBON N.E.S.	67,9752%	1.394,6460	40,20%	2,69%	57,11%	Bajo
252321-CEMENT; WHITE, WHETHER OR NOT ARTIFICIALLY COLOURED, WITH A BASIS OF CALCIUM SULPHATES	N/A	4.144,8032	21,35%	28,19%	50,46%	Medio
260300-COPPER ORES AND CONCENTRATES	65,9398%	1.509,5602	67,77%	31,01%	1,22%	Medio
381600-REFRACTORY CEMENTS, MORTARS, CONCRETES AND SIMILAR COMPOSITIONS, NOT ELSEWHERE SPECIFIED OR INCLUDED	N/A	1.434,4233	3,66%	26,14%	70,20%	Bajo
281122-SILICON DIOXIDE	17,8987%	1.730,4569	10,63%	8,24%	81,14%	Bajo
811291-GALLIUM, HAFNIUM, INDIUM, NIOBIUM (COLUMBIUM), RHENIUM AND THALLIUM; ARTICLES THEREOF, UNWROUGHT, WASTE AND SCRAP, POWDERS	100,0000%	4.444,3091	47,01%	0,69%	52,30%	Medio

TABLA 6. Riesgo de suministro de materias primas críticas

MATERIA PRIMA CRÍTICA	DEPEN- DENCIA EXTERIOR	CONCEN- TRACIÓN HHI	RIESGO DE ORIGEN ALTO	RIESGO DE ORIGEN MEDIO	RIESGO DE ORIGEN BAJO	RIESGO DE SUMINISTRO
250490-GRAPHITE; NATURAL, IN OTHER FORMS, EXCLUDING POWDER OR FLAKES	N/A	6.766,9477	54,46%	8,86%	36,68%	Alto
250410-GRAPHITE; NATURAL, IN POWDER OR IN FLAKES	100,0000%	6.766,9477	54,46%	8,86%	36,68%	Alto
720130-IRON; ALLOY PIG IRON, IN PIGS, BLOCKS OR OTHER PRIMARY FORMS	80,0000%	4.841,5433	0,11%	0,01%	99,87%	Medio
750512-NICKEL; WASTE AND SCRAP, OF NICKEL ALLOYS	100,0000%	2.144,0292	6,63%	74,42%	18,95%	Bajo
380290-CHEMICAL PRODUCTS; ACTIVATED NATURAL MINERAL PRODUCTS, ANIMAL BLACK, INCLUDING SPENT ANIMAL BLACK	N/A	2.624,5104	7,14%	19,79%	73,07%	Medio
390690-ACRYLIC POLYMERS; (OTHER THAN POLYMETHYL METHACRYLATE), IN PRIMARY FORMS	20,2497%	1.624,3030	2,81%	15,67%	81,52%	Bajo
392190-PLASTICS; PLATES, SHEETS, FILM, FOIL AND STRIP, OTHER THAN CELLULAR	N/A	1.097,4388	9,48%	14,85%	75,67%	Bajo
750210-NICKEL; UNWROUGHT, NOT ALLOYED	100,0000%	2.102,6567	13,03%	37,83%	49,14%	Bajo
390810-POLYAMIDES; POLYAMIDE 6, -11, -12, -6,6, -6,9, -6,10 OR -6,12, IN PRIMARY FORMS	N/A	1.444,1769	1,92%	12,91%	85,17%	Bajo
390120-ETHYLENE POLYMERS; IN PRIMARY FORMS, POLYETHYLENE HAVING A SPECIFIC GRAVITY OF 0.94 OR MORE	54,2461%	770,6925	30,63%	15,24%	54,13%	Bajo
391000-SILICONES; IN PRIMARY FORMS	81,7160%	1.987,4354	10,35%	13,68%	75,97%	Bajo

TABLA 6. Riesgo de suministro de materias primas críticas

MATERIA PRIMA CRÍTICA	DEPEN- DENCIA EXTERIOR	CONCEN- TRACIÓN HHI	RIESGO DE ORIGEN ALTO	RIESGO DE ORIGEN MEDIO	RIESGO DE ORIGEN BAJO	RIESGO DE SUMINISTRO
390461- HALOGENATED OLEFIN POLYMERS; FLUORO-POLYMERS, POLYTETRAFLUOROETHYLENE, IN PRIMARY FORMS	100,0000%	1.889,5775	5,57%	24,48%	69,95%	Bajo
390799-POLYESTERS; N.E.S. IN HEADING NO. 3907, SATURATED, IN PRIMARY FORMS	N/A	1.499,5946	14,12%	15,33%	70,55%	Bajo
390791-POLYESTERS; N.E.S. IN HEADING NO. 3907, UNSATURATED, IN PRIMARY FORMS	60,2860%	2.512,6072	16,73%	44,45%	38,81%	Medio
260800-ZINC ORES AND CONCENTRATES	100,0000%	1.572,4349	41,61%	36,37%	22,02%	Medio
260400-NICKEL ORES AND CONCENTRATES	N/A	6.149,2607	0,53%	14,59%	64,88%	Medio
281111-HYDROGEN FLUORIDE (HYDROFLUORIC ACID)	100,0000%	2.602,9447	0,30%	0,02%	49,67%	Bajo

Siguiendo el análisis realizado, se identifican el aluminio, el platino, el iridio, el titanio, el boro, el silicio, el grafito, y el níquel como las materias primas de mayor criticidad en el panorama actual, mostrando el escenario de mayor criticidad en aquellas materias primas involucradas especialmente en la fabricación de los electrolizadores y, en segundo lugar, en los componentes estructurales y funcionales de los sistemas de producción de hidrógeno.

Ante la imposibilidad de asegurar el suministro exterior o de fomentar la extracción directa de dichas materias primas, para el aumento de la capacidad industrial en la fabricación de equipamientos de producción de hidrógeno se requerirán acciones que permitan impulsar el reciclaje y recuperación de metales, asegurando el acompañamiento de la disponibilidad de materias primas con el incremento de la actividad generadora de hidrógeno.

2.2. Productos y componentes críticos

TABLA 7. Riesgo de suministro de productos críticos

PRODUCTO CRÍTICO	DEPEN- DENCIA EXTERIOR	CONCEN- TRACIÓN HHI	RIESGO DE ORIGEN ALTO	RIESGO DE ORIGEN MEDIO	RIESGO DE ORIGEN BAJO	RIESGO DE SUMINISTRO
711510-METAL; CATALYSTS IN THE FORM OF WIRE CLOTH OR GRILL, OF PLATINUM	80,0000 %	8.504,3528	0,02 %	92,31%	7,67 %	Alto
730900- RESERVOIRS, TANKS, VATS AND SIMILAR CONTAINERS; FOR ANY MATERIAL (EXCLUDING COMPRESSED OR LIQUEFIED GAS), OF IRON OR STEEL, CAPACITY EXCEEDING 300L, WHETHER OR NOT LINED OR HEAT INSULATED	N/A	1.147,6594	14,44 %	5,19%	80,37 %	Bajo
848110-VALVES; PRESSURE REDUCING, FOR PIPES, BOILER SHELLS, TANKS, VATS OR THE LIKE	42,0025 %	1.464,1267	12,97 %	28,51%	58,52 %	Bajo

De esta forma, y en línea con las conclusiones extraídas de los grupos de trabajo con expertos, los catalizadores muestran el componente de mayor criticidad entre los involucrados en la cadena de valor, dejando en segundo plano a los tanques de almacenamiento y a las válvulas. De esta forma, los catalizadores muestran un mayor grado de dependencia, de concentración en países determinados y de una procedencia de mayor riesgo de suministro, mostrando un escenario de criticidad respecto a los tanques y válvulas de presión que muestran un panorama más deslocalizado y con un menor grado de riesgo. Así, serán necesarias acciones que permitan afianzar y garantizar el suministro de catalizadores para garantizar la capacidad de producción de electrolizadores, especialmente ante los escenarios de criticidad previamente identificados con las materias primas involucradas en su fabricación. Además, en línea con los grupos de trabajo realizados, es importante recalcar que, a pesar de mostrar una mayor variabilidad de opciones en el mercado y de registrar una criticidad y una dependencia exterior más reducida, válvulas y tanques de almacenamiento guardarán un alto grado de dependencia con la tipología de los proyectos generadores de hidrógeno y las aplicaciones específicas para su consumo. De esta forma, dichas válvulas y tanques requerirán de particularidades y unas características específicas para garantizar el suministro y el rendimiento de los proyectos, por lo que deberán ser tenidas en especial consideración para evitar riesgos de suministros específicos, dilataciones en los tiempos de entrega de dichos productos o incidencias durante el desarrollo de las plantas productoras de hidrógeno.

3. Aplicación de la Metodología de análisis prospectivo de criticidades

Tras la aplicación de la metodología para la identificación de recursos estratégicos para evaluar el riesgo de suministro actual de las materias primas involucradas en la cadena de valor del hidrógeno verde, el presente análisis tendrá como objetivo analizar potenciales escenarios futuros de riesgo relativos a dicha cadena de valor y a las materias primas previamente identificadas como críticas o susceptibles de presentar una criticidad, permitiendo obtener un **análisis prospectivo del riesgo de suministro** respecto al nivel obtenido en las condiciones actuales.

Para ello, se llevará a cabo un análisis fundamentado en las **proyecciones de demanda** de las materias primas implicadas en la cadena de valor, en base al estudio *Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU – A foresight study*²⁹ elaborado por la Comisión Europea, incluyendo y valorando la evolución futura de las materias primas consideradas, las estimaciones de la futura mezcla de configuraciones y diseños en las tecnologías implicadas y la cantidad de material necesaria por unidad de tecnología desplegada, entre otros factores para la proyección de la demanda futura.

De esta forma, dicho análisis prospectivo se basará en dos horizontes temporales, considerando las proyecciones respecto al **año 2030** y las proyecciones respecto al **año 2050**, contemplando la evolución estimada y su variabilidad en el tiempo. Además, en función del consumo esperado de las materias críticas relacionadas y de las proyecciones consideradas por la Comisión Europea, se desarrollarán dos escenarios principales: un **escenario de baja demanda (LDS)** y un **escenario de alta demanda (HDS)**.

La exposición en detalle de la metodología diseñada para la realización de dicho análisis prospectivo se describe posteriormente en el presente documento en el Anexo II.

En base a dicha metodología, a continuación, se procede a exponer los resultados desagregados de **riesgo prospectivo** para cada una de las materias primas previamente identificadas durante el análisis de la cadena de valor.

29. [Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU – A foresight study](#), European Commission, 2023.

TABLA 8. Riesgo prospectivo de las materias primas identificadas

MATERIAS PRIMAS	CONCENTRACIÓN DEMANDA FUTURA			RIESGO DE ORIGEN A RAÍZ DE COEFICIENTES DE FRAGMENTACIÓN GEOPOLÍTICA	RIESGO PROSPECTIVO				
	LDS 2030	LDS 2050	HDS 2030		HDS 2050	LDS 2030	LDS 2050	HDS 2030	HDS 2050
711041-METALS; IRIIDIUM, OSMIUM, RUTHENIUM, UNWROUGHT OR IN POWDER FORM	1.600,0000	493,8272	311,4187	700,6920	83,91%	Alto	Medio	Medio	Medio
760110-ALUMINIUM; UNWROUGHT, (NOT ALLOYED)	248,2123	63,6005	301,0095	80,6609	83,47%	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
260600-ALUMINIUM ORES AND CONCENTRATES	248,2123	63,6005	301,0095	80,6609	93,37%	Medio	Medio	Medio	Medio
260300-COPPER ORES AND CONCENTRATES	592,8165	135,0317	759,9848	220,6618	51,10%	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
811291-GALLIUM, HAFNIUM, INDIUM, NIOBIUM (COLUMBIUM), RHENIUM AND THALLIUM; ARTICLES THEREOF, UNWROUGHT, WASTE AND SCRAP, POWDERS	69,4444	32,0097	149,9375	63,6080	11,86%	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo

TABLA 8. Riesgo prospectivo de las materias primas identificadas

MATERIAS PRIMAS	CONCENTRACIÓN DEMANDA FUTURA				RIESGO DE ORIGEN A RAÍZ DE COEFICIENTES DE FRAGMENTACIÓN GEOPOLÍTICA	RIESGO PROSPECTIVO			
	LDS 2030	LDS 2050	HDS 2030	HDS 2050		LDS 2030	LDS 2050	HDS 2030	HDS 2050
250490-GRAPHITE; NATURAL, IN OTHER FORMS, EXCLUDING POWDER OR FLAKES	763,5653	77,2683	731,7345	87,7542	72,71%	Medio	Medio	Medio	Medio
250410-GRAPHITE; NATURAL, IN POWDER OR IN FLAKES	763,5653	77,2683	731,7345	87,7542	72,71%	Medio	Medio	Medio	Medio
720130-IRON; ALLOY PIG IRON, IN PIGS, BLOCKS OR OTHER PRIMARY FORMS	551,5023	63,3691	533,3156	70,5467	10,08%	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
750210-NICKEL; UNWROUGHT, NOT ALLOYED	781,5555	72,9175	682,3213	87,4005	27,89%	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
711011-METALS; PLATINUM, UNWROUGHT OR IN POWDER FORM	1,111,1111	204,0816	277,7778	342,9355	51,48%	Medio	Medio	Medio	Medio
280461-SILICON CONTAINING BY WEIGHT >=99,99%	63,6664	32,6568	138,1483	64,2544	4,42%	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo

Entre las materias primas identificadas como críticas se encuentran el aluminio, platino, iridio, titanio, boro, silicio, grafito y níquel. Actualmente, estas materias muestran una alta dependencia exterior y riesgo de suministro significativo, especialmente para los componentes esenciales como electrolizadores y paneles fotovoltaicos.

En términos de prospectiva, el análisis proyecta que varias de estas materias primas, como el platino y el iridio, mantendrán un riesgo prospectivo medio, lo que implica que su suministro seguirá siendo una preocupación moderada en el futuro. La alta concentración de producción y la dependencia de un número limitado de países exportadores hacen que estas materias primas sean vulnerables a las fluctuaciones geopolíticas y a las interrupciones en la cadena de suministro. Por otro lado, materias primas como el silicio y el níquel mostrarán un riesgo prospectivo bajo, indicando una mayor estabilidad en su disponibilidad futura. Esta estabilidad se debe a una mayor diversificación de las fuentes de suministro y a un menor riesgo geopolítico asociado con estos materiales.

Esta proyección subraya la necesidad de implementar estrategias de mitigación como el reciclaje y la diversificación de fuentes para reducir la dependencia de importaciones y fortalecer la seguridad del suministro. El reciclaje es especialmente crucial para materiales como el platino y el iridio, que son difíciles de obtener y procesar a nivel mundial. Incrementar la capacidad de reciclaje no solo ayudará a mitigar los riesgos asociados con el suministro, sino que también contribuirá a la sostenibilidad ambiental y a la economía circular. Además, diversificar las fuentes de importación puede disminuir la vulnerabilidad frente a las interrupciones en regiones específicas y equilibrar los riesgos geopolíticos.

A pesar de las proyecciones de reducción de riesgos, algunas materias primas como el grafito y el titanio seguirán presentando un riesgo medio en el futuro. Esto sugiere que, además de las estrategias de reciclaje y diversificación, es crucial fortalecer las capacidades internas de procesamiento y producción de estas materias. Invertir en tecnologías avanzadas para la extracción y el procesamiento dentro de la UE puede reducir la dependencia de terceros países y mejorar la autosuficiencia. La diversificación de fuentes será crucial para reducir la dependencia de terceros países, alineándose con los objetivos de la UE para 2030, que incluyen aumentar la extracción y el procesamiento dentro de la UE, así como mejorar las tasas de reciclaje. La UE se ha fijado metas ambiciosas para asegurar que al menos el 10 % del consumo anual de materias primas se extraiga dentro de sus fronteras, que el 40 % se procese internamente y que el 25 % provenga del reciclaje, limitando la dependencia de cualquier tercer país a un máximo del 65 %. Estas medidas contribuirán significativamente a garantizar un suministro seguro y sostenible de materias primas críticas para la cadena de valor del hidrógeno verde en España.

4. Resumen de las criticidades y vulnerabilidades identificadas tanto en la actualidad como a nivel prospectivo

A modo de resumen sobre las conclusiones parciales que emanan del estudio realizado tanto mediante la Metodología para la identificación de recursos estratégicos como por medio de la Metodología de análisis prospectivo, se puede concluir:

- Respecto a las materias primas críticas:

- Las que presentan mayor criticidad son: aluminio, platino, iridio, titanio, boro, silicio, grafito y níquel.
- Estas materias son fundamentales para la fabricación de electrolizadores y, en menor medida, de componentes estructurales y funcionales en la producción de hidrógeno.
- Existe una alta dependencia exterior y un significativo riesgo de suministro, especialmente para los electrolizadores y paneles fotovoltaicos.
- A nivel de componentes:
 - Los catalizadores son el componente más crítico dentro de la cadena de valor, debido a su alta concentración en ciertos países y el elevado riesgo geopolítico asociado.
 - En comparación, los tanques de almacenamiento y válvulas presentan un riesgo más bajo, dado que sus mercados son más deslocalizados y menos dependientes de países concretos.
- Proyección de riesgo futuro de materias primas:
 - Platino e iridio mantendrán un riesgo medio a futuro debido a su concentración de producción y dependencia de pocos países.
 - Silicio y níquel presentan un riesgo prospectivo bajo, con una mayor diversificación de fuentes y menor riesgo geopolítico.
 - Grafito y titanio seguirán presentando un riesgo medio, lo que sugiere la necesidad de reforzar capacidades internas de procesado.
- Como posibles medidas de mitigación ante estos riesgos y, que deben sustentar la propuesta de medidas incluida en el siguiente apartado, además de incluir mayor especificación y detalle:
 - Es crucial impulsar el reciclaje y la recuperación de metales, especialmente para materiales como el platino y el iridio, difíciles de obtener y procesar.
 - La diversificación de fuentes de importación es esencial para mitigar riesgos geopolíticos y garantizar la seguridad del suministro.
 - Es necesario fortalecer la capacidad interna de procesado y la extracción dentro de la UE para reducir la dependencia de terceros países, principalmente respecto a la fabricación de electrolizadores.

X.

MEDIDAS
Y PROPUESTAS PARA
LA RESILIENCIA
DE LA CADENA
DE SUMINISTRO



A raíz del análisis de cada uno de los eslabones de la cadena de valor del hidrógeno verde, de sus condicionantes, vulnerabilidades, dependencias y criticidades, de las materias primas y tecnologías críticas involucradas y, finalmente, del riesgo de suministro actual y prospectivo presentado a lo largo de todo el documento, el presente apartado dispone como objetivo fundamental la **definición y descripción de medidas y acciones específicas que permitirán impulsar el sector estratégico de la producción hidrógeno verde, fomentar la resiliencia de su cadena de suministro y, por tanto, fortalecer la autonomía estratégica de España.**

Conviene resaltar que, en específico, la relación de medidas propuestas tiene como objetivo cubrir aquellos aspectos identificados durante los grupos de trabajo y procesos participativos realizados durante el análisis. De esta forma, las medidas permitirán cubrir aquellos factores determinados como cruciales o de elevada criticidad para el desarrollo de las capacidades industriales españolas, del tejido empresarial español y del sector estratégico en su conjunto.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla para, posteriormente, proceder al detalle de cada una de las medidas propuestas:

TABLA 9. Medidas y acciones de impulso al sector del hidrógeno

MEDIDAS DE APOYO	ACTUACIONES INVOLUCRADAS
1. DIVERSIFICACIÓN DEL SUMINISTRO Y FORTALECIMIENTO DE LAS RELACIONES COMERCIALES INTERNACIONALES	<p>1.1. Establecimiento y refuerzo de relaciones comerciales con países complementarios relevantes en la exportación de platino, iridio, titanio, boro, aluminio y grafito.</p> <p>1.1.1. Diversificación del suministro italiano a través de relaciones comerciales con Bélgica, Alemania y Suiza para la importación de platino.</p> <p>1.1.2. Mitigación de la concentración de suministro en Reino Unido, fomentando la importación de iridio desde Alemania, Bélgica, Italia e Irlanda.</p> <p>1.1.3. Mitigación de la concentración de suministro estadounidense para la importación de grafito desde Alemania, Francia y Suecia.</p> <p>1.1.4. Reducción de la importación desde Mozambique de titanio, estableciendo relaciones comerciales con Países Bajos y Bélgica.</p> <p>1.1.5. Reducción de la importación china de boro, estableciendo relaciones comerciales con Alemania y Suecia.</p> <p>1.1.6. Reducción de la importación de aluminio a Guyana, fomentando la diversificación a través de relaciones comerciales con Países Bajos, Alemania y Grecia.</p> <p>1.2. Impulso al tejido empresarial para la transición hacia nuevas relaciones comerciales resilientes.</p> <p>1.2.1. Establecimiento de acuerdos de colaboración con ICEX para el desarrollo de misiones directas e inversas.</p> <p>1.2.2. Creación de un consorcio público-privado que involucren tanto a compañías españolas como a empresas de otros países para la explotación, refinado y distribución de platino.</p>
2. EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE MINERALES CRÍTICOS CLAVE PARA LA TRANSICIÓN DE LA UNIÓN EUROPEA	<p>2.1. Activación de yacimientos y depósitos en Asturias, Galicia y Andalucía para la extracción de materias primas estratégicas.</p> <p>2.1.1. Realización de estudios geológicos en detalle concentrados en Asturias, Galicia y Andalucía para la extracción de materias primas estratégicas.</p> <p>2.1.2. Establecimiento de vías de aceleración administrativa para los proyectos de minería derivados de los estudios geológicos.</p> <p>2.1.3. Desarrollo de un plan de comunicación orientado al impulso de la minería.</p> <p>2.1.4. Definición de mecanismos de garantía de seguridad de los proyectos de inversión de alto riesgo tecnológico.</p>
3. OPTIMIZACIÓN EN LA GESTIÓN Y UTILIZACIÓN DE RECURSOS ESTRATÉGICOS	<p>3.1. Desarrollo de planta industrial de reciclaje de níquel, platino, materiales del grupo platino (PGM) y titanio.</p> <p>3.2. Desarrollo de planta industrial de reciclaje de paneles fotovoltaicos para la recuperación de silicio, níquel, zinc, cobre y aluminio.</p> <p>3.3. Incentivos para el desarrollo de proyectos innovadores para la optimización de recursos en la fabricación de electrolizadores.</p>
4. DOTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE COMPETITIVA	<p>4.1. Estudio de puntos de interconexión a red de los proyectos productores de hidrógeno.</p> <p>4.2. Incentivos al coste de la energía eléctrica renovable.</p>

1. Medida 1: Diversificación del suministro y fortalecimiento de las relaciones comerciales internacionales

Tal y como se expone en el análisis de la cadena de valor del hidrógeno verde, en la actualidad, España cuenta con un alto grado de concentración en el suministro de determinadas materias primas definidas como estratégicas para la Comisión Europea. En este sentido, se identifican determinadas materias primas con un alto nivel de criticidad en el panorama nacional actual, a raíz de la procedencia y de la concentración del suministro como es el caso de:

TABLA 10. Concentración de materias primas por países

MATERIA PRIMA	PRINCIPAL RELACIÓN COMERCIAL	CONCENTRACIÓN
PLATINO	Italia	52,74%
IRIDIO	Reino Unido	99,81%
TITANIO	Mozambique	84,12%
BORO	China	90,16%
SILICIO ³⁰		
ALUMINIO	Guyana	49,27%
GRAFITO	Estados Unidos	69,14%

Nota metodológica: La concentración se calcula como la proporción que supone, en términos de importación, la principal relación comercial señalada respecto al volumen importador global de España en dicha materia prima.

En este sentido, se observa como la importación de dichas materias se acumula prácticamente en su mayoría en un único tercer país, **especialmente en el caso del iridio, el boro y el titanio**. Además, en el caso de todas estas materias primas excepto el platino la importación mayoritaria **procede de un tercer país ajeno a la Unión Europea**, incrementando el riesgo de ruptura de las cadenas de suministro ante condiciones de fragmentación geopolítica o ante relaciones comerciales más restrictivas. Por otro lado, materias primas tan relevantes como el **iridio** en la cadena de valor (al ser catalizadores de los electrolizadores PEM), depende en su totalidad de un país como Reino Unido cuyas políticas comerciales y políticas exteriores han supuesto diferentes riesgos e impactos en las cadenas de suministro españolas y europeas en los últimos años. Finalmente, en

30. Los datos de concentración asociados al silicio se determinan como no concluyentes para el presente análisis a raíz de la existencia de diferencias cuantitativas entre los datos de importación y exportación, a causa de un fenómeno conocido como «asimetrías bilaterales». Este fenómeno se debe a que las exportaciones e importaciones se reportan y registran en las bases de datos a través de diferentes tipologías de *Incoterms* (términos utilizados en los contratos internacionales que detallan las obligaciones de cada una de las partes, «exportador-vendedor» e «importador-comprador», a la hora de entregar las mercancías).

este sentido, es importante señalar que en todas estas materias primas tanto el nivel de reservas como el nivel de producción primaria en la Unión Europea se encuentra por debajo del 1% respecto al global existente en el mundo.

Además del alto grado de concentración de su suministro mayoritario en una única relación comercial, el volumen de importación de España apenas tiene representación en el volumen exportador de los países en cuestión:

TABLA 11. Volumen de importación de materias primas a España

MATERIA PRIMA	PRINCIPAL RELACIÓN COMERCIAL	CUOTA
PLATINO	Italia	1,55%
IRIDIO	Reino Unido	0,29%
TITANIO	Mozambique	5,28%
BORO	China	0,20%
SILICIO		
ALUMINIO	Guyana	1,21%
GRAFITO	Estados Unidos	0,71%

Fuente: World Integrated Trade Solution, 2023.

En esta línea, además del bajo grado de diversificación, España muestra determinadas relaciones comerciales en las que el país exportador dispone de un amplio número de países y regiones en los que sustenta su balanza comercial, **manteniéndose España en un segundo plano como socio comercial y exponiéndose a un mayor riesgo de rupturas de cadenas de suministro o de definición de políticas comerciales restrictivas**, respecto a otros países que suponen un mayor volumen de ingresos a raíz de sus importaciones (siendo por tanto España un socio con poco poder de negociación).

A raíz de los motivos expuestos, España requiere de la definición e implementación de medidas para la diversificación del suministro, en vías de cumplir los objetivos establecidos para 2030 por la Unión Europea en relación con las fuentes externas, consistentes en que **no más del 65% del consumo anual de la Unión de cada materia prima estratégica proceda de un único tercer país**. Además, España no solo requiere de la diversificación de sus relaciones comerciales, sino de un fortalecimiento de las relaciones comerciales actuales que permitan posicionar a España en el mercado comercial y como potencial socio comercial en el corto, medio y largo plazo para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde. Este aspecto será crucial para afianzar y asegurar la disponibilidad de suministro de determinadas materias primas críticas, ante la inexistencia de reservas y la limitación de la producción primaria actual en el territorio nacional.

A partir de las premisas anteriormente expuestas, España deberá llevar a cabo diferentes actuaciones orientadas a la diversificación y fortalecimiento de las relaciones comerciales, tanto para asegurar su autonomía estratégica como para garantizar el cumplimiento de las políticas europeas en relación con las materias primas denominadas como críticas, por lo que se proponen las siguientes actuaciones específicas:

1.1. Medida 1.1: Establecimiento y refuerzo de relaciones comerciales con países complementarios relevantes en la exportación de platino, iridio, titanio, boro, aluminio y grafito

Con el objetivo de aportar una visión de posibles relaciones comerciales alternativas o complementarias a las actuales, a continuación, se procede a exponer los 10 principales países y regiones exportadoras en el mundo en 2023 de las materias primas críticas previamente señaladas (ordenadas de arriba hacia abajo por volumen exportador). En las tablas expuestas se pueden observar resaltados los países en los que concentra España su importación actualmente (en azul) y los países propuestos para el establecimiento de dichas relaciones comerciales para cada una de las materias primas (en verde):

TABLA 12. Principales países y regiones exportadoras de materias primas críticas en 2023

#	PLATINO	IRIDIO	TITANIO	BORO	SILICIO	ALUMINIO	GRAFITO
1	Hong Kong	Sudáfrica	Sudáfrica	China		Australia	China
2	Sudáfrica	Hong Kong	Mozambique	Canadá		Brasil	Alemania
3	Reino Unido	Alemania	Madagascar	EEUU		Turquía	Tanzania
4	Italia	Bélgica	Kenia	Hong Kong		Guyana	EEUU
5	EEUU	Reino Unido	India	Filipinas		Jamaica	España
6	Bélgica	EEUU	Ucrania	Singapur		Ghana	Brasil
7	Alemania	Japón	Países Bajos	Alemania		Países Bajos	Mozambique
8	Suiza	Italia	Malasia	Japón		Malasia	Reino Unido
9	Japón	Singapur	Australia	Suecia		Alemania	Francia
10	Singapur	Irlanda	Bélgica	Turquía		Grecia	Suecia

Fuente: World Integrated Trade Solution, 2023.

Es importante señalar que, todos los países reflejados en dicha tabla disponen de un volumen exportador mayor a la importación española de dichas materias primas, pudiendo abastecer autónomamente todas las necesidades de suministro de España, según los últimos datos disponibles en el año 2023.

De esta forma, se proponen las siguientes actuaciones:

- **Establecimiento de relaciones comerciales europeas complementarias para diversificar la importación.** Dichas relaciones comerciales se centrarán en los Estados Miembros de la UE, estableciendo flujos de importación de «País Inmediato»³¹ y aprovechando sus acuerdos comerciales y posicionamiento estratégico con los «Países Últimos»³². De esta forma, la actuación tendrá como objetivo fomentar la colaboración y el flujo comercial de los recursos en el interior del territorio europeo. Además, el volumen exportador de estos países otorgaría a España un margen suficiente para escalar su importación, fomentando la disponibilidad de suministro para satisfacer la demanda proyectada para 2030 y 2050.

En este sentido, bajo el establecimiento de relaciones comerciales adaptadas a la situación actual, se seguirán las siguientes directrices según la concentración del suministro y el riesgo de origen derivado del «País Inmediato» exportador:

- En el caso de que el país inmediato pertenezca a la Unión Europea, únicamente se aconseja una **diversificación del suministro**, manteniendo la relación actual, pero orientando la estrategia comercial a la mitigación de la concentración de suministro.
- En el caso de que el suministro proceda de países ajenos a la UE, se aconseja una **mitigación de la concentración** de suministro, fomentando la diversificación a través de Estados Miembros.
- En caso de que el suministro proceda de países ajenos a la OCDE, se aconseja directamente una **reducción del volumen importador** actual, fomentando que casi la totalidad de la importación se encuentre en países de las categorías anteriores.

A continuación, se procede a definir los países identificados como objetivo de las relaciones comerciales para cada una de las materias primas críticas expuestas, estableciéndose como propuestas las siguientes cuestiones:

- **Medida 1.1.1 en relación con el Platino:** Diversificación del suministro italiano a través de relaciones comerciales con Bélgica, Alemania y Suiza para la importación de platino.
- **Medida 1.1.2 en relación con el Iridio:** Mitigación de la concentración de suministro en Reino Unido, fomentando la importación de iridio desde Alemania, Bélgica, Italia e Irlanda.
- **Medida 1.1.3 en relación con el Grafito:** Mitigación de la concentración de suministro estadounidense para la importación de grafito desde Alemania, Francia y Suecia.
- **Medida 1.1.4 en relación con el Titanio:** Reducción de la importación desde Mozambique de titanio, estableciendo relaciones comerciales con Países Bajos y Bélgica.

31. Término comúnmente empleado en la nomenclatura de la Inversión Extranjera Directa que, en términos de importación, hace referencia al país de donde proviene el suministro que entra en España.

32. De forma complementaria al término de «País Inmediato», en términos de importación, hace referencia al país de donde proceden originalmente los suministros y las materias primas importadas.

- **Medida 1.1.5 en relación con el Boro:** Reducción de la importación china de boro, estableciendo relaciones comerciales con Alemania y Suecia.
- **Medida 1.1.6 en relación con el Aluminio:** Reducción de la importación de aluminio a Guyana, fomentando la diversificación a través de relaciones comerciales con Países Bajos, Alemania y Grecia.
- **Constitución de grandes acuerdos comerciales.** De forma complementaria a las relaciones comerciales expuestas previamente, España deberá establecer acuerdos comerciales con países que dispongan de varias materias primas simultáneamente, reforzando su posicionamiento comercial respecto a estos países y garantizando su aprovisionamiento como territorio estratégico para su balanza comercial. Esta acción deberá siempre ser ejecutada desde el punto de vista de la diversificación, garantizando la disponibilidad de múltiples acuerdos que mitiguen la ruptura de las cadenas de suministro ante cualquier cambio en el entorno geopolítico. En este sentido, se propone el establecimiento de grandes relaciones comerciales con Alemania y Bélgica, dado su posicionamiento en el mercado internacional en relación con todas las materias primas críticas identificadas. En el caso de Alemania, se propone el establecimiento de relaciones comerciales asociadas al boro, aluminio y grafito. En el caso de Bélgica, se propone el establecimiento de relaciones comerciales asociadas al platino, iridio y titanio.

1.2. Medida 1.2: Impulso al tejido empresarial para la transición hacia nuevas relaciones comerciales resilientes

En línea con el establecimiento de dichas relaciones comerciales con los países de la Unión Europea, es crucial poner a disposición del tejido empresarial aquellos medios necesarios que incentiven y permitan llevar a cabo nuevos acuerdos comerciales, la diversificación de su porfolio de proveedores, la definición de nuevas fórmulas de colaboración europeas y, en última instancia, una reducción de la dependencia de países exteriores a la Unión Europea y la OCDE.

De esta forma, se proponen las siguientes actuaciones fundamentales para el impulso de las empresas españolas de la cadena de valor del hidrógeno verde y de sus industrias auxiliares:

- **Medida 1.2.1 en relación con el Establecimiento de acuerdos de colaboración con ICEX para el desarrollo de misiones directas e inversas.** Bajo la premisa de fomentar el establecimiento de relaciones comerciales y acuerdos estratégicos entre España y los países previamente señalados, se propone el establecimiento de acuerdos de colaboración con el ICEX, optimizando los recursos ya destinados por dicha entidad al posicionamiento con dichos países y aprovechando el efecto tractor de dicha entidad en el ámbito internacional para llevar a cabo misiones directas promocionales en el extranjero y misiones inversas de atracción de inversiones orientadas en la cadena de valor del hidrógeno verde.

- En el marco de las misiones promocionales de inversión en el extranjero, se propone la celebración de reuniones con entidades gubernamentales y con potenciales empresas industriales para la identificación de puntos de interés comunes, factores de principal atractivo para la captación de capital y capacidades industriales extranjeras y la definición de acuerdos estratégicos. En este sentido, se propone la realización de misiones en Alemania, como principal país afectado por la concentración del suministro en China, bajo el objetivo de promover la deslocalización de parte de su cadena de suministro y captar parte de la producción de electrolizadores al territorio español, fomentando la instalación de fábricas en zonas industriales de España como Andalucía o el País Vasco que ya cuentan con una alta movilización de proyectos e infraestructuras energéticas, tecnológicas y orientadas al desarrollo del hidrógeno verde.
- En el marco de las misiones inversas de inversión, se propone llevar a cabo la organización de iniciativas conjuntas con el ICEX que contemplen la organización de roadshows sectoriales, reuniones particularizadas, visitas a proyectos de inversión existentes en el territorio español y eventos que permitan poner en valor la idoneidad de España en la ejecución de proyectos industriales. De esta forma, se organizarán eventos sectoriales que permitan mostrar el atractivo español a Países Bajos (orientadas a promover la relocalización y la inversión en España de plantas de fabricación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno y de empresas involucradas en el ámbito del transporte sostenible) y a Dinamarca e Italia (orientadas a promover la disponibilidad de suministro y la ejecución de iniciativas en España relacionadas con la energía eólica y solar, respectivamente).
- **Medida 1.2.2 en relación con la Creación de un consorcio público-privado que involucren tanto a compañías españolas como a empresas de otros países para la explotación, refino y distribución de platino.** La presente actuación tiene como objetivo fundamental un enfoque colaborativo que permita establecer un marco de cooperación para compartir riesgos y costes, facilitar el acceso a tecnología y financiación extranjera, adquirir expertise para el desarrollo de proyectos complejos y, de forma específica para el ámbito de España, asegurar a su vez la continuidad del suministro en el territorio nacional, de forma análoga al ejemplo llevado a cabo en el ámbito europeo denominado *WhiteCycle*³³. De esta forma, se propone impulsar la creación de un consorcio para la explotación, refino y distribución de platino (única materia prima considerada como crítica que tiene producción primaria relevante en UE y un *EoL-RIR*³⁴ no nulo), conformado tanto por empresas privadas (empresas de producción primaria, empresas de refino y procesamiento, empresas tecnológicas y de

33. Consorcio público-privado conformado por 17 organizaciones del ámbito internacional europeo y orientado específicamente a desarrollar una economía circular para convertir los residuos textiles de plástico en productos de alto valor añadido. De esta forma, dicho consorcio contó con la participación de socios industriales, empresas de gestión de residuos, empresas de clasificación inteligente, reciclaje biológico y de análisis del CV de los productos, agrupaciones empresariales y empresas de gestión de proyectos, permitiendo aunar recursos y fomentar el desarrollo del sector textil de forma conjunta.

34. Indicador del nivel de circularidad de una materia prima. El indicador mide, para una materia prima determinada, cuánto de su entrada en el sistema de producción proviene del reciclaje de los residuos al final de su vida útil. Comúnmente medido en términos porcentuales respecto al global de entrada en el sistema de producción.

reciclaje, fondos de inversión, etc.), así como por entidades públicas asociadas a la investigación o a la financiación, desde una perspectiva internacional. La conglomeración de dichas entidades en una sola figura permitirá disponer de un enfoque integral de toda la cadena de suministro asociada a dicha materia prima, poniendo en relevancia los puntos fuertes de los países involucrados y cubriendo los puntos débiles que poseen los países de forma autónoma. En este sentido, se contemplarán los siguientes países para la puesta en marcha de dicho consorcio en colaboración con empresas españolas:

- Empresas de producción primaria y refino procedentes de Finlandia: En el caso particular del platino, es de especial relevancia destacar que casi el 100% de la producción primaria de la Unión Europea se lleva a cabo en Finlandia, promoviendo la colaboración de dichas empresas con un amplio conocimiento y experiencia en el primer eslabón de la cadena. Sin embargo, presentan un bajo grado exportador en todas las materias primas identificadas y un bajo grado de desarrollo en el resto de los eslabones de la cadena, constituyéndose el consorcio como un atractivo y una oportunidad de negocio para fomentar la competitividad de sus empresas.
- Empresas de fabricación de electrolizadores procedentes de Alemania: este país constituye la fuente principal de tecnología y conocimiento en el ámbito de la fabricación de electrolizadores, suponiendo Finlandia una oportunidad para asegurar el suministro de platino (indispensable en la fabricación de electrolizadores poliméricos) y España una oportunidad para la deslocalización de parte de dichas cadenas productivas en la búsqueda de recursos a costes competitivos y de proximidad con una de las regiones de mayor potencial en el ámbito europeo para la puesta en marcha de proyectos de hidrógeno verde.
- Empresas de reciclaje procedentes de Países Bajos. En línea con el compromiso de Países Bajos por la circularidad, registrando una ratio de circularidad en el uso de materiales del 27% en 2022 (el valor más alto de la UE), y su amplio grado de expertise en diferentes industrias y recursos, el consorcio debería contar con la presencia de empresas neerlandesas que permitan aportar su conocimiento en oportunidades de negocio derivadas del platino y de su creciente demanda por el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde.
- Fondos de inversión y empresas de capital riesgo procedentes del ámbito europeo que, en búsqueda de rentabilidad en nuevos sectores emergentes, permitan la atracción de capital extranjero para fomentar la disponibilidad de recursos para la ejecución de iniciativas y proyectos en el territorio español en el marco del consorcio. La atracción de dicho capital extranjero deberá realizarse en consonancia con las misiones directas e inversas en colaboración con el ICEX previamente mencionadas.

2. Medida 2: Explotación de yacimientos clave de minerales críticos para la transición de la Unión Europea

La Comisión Europea ha determinado un listado de materias primas estratégicas para el futuro y necesarias para la transición energética, a raíz de la criticidad derivada de los riesgos de suministro, de la concentración de las reservas y de la producción primaria en países determinados. En este sentido, a continuación, se observa el panorama actual de las materias primas previamente identificadas según nivel de reservas y producción primaria en europea respecto al total mundial:

TABLA 13. Nivel de reservas de producción de materias primas

MATERIA PRIMA	RESERVAS UE	PRODUCCIÓN PRIMARIA UE
PLATINO	0,2%	0,7%
IRIDIO	0,0%	0,0%
TITANIO	0,0%	0,0%
BORO	0,0%	0,0%
SILICIO	Solo producción	3,8% (refinada)
ALUMINIO	0,9%	0,4%

Fuente: Raw Materials Information System. European Commission, 2023.

Se puede observar como el nivel de reservas y producción primaria del iridio, el titanio o el boro son casi nulos en el territorio europeo, en comparación con la disponibilidad en otros países del mundo. Además, el resto de las materias primas identificadas muestran unos niveles muy reducidos por debajo del 1% en ambas variables. De forma complementaria, dichas materias primas presentan un alto grado de concentración en determinados países del mundo:

- Platino: 73% de las reservas en Sudáfrica.
- Iridio: 88% de las reservas en Sudáfrica.
- Titanio: reservas distribuidas entre China, Australia e India (únicamente el 33% se encuentra en otros países).
- Boro: 62% de las reservas en Turquía.
- Silicio: 73% de la producción refinada es de China.
- Aluminio: Reservas distribuidas entre Guinea, Australia y Rusia (únicamente el 22% se encuentra en otros países).

En línea con el cumplimiento del objetivo establecido en el Reglamento (UE) 2024/1252 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de abril de 2024, orientado a garantizar que al menos el 10% del consumo anual de la UE se extraiga de la propia UE, la minería en

España requiere de una profunda reactivación que permita investigar las materias primas existentes en el subsuelo de la península ibérica e impulsar la extracción minera que permita incrementar la disponibilidad local de dichas materias primas, fomentando la autonomía estratégica y la dependencia de dichas reservas exteriores a la UE y a la OCDE.

Además, es importante recalcar que en la actualidad España no cuenta con una política minera nacional uniforme y alineada con la Iniciativa de Materias Primas de la Unión Europea. A pesar de su gran potencial minero, es necesaria una planificación territorial del conjunto nacional que prevea la presencia de recursos minerales antes de asignar ciertos usos del suelo, con el fin de evitar que otros usos del territorio bloqueen el acceso a estos recursos y que permitan definir planes urbanísticos acordes a estas políticas. De forma complementaria, es necesaria la creación de planes generales de exploración minera, orientados a cubrir las necesidades específicas del país, como la obtención de minerales críticos para la industria y, en particular, para la cadena de valor del hidrógeno verde. La eficiencia en la exploración, explotación y producción minera es clave para el desarrollo sostenible del hidrógeno verde en España y, especialmente, para el fomento de la autonomía estratégica en relación con las materias primas estratégicas involucradas.

Bajo estas premisas, España debería llevar a cabo diferentes actuaciones orientadas hacia el estudio, planificación y explotación de yacimientos clave de minerales críticos para la transición energética, fomentando la disponibilidad de suministros en la cadena de valor del hidrógeno verde, en este sentido se propone la **Medida 2.1. Activación de yacimientos y depósitos en Asturias, Galicia y Andalucía para la extracción de materias primas estratégicas.**

Según los estudios extraídos del **proyecto EuRare**, financiado por la Comisión Europea para el desarrollo de un esquema de explotación sostenible de los depósitos de tierras raras en Europa, advirtió en 2022 sobre la potencial presencia de tierras raras en Europa, Turquía y Groenlandia analizando la existencia de 76 depósitos³⁵ y yacimientos³⁶.

Su variada e importante producción minera sitúa a España, dentro de la UE, como el **único productor de estroncio** (utilizado en los electrodos o como sellador) y **segundo productor de mineral de cobre** (materia prima transversal empleada en todas las tipologías de electrolizadores, los aerogeneradores, capas intermedias en paneles fotovoltaicos, cables, inversores, sistemas de control, etc.). Además, en esta misma línea distintos estudios científicos consolidan las siguientes cuestiones:

- Existencia de **cobre y oro en Asturias**, así como níquel y cobre en Galicia (todos ellos materias primas involucradas en la producción de los electrolizadores y sus componentes), entre otras fuera del ámbito de alcance de la cadena de valor del hidrógeno verde.
- Existencia de **más de una decena de materias primas fundamentales de la lista de la Comisión Europea en Andalucía**, entre las que se encuentran las siguientes aplicables a la cadena de valor del hidrógeno verde: cobre, boro (fundamental en los paneles fotovoltaicos y aerogeneradores), grafito (aplicable como material de soporte en los

35. Lugares que podría llegar a ser explotables.

36. Lugares explotables de forma viable.

catalizadores, electrodos y separadores), platino o platinoides (materias primas indispensables en la fabricación de electrolizadores PEM), silicio metálico (fundamental para los paneles fotovoltaicos), tierras raras (fundamentales para los electrolizadores y fundamentalmente estratégicas para Europa por la concentración en el continente asiático) o titanio (involucrada en los colectores y catalizadores).

Bajo dicho contexto, en el ámbito particular del impulso del sector estratégico del hidrógeno verde, se proponen las siguientes cuestiones específicas:

- **Medida 2.1.1 para la Realización de estudios geológicos en detalle concentrados en Asturias, Galicia y Andalucía para la extracción de materias primas estratégicas.** En este sentido, se propone llevar a cabo una hoja de ruta que permita establecer una política minera homogénea y orientada a la definición de las actuaciones necesarias para fomentar la explotación de potenciales yacimientos y depósitos en las comunidades autónomas del Principado de Asturias, Galicia y Andalucía, en coordinación con otras actividades mineras y actividades de mayor envergadura que permitan la extracción de minerales y materias primas críticas simultáneamente para otros sectores estratégicos en España, fomentando de esta forma la definición de una política minera nacional. Como punto de partida, se propone que la hoja de ruta contemple la realización de estudios geológicos en detalle que permitan identificar con un mayor grado de precisión y exactitud aquellas zonas de mayor potencial para la extracción de dichas materias primas críticas, permitiendo a su vez llevar a cabo los mecanismos de coordinación, aceleración administrativa y puesta en marcha para la ejecución de las actividades mineras en consecuencia. De esta forma, dichos estudios geológicos se deben concentrar principalmente en el Principado de Asturias, Galicia y Andalucía, según los datos expuestos.
- **Medida 2.1.2 para el Establecimiento de vías de aceleración administrativa para los proyectos de minería derivados de los estudios geológicos.** Se propone el establecimiento de vías de aceleración administrativa para los proyectos de minería derivados de los estudios geológicos y orientados a la extracción de materias primas estratégicas. Así pues, a través de la presente actuación, se deberá llevar a cabo una colaboración entre la administración estatal, autonómica y local para emplear las unidades aceleradoras de proyectos existentes y reducir de esta forma el tiempo de puesta en marcha de las explotaciones mineras planificadas a través de la hoja de ruta. En territorios como Andalucía, la Unidad Aceleradora de Proyectos ha constituido una gran vía de aceleración administrativa para la ejecución de proyectos industriales, suponiendo los mismos la mayor parte de su porfolio para la reactivación y desarrollo del territorio.
- **Medida 2.1.3 para el Desarrollo de un plan de comunicación orientado al impulso de la minería.** A su vez, se propone el desarrollo de un plan de comunicación orientado al impulso de la minería en el panorama nacional y, de una forma más intensiva, en las regiones seleccionadas en dicha hoja de ruta para el desarrollo o adaptación de nuevas explotaciones mineras. De esta forma, el plan de comunicación irá orientado a difundir la mejora de la ciudadanía en torno al papel desempeñado por las materias primas críticas y por el hidrógeno verde en la sociedad del futuro, a transmitir el efecto negativo que una escasez podría llegar a tener en el panorama español y europeo y, especialmente, a reflejar las oportunidades de empleo y valor social que los

proyectos mineros podrían llegar a generar en el territorio a través de una situación de alineamiento con los criterios ESG.

- **Medida 2.1.4 para la Definición de mecanismos de garantía de seguridad de los proyectos de inversión de alto riesgo tecnológico.** Además, bajo el objetivo impulsar la atracción de capital inversor a la minería, se propone que la hoja de ruta contemple la definición de mecanismos de garantía de seguridad de los proyectos de inversión de alto riesgo tecnológico. Este aspecto será crucial para la reactivación del sector de la minería dado que, a raíz de los dilatados tiempos para la obtención de los permisos, para la exploración y explotación, los potenciales inversores podrían mostrar desinterés en sectores en crecimiento (podrían darse situaciones hipotéticas en que ante el crecimiento de la innovación las materias primas involucradas en la extracción no sean necesarias en las tecnologías del hidrógeno verde), requiriendo de mecanismos que permitan mitigar dicho riesgo y fomentar la viabilidad de los proyectos.

3. Medida 3: Optimización en la gestión y utilización de recursos estratégicos

De forma complementaria a garantizar el suministro, impulsar las capacidades industriales y fomentar las sinergias entre los Estados Miembros, **el reciclaje y la economía circular se erigen como alternativas cruciales para reducir la utilización de recursos, reaprovechar los suministros importados tras el final de su ciclo de vida y, en consecuencia, reducir la dependencia de nuevos insumos procedentes de terceros.**

En este sentido, a continuación, se procede a exponer el End-of-Life Recycling Input Rate (EoL-RIR) de las materias primas críticas previamente identificadas:

TABLA 14. End-of-Life Recycling Input Rate (EoL-RLR) de las materias primas

MATERIA PRIMA	EOL-RIR
PLATINO	12%
IRIDIO	16%
TITANIO	1%
BORO	1%
SILICIO	0%
ALUMINIO	21%

Fuente: Raw Materials Information System. European Commission, 2023.

Según los datos del RMIS de la Comisión Europea, se puede observar cómo dichas materias primas muestran en la actualidad **un porcentaje muy reducido de material reciclado como entrada en el sistema productivo**, requiriendo de medidas y actuaciones que permitan impulsar el reciclaje de los mismos, la economía circular en los procesos productivos y la innovación e investigación en la reutilización de los recursos.

Además, en el año 2022, **España registró un valor del 7 % en la ratio de circularidad en el uso de materiales**, situándose por debajo del 11,5 % asociado a la media europea y con una amplia diferencia respecto a países como Países Bajos, Bélgica, Francia o Italia, todos ellos por encima del 15 %. Este aspecto requiere de un impulso del reciclaje y de la economía circular en los procesos productivos desarrollados en el territorio español, en línea con las nuevas políticas y objetivos marcados por la Unión Europea para los escenarios de 2030 y 2050 y, en consecuencia, fomentando la atracción de capital e iniciativas extranjeras a raíz de dicho carácter sostenible.

Teniendo en cuenta esto, se proponen las siguientes actuaciones específicas:

3.1. Medida 3.1: Desarrollo de planta industrial de reciclaje de níquel, platino, materiales del grupo platino (PGM) y titanio

En la actualidad, en el ámbito de las materias asociadas a la cadena de valor del hidrógeno verde, la UE muestra un gran potencial de reciclaje en materias como el cobre, el zinc o el aluminio, alcanzando una cobertura de la demanda con materiales reciclados en 2022 del 55 %, 34 % y 32 %, respectivamente. Sin embargo, **existe un potencial muy reducido o prácticamente nulo en otros materiales involucrados en la cadena como el níquel, el platino o el titanio**, con un grado de cobertura del 16 %, 11 % y 1 %, respectivamente.

De esta forma, **se propone llevar a cabo el desarrollo de una planta industrial de reciclaje de minerales críticos**, especialmente orientada a la cobertura de aquellas materias primas críticas que constituyen un nicho de oportunidad, **fomentando el reciclaje de materiales como el níquel, el platino, los materiales del grupo platino o el titanio**. En este sentido, la planta industrial deberá ser desarrollada bajo una sociedad mixta:

- Por un lado, dado el dominio sectorial del sector privado, se propone una sociedad participada mayoritariamente por empresas privadas del ámbito internacional, especializadas tanto en el tratamiento de dichos materiales como en el reciclaje de los mismos para su posterior utilización en las cadenas de producción de los electrolizadores y sistemas auxiliares. De esta forma, la sociedad mixta debería estar compuesta por la participación de capital privado español y por la participación de diferentes agentes de la Unión Europea, considerando potencialmente la participación de empresas alemanas, francesas, italianas o de los países nórdicos, por su alto grado de circularidad en sus sectores productivos y por el conocimiento generado en relación con el reciclaje de materiales.
- Por otro lado, dicha sociedad estará participada por el gobierno español, fomentando un enfoque en la gestión de carácter al interés público y a la autonomía estratégica en la cadena de valor del hidrógeno verde.

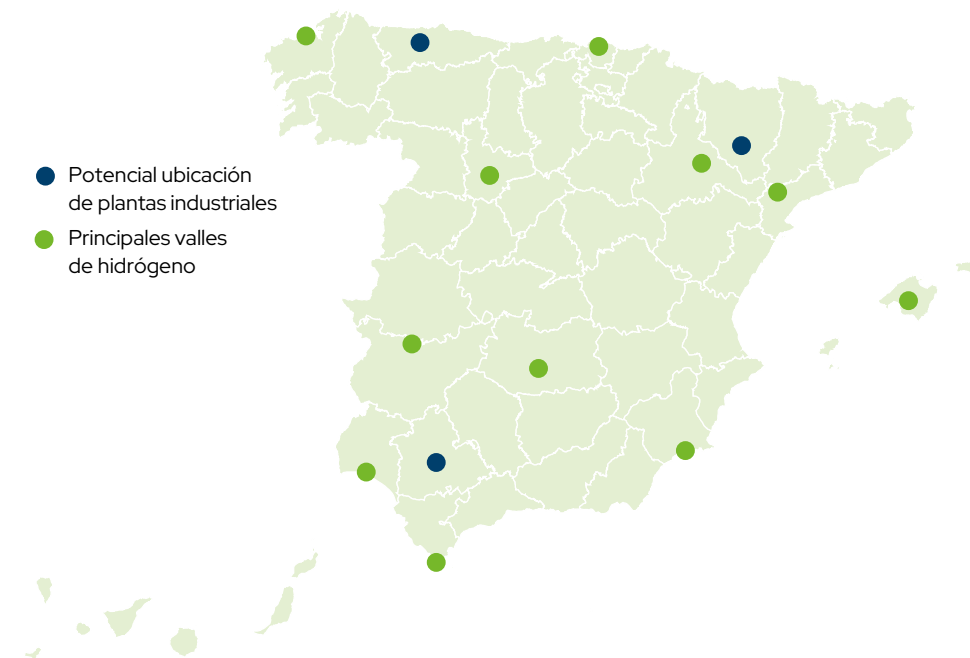
El modelo de gobernanza de dicha planta industrial seguirá los mismos principios que los consorcios mencionados en la medida de apoyo 1. *Diversificación del suministro y fortalecimiento de las relaciones comerciales internacionales*, orientado particularmente al impulso de la economía circular en la cadena de valor del hidrógeno verde y fomentando la colaboración público-privada y transfronteriza europea.

En este sentido, además, se propone realizar el emplazamiento de dicha planta industrial de forma próxima a potenciales valles de hidrógeno³⁷, fomentando la proximidad a los proyectos de hidrógeno, así como las industrias consumidoras del mismo. Además de fomentar la optimización de costes en términos logísticos para la recogida de residuos derivados de los proyectos productores de hidrógeno, este factor será crucial para fomentar la rentabilidad de las plantas de reciclaje, permitiendo el reciclaje de materias primas complementarias que generen volumen de negocio y que sean necesarias en los núcleos industriales consumidores de hidrógeno (como la industria siderúrgica y metalúrgica) y que, actualmente, no disponen de un tejido empresarial cercano que permitan la recuperación y circularidad de recursos como el cobalto, el titanio, el molibdeno o el níquel. Este aspecto tendrá como objetivo fomentar la circularidad de forma transversal en la cadena de valor del hidrógeno verde, desde el punto de producción hasta el consumo.

A continuación, se procede a exponer potenciales ubicaciones para el emplazamiento de dichas plantas industriales (resaltadas como un círculo azul), según la cercanía a los principales valles de hidrógeno aprobados o en construcción en España (resaltados como un círculo verde), priorizando siempre aquellos emplazamientos cercanos a varios de ellos para mitigar la dependencia hacia un proyecto particular y a un único núcleo industrial:

37. Los valles de hidrógeno consisten en ecosistemas estructurados donde se encuentran empresas e instalaciones para facilitar la producción, transformación y consumo del hidrógeno mediante el desarrollo de tecnologías dedicadas a la producción de este, así como el desarrollo de proyectos de hidrógeno.

FIGURA 21. Potenciales ubicaciones para plantas industriales de hidrógeno en relación con los valles de hidrógeno de España



Fuente: Elaboración propia a partir del Censo de Proyectos recopilado por la Asociación Española del Hidrógeno.

De esta forma, a raíz del número de valles de hidrógeno ya planificados, aprobados o en proceso de puesta en marcha según los registros del Censo de la AeH2, se **identifican como potenciales ubicaciones de interés para el emplazamiento de dichas plantas industriales de reciclaje las siguientes localizaciones de:**

- **Sevilla:** por proximidad a los valles planificados en el sur de Extremadura y Castilla-La Mancha y, especialmente, a los grandes valles de hidrógeno en proceso de puesta en marcha en Huelva y en la Bahía de Algeciras. En este sentido, las materias primas procederían tanto de los proyectos productores de hidrógeno, a raíz de las reposiciones y mantenimiento de los equipamientos involucrados en dichas instalaciones, como de grandes núcleos industriales metalúrgicos y siderúrgicos como el existente en el Campo de Gibraltar, que requiere de una alta cantidad de metales, entre otras materias primas, denotando a su vez una cierta ausencia y un bajo índice de concentración de empresas en Cádiz que puedan llevar a cabo la recuperación de dichos recursos como el cobalto, el titanio, el molibdeno o el níquel. Asimismo, los grandes polos químicos existentes en Huelva constituirían un relevante proveedor de platino o PGM para su tratamiento y reciclaje, a raíz de la necesidad y utilización de dicha materia prima como uno de los principales elementos catalizadores en la industria química para la aceleración de las reacciones.
- **Huesca:** por proximidad a los valles de hidrógeno planificados tanto en la zona suroeste de Cataluña como en la provincia de Zaragoza. Además de los grandes valles de hidrógeno y los equipamientos involucrados, Cataluña se constituye como una de las principales regiones de España en la mayoría de las actividades relacionadas con la industria

del metal, denotando una amplia necesidad y de tratamiento de materias primas como el hierro, el titanio o el platino en industrias como la fabricación de componentes para vehículos de motor, la carpintería metálica, la metalurgia de polvos, la fabricación de estructuras metálicas o la fabricación de maquinaria, entre otras, suponiendo un potencial volumen de suministro para la planta industrial de reciclaje propuesta.

- **Asturias:** por proximidad a los valles de hidrógeno planificados en el País Vasco, Galicia y Castilla y León, conformando un nodo para el reciclaje en la zona noroeste de España. De forma análoga al caso de Cataluña, el País Vasco, Asturias o Galicia presentan un amplio volumen de actividades asociadas a la industria del metal, denotando actividades que podrían suponer un amplio volumen de suministro de dichas materias primas como la fabricación de productos básicos de ferroleaciones, la fabricación de material ferroviario, la construcción de barcos y estructuras flotantes o la fabricación de contenedores de metal, entre otras.

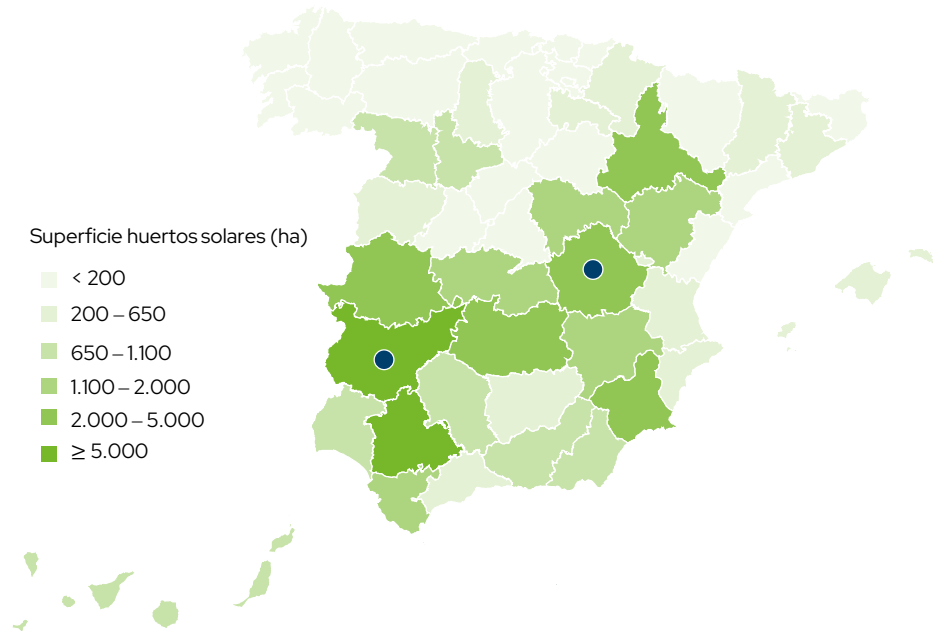
3.2. Medida 3.2: Desarrollo de planta industrial de reciclaje de paneles fotovoltaicos para la recuperación de silicio, níquel, zinc, cobre y aluminio

Además de las materias primas críticas identificadas, la energía solar junto con la energía eólica se constituyen como las principales fuentes de energía eléctrica renovable para el abastecimiento de los electrolizadores en el corto, medio y largo plazo. En este sentido, la dependencia hacia China en los suministros relacionados con la tecnología fotovoltaica y la posición privilegiada de España en el ámbito mundial y europeo en términos de condiciones naturales y climáticas para la generación de energía solar, hacen del reciclaje de paneles fotovoltaicos una oportunidad potencial para España, mitigando dicha dependencia, fomentando la disponibilidad de materias primas críticas en la cadena de valor y garantizando el suministro de los electrolizadores ante el crecimiento de la demanda de hidrógeno verde.

De esta forma, se propone llevar a cabo el desarrollo de plantas industriales de reciclaje de paneles fotovoltaicos, desde un punto de vista transversal que permita llevar a cabo tanto la separación mecánica como los procesos químicos correspondientes (para la extracción de las capas semiconductoras de silicio, materiales poliméricos y metales presentes en conexiones eléctricas y componentes electrónicos), bajo el objetivo de fomentar la extracción y recuperación de materias relevantes tanto para las tecnologías fotovoltaicas como para la producción de electrolizadores. Bajo dichas premisas, la planta industrial estará principalmente orientada a la recuperación de silicio, níquel, zinc, cobre y aluminio.

A continuación, se procede a exponer de forma desagregada por provincia la superficie de los parques fotovoltaicos en hectáreas, así como las potenciales ubicaciones para el emplazamiento de dichas plantas industriales (resaltadas como un círculo azul), bajo la premisa de abarcar el mayor número de provincias y regiones colindantes con una alta presencia de campos fotovoltaicos:

FIGURA 22. Superficie de parques fotovoltaicos y ubicaciones potenciales para plantas industriales por provincia



Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Extensión de los Parques Fotovoltaicos en España. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2024.

De esta forma, se identifican **Badajoz y Cuenca** como provincias de potencial interés para el establecimiento de dichas plantas industriales de reciclaje de paneles fotovoltaicos.

3.3. Medida 3.3: Incentivos para el desarrollo de proyectos innovadores para la optimización de recursos en la fabricación de electrolizadores

A pesar de las medidas de apoyo propuestas, de forma transversal se propone la realización de actuaciones que permitan impulsar la autonomía estratégica a través de la reducción de la necesidad de recursos críticos. De esta forma, mientras menos necesidades disponga la Unión Europea y España en términos de materias primas críticas y disponga de alternativas, menos dependencia presentará de las reservas y capacidades industriales exteriores para desarrollar la cadena de valor del hidrógeno.

En este sentido, se propone el lanzamiento de una convocatoria de subvenciones en la que se contemple la financiación de:

- Los costes derivados de las actividades de investigación y desarrollo.
- Los costes derivados de la adaptación de las capacidades industriales para el testeo de dichas actividades de investigación y desarrollo.
- La producción de prototipos.
- Las actividades para la generación de proyectos innovadores comerciales que permitan realizar la transición desde escalas más reducidas hacia escalas comerciales y de gran magnitud.

Además, se propone que dichas convocatorias de incentivos contemplen entre sus criterios de baremación y priorización de solicitudes la colaboración en el panorama europeo y la ejecución de proyectos de investigación y desarrollo conformados por entidades de diferentes países de la Unión Europea. Este factor tendrá como objetivo fundamental fomentar la transferencia de conocimiento y tecnología entre los Estados Miembros, acelerando la ejecución de los proyectos y garantizando la competitividad europea respecto a otros territorios como Estados Unidos y China.

En esta línea, se deberá llevar a cabo una dotación de incentivos que permitan a las empresas españolas, especialmente a los fabricantes de electrolizadores y de sus sistemas auxiliares, desarrollar proyectos de innovación y desarrollo específicamente orientados a las siguientes líneas temáticas de subvención:

- Acelerar el desarrollo de los electrolizadores alternativos a los alcalinos y a los PEM, como los electrolizadores AEM o los electrolizadores SOEC que, tal y como se expone en el documento de análisis de la cadena de valor, actualmente se encuentran en fase de investigación y desarrollo y podrían suponer soluciones tecnológicas de alta eficiencia energética e independientes de materias primas críticas como el platino y el iridio (indispensables en los PEM como catalizadores).
- Investigar la reducción de la necesidad de platino e iridio en los electrolizadores PEM, fomentando el desarrollo de la tecnología polimérica de electrólisis, reduciendo su coste por la reducción de material y, especialmente, reduciendo la dependencia de países exteriores para desarrollar una industria productora española de dicha tecnología. Asimismo, de forma complementaria al platino y al iridio, los incentivos deberán ir orientados a reducir el consumo durante la fabricación de aquellas materias primas transversales a la mayoría de tipología de electrolizadores como el cobre, el níquel o el titanio.
- Investigar materias primas alternativas a los metales preciosos y tierras raras, fomentando de la disponibilidad de soluciones complementarias para el desarrollo y producción de electrolizadores con recursos más abundantes en el mundo y, particularmente, existentes en el territorio europeo.

4. Medida 4: Dotación de energía eléctrica renovable competitiva

Además de la incertidumbre existente en el desarrollo de la cadena de valor tanto en el ámbito productivo como en el del consumo, en la actualidad, el hidrógeno verde muestra un LCOH (coste nivelado del hidrógeno) superior a otras fuentes de energía, especialmente respecto a aquellas fuentes no renovables. Además de los costes asociados a las instalaciones y equipamientos asociados a las plantas de generación de energía eléctrica renovable (también existentes en cualquier proyecto para la generación de energía solar o eólica), la producción de hidrógeno cuenta con una serie de factores que influyen de forma directa en su coste: el precio de la electricidad renovable utilizada, la inversión del electrolizador y sus horas de funcionamiento. Entre la estructura de costes mencionada destaca el precio de la energía eléctrica renovable como el factor más importante a la hora de determinar cuánto cuesta el H₂ verde, representando entre el 60 y el 75 % del coste final de la producción de hidrógeno.

Sin embargo, la mayor parte de los incentivos y subvenciones públicas van dirigidas hacia la adquisición del CAPEX, fomentando la cobertura de los costes de instrumental y material, los costes de las infraestructuras o de los materiales y productos necesarios para la ejecución de los proyectos. Además, en el ámbito particular del OPEX, dichos fondos van destinados fundamentalmente a los costes de personal, administrativos o los de funcionamiento derivados de despliegues industriales o actividades de I+D+i. En este sentido, **se requiere de fuentes de financiación y de actuaciones particularmente orientadas a mitigar el coste de la energía eléctrica renovable**, fomentando la disponibilidad de dicho recurso a un coste competitivo e impulsando en consecuencia la viabilidad de los proyectos de hidrógeno verde y la rentabilidad para fabricantes, promotores de proyectos y consumidores de dicho vector energético. Este elemento, además, es un fenómeno especialmente relevante en el ámbito europeo, dado que **los precios de la electricidad en el sector industrial de la UE son casi tres veces más altos que en EEUU y más del doble que en China**, de modo que resulta urgente definir medidas de apoyo y actuaciones para asegurar la estabilidad de precios energéticos y, en consecuencia, la competitividad de los proyectos desarrollados en el territorio español respecto a los proyectos extranjeros.

Por otro lado, actualmente existe un amplio grado de incertidumbre en relación con el desarrollo de la infraestructura eléctrica en España, **ralentizándose el diseño, desarrollo y puesta en marcha de los proyectos productores de hidrógeno ante el desconocimiento de los puntos de interconexión disponibles**, del suministro eléctrico existente para garantizar la estabilidad de suministro a los electrolizadores y de los contratos PPA derivados de la conexión a red.

De esta forma, en el marco de la presente medida de apoyo, se tendrán en consideración las siguientes actuaciones fundamentales:

4.1. Medida 4.1: Estudio de puntos de interconexión a red de los proyectos productores de hidrógeno

La disponibilidad de un suministro eléctrico estable y resiliente es uno de los factores más críticos en los proyectos productores de hidrógeno verde, así como el desconocimiento en relación con los puntos de interconexión a red es uno de los factores que más están frenando el desarrollo de nuevos proyectos e iniciativas.

En este sentido, **se propone la realización de un estudio en profundidad de aquellos puntos disponibles de conexión a red que se deberían poner a disposición de los proyectos productores de hidrógeno** contemplando los siguientes elementos fundamentales:

- **Dimensionamiento de la carga que debería soportar la red en cada punto** en los momentos valle en la generación de energía eléctrica renovable dependiendo de los proyectos de hidrógeno verde en las inmediaciones, garantizando el suministro estable de energía a los electrolizadores y evitando la existencia de paradas en la producción de hidrógeno (este aspecto será crucial en aquellos proyectos cuyo consumo de hidrógeno esté orientado hacia industrias siderúrgicas o metalúrgicas, en las cuales una parada de suministro puede ocasionar una gran repercusión en coste).

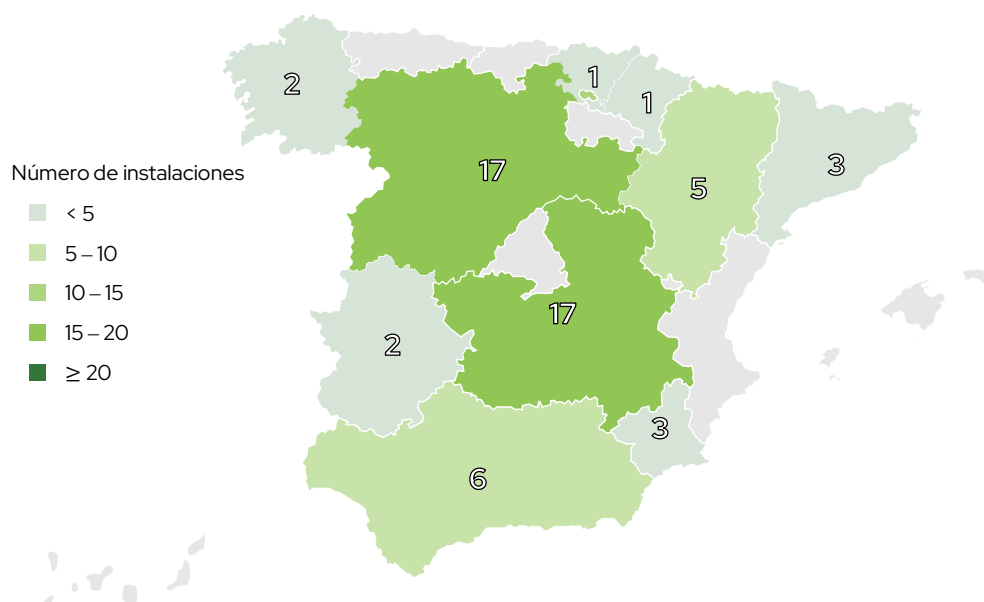
- **Tiempo de conexión a red** proyectado por los proyectos de hidrógeno verde en las intermediaciones, garantizando una correcta gestión de los recursos y la disponibilidad de energía en los diferentes momentos del día.
- **Coste de los PPA** con los proyectos productores de hidrógeno verde. En este sentido, deberán establecerse medidas similares a los planes implementados en Alemania y Francia para la reducción del coste de la electricidad, impulsando desde programas de incentivos hasta medidas de reducción y optimización del consumo para fomentar la disponibilidad de precios competitivos de la electricidad en sectores estratégicos como la generación de energía renovable o la producción de hidrógeno verde.

Estos tres factores serán determinantes para el **emplazamiento de los proyectos productores de hidrógeno** dado que, en caso de disponer de una conexión favorable a la red (de forma complementaria al suministro de energía eléctrica renovable), los proyectos podrían emplazarse cerca del punto de consumo. Sin embargo, ante tiempos reducidos de conexión a la red o costes poco competitivos en los contratos PPA asociados, los proyectos deberían encontrarse en las intermediaciones a las plantas generación de energía renovable para mitigar posibles interrupciones en el suministro a cambio de una pérdida de eficiencia logística y de rentabilidad derivada del transporte.

En base a dichas premisas, **el estudio propuesto será crucial para fomentar la certidumbre en el sector y generar un crecimiento en el desarrollo de iniciativas relacionadas con el hidrógeno verde**, permitiendo la toma de decisiones empresariales de emplazamiento, rentabilidad y potenciales *offtakers* de su consumo según las condiciones de dicho estudio y de los puntos de red puestos a disposición.

Con el objetivo de evaluar correctamente los puntos de conexión de red indispensables que deberán estudiarse y garantizarse para abastecer el panorama actual del hidrógeno verde en España, a continuación, se procede a exponer el mapa establecido en dicho contexto que representa las 57 instalaciones consideradas en el Censo de Proyectos recopilado por la AeH2:

FIGURA 23. Mapa de calor de instalaciones de hidrógeno verde



Fuente: Elaboración propia a partir del Censo de Proyectos recopilado por la Asociación Española del Hidrógeno.

De esta forma, a raíz del número de proyectos ya planificados, aprobados o en proceso de puesta en marcha según los registros del Censo de la AeH2, se identifican como las principales zonas que deberán disponer de una conexión a red competitiva, estable y resiliente las comunidades autónomas de:

- **Castilla y León:** en las provincias de Valladolid y Zamora, donde se acumulan una decena de proyectos planificados de producción de hidrógeno verde.
- **Castilla La Mancha:** en la provincia de Ciudad Real, donde ya hay proyectos de gran relevancia en puesta en marcha como la planta productora de Puertollano o la de Alcázar de San Juan, así como en la provincia de Toledo, donde se presentan hasta 6 proyectos de producción de hidrógeno en diseño y planificación.
- **Andalucía:** en las provincias Huelva y Cádiz (particularmente en la Bahía de Algeciras), dados los dos grandes valles de hidrógeno en proceso de puesta en marcha. Asimismo, Andalucía presenta un creciente número de proyectos productores de hidrógeno en planificación en la zona occidental de la comunidad autónoma en su conjunto, mostrándose la misma como una zona de potencial interés para fomentar la viabilidad de los mismos en el largo plazo.
- **Aragón:** en la provincia de Zaragoza, donde se concentran un total de 5 proyectos productores de hidrógeno, así como otras iniciativas complementarias en términos de movilidad y de valles de hidrógeno.

Además, se deberán contemplar como potenciales zonas de interés las comunidades autónomas de Galicia, Cataluña, Extremadura o Murcia.

4.2. Medida 4.2: Incentivos al coste de la energía eléctrica renovable

Tal y como se expone anteriormente, el LCOH del hidrógeno verde en la actualidad no muestra un coste competitivo respecto a otras fuentes de energía alternativas y frente a las fuentes de energía no renovables, dificultando la generación de proyectos productores rentables y la transición de los consumidores de gas natural o hidrógeno no renovable al hidrógeno verde.

En esta línea, se deberá llevar a cabo una dotación de incentivos que permitan a las empresas españolas, particularmente a las empresas promotoras de proyectos de generación de hidrógeno verde, **financiar parcialmente el coste derivado de la generación de energía eléctrica renovable**. Este aspecto permitirá llevar a cabo un desarrollo acelerado del sector estratégico en España, **fomentando tanto la puesta en marcha de las iniciativas ya planificadas en el territorio, como la atracción de empresas y capital extranjero** que vea España (además de por su posición geoestratégica y sus recursos naturales) como una potencial oportunidad para desarrollar proyectos de producción de hidrógeno verde bajo un marco de mayor estabilidad y certidumbre.

Bajo el objetivo de fomentar la agilidad administrativa para el desembolso de dichos incentivos, se propone aprovechar las futuras convocatorias del **Programa de incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable (Programa H₂ PIONEROS) del IDAE**, gracias al conocimiento desarrollado de las dos convocatorias previas tanto por los órganos gestores de las subvenciones como por el tejido empresarial español en la presentación de las solicitudes. Estas convocatorias podrían ser una vía fundamental para complementar la cofinanciación del CAPEX y de parte del OPEX actualmente contempladas en las convocatorias previas, con la cofinanciación del coste de la energía eléctrica renovable, mitigando de esta forma entre el 60% y el 75% del coste global de la producción del hidrógeno.

Bajo el objetivo de llevar a cabo la incorporación de esta cofinanciación en la energía eléctrica renovable, se debe tener en consideración como referencia la primera subasta del **Banco Europeo del Hidrógeno lanzada por la Comisión Europea en 2023**, así como el borrador de términos y condiciones de la segunda subasta elaborado en abril de 2024. Tanto en la primera como en la segunda subasta proyectada, el mecanismo de apoyo se basa en **primas por producción**, es decir, **los productores de hidrógeno reciben un pago por cada kilogramo de hidrógeno producido y entregado a los consumidores, según los volúmenes acordados**. De esta forma, los productores de hidrógeno **pujan por una retribución mínima que estarían dispuestos a recibir** y las diferentes ofertas admitidas son **ordenadas por precio de menor a mayor** hasta el agotamiento de la dotación presupuestaria. En base a los recursos distribuidos, la prima fija por producción se entrega a dichos productores durante un periodo máximo de 10 años **junto a los ingresos que genere la venta** de dicho hidrógeno en el mercado.

El esquema está diseñado para cubrir parcialmente los gastos operativos relacionados con la producción de hidrógeno verde, entre los cuales se incluye el **coste de la energía eléctrica renovable que alimenta los electrolizadores**, con el objetivo de cubrir la diferencia entre el coste de producción y el precio de mercado del hidrógeno verde y

de asegurar que los proyectos puedan ser competitivos a pesar del coste relativamente elevado de la electricidad renovable utilizada en el proceso de electrólisis.

Además, es de especial relevancia señalar que entre ambas subastas el precio máximo establecido en los términos y condiciones se ha visto reducido en 1 €/kg (desde 4,5 €/kg a 3,5 €/kg), lo que permite a su vez un **mecanismo flexible** que podría ir decrecentando la intensidad de la ayuda a medida que se vaya produciendo una mayor consolidación del mercado, un mayor equilibrio entre oferta y demanda y un abaratamiento de los costes de producción por la aparición de eficiencias productivas y economías de escala.

5. Recapitulación sobre las medidas propuestas

El acceso a las materias primas estratégicas, especialmente a aquellas de alta criticidad por su riesgo de origen y concentración de suministro en terceros países, será crucial para la transición energética, y en general, para el bienestar de la economía y la sociedad europea. Aunque la Unión Europea ha realizado avances en la dirección correcta con la aprobación del Reglamento sobre las Materias Primas Fundamentales, dado que este ámbito no es competencia exclusiva de la UE, es necesario que España también contribuya a alcanzar los objetivos comunes establecidos por dicho Reglamento y, en particular, al desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde en su conjunto.

Bajo este objetivo y a raíz de los análisis de la cadena de valor, los grupos participativos desarrollados con expertos y agentes claves del sector estratégico y los análisis particularizados del riesgo de suministro de las materias primas y componentes críticos, a lo largo del presente documento emanan una serie de medidas de apoyo y actuaciones involucradas orientadas a garantizar la autonomía estratégica de España en relación con la cadena de valor del hidrógeno, a la vez que mitigar las vulnerabilidades y dependencias existentes en la misma.

De esta forma, las medidas contemplan desde fomentar la diversificación del suministro y establecer relaciones comerciales más robustas hasta el establecimiento de sinergias industriales con otros países de la Unión Europea, facilitando el acceso de España a suministros, conocimiento, tecnología y recursos en su conjunto, desde un enfoque colaborativo que permita mitigar la dependencia exterior y promover un crecimiento sostenible y equilibrado dentro del mercado europeo.

Además, bajo el objetivo de fomentar la autonomía y la propia competitividad española en el marco internacional, el presente documento contempla diferentes medidas de apoyo y actuaciones relacionadas con el impulso de la explotación de recursos nacionales, el fomento de la economía circular y la disponibilidad de energía renovable a precios competitivos fomentando la disponibilidad de recursos propios en España, la competitividad del tejido industrial y la viabilidad de los proyectos relacionados con el hidrógeno verde en el territorio.

En su conjunto, estas medidas proporcionarán beneficios tangibles como la mejora de la resiliencia económica, la creación de empleo, el impulso a la innovación tecnológica y la reducción de la vulnerabilidad ante crisis globales o situaciones de fragmentación

geopolítica, entre otros elementos. Además, estas medidas contribuirán especialmente hacia a la transición hacia un modelo energético más sostenible y autónomo, favoreciendo el posicionamiento de España como líder en la cadena de valor del hidrógeno verde y permitiendo avanzar hacia los objetivos marcados por la Comisión Europea en el horizonte temporal 2030 y 2050.

XI.
ANEXOS



ANEXO I.

METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE RECURSOS ESTRATÉGICOS, SU GRADO DE DEPENDENCIA Y RIESGO DE SUMINISTRO

En el presente anexo se presenta la metodología desarrollada para la identificación de recursos estratégicos y usada como parte de la evaluación actual de criticidades para la cadena de valor del hidrógeno tiene como objetivo:

- Identificar aquellos bienes manufacturados considerados como recursos de primera necesidad y de carácter estratégico («producto crítico» en adelante).
- Establecer el grado de dependencia exterior para dichos productos críticos.
- Analizar el riesgo de interrupción de suministro en caso de crisis (de suministro o de aumento de demanda).

El primer paso de la metodología consiste en identificar los productos que tienen un carácter crítico para España. Para ello y, en línea con la metodología para establecer la Lista de la UE de materias primas críticas, se utilizarán los conceptos de: importancia estratégica e importancia económica.

La importancia estratégica y el uso crítico para cada sector se define en relación con los conceptos de: la supervivencia del individuo³⁸ y la supervivencia de la nación³⁹.

La importancia económica se define como la proporción de importaciones y exportaciones del producto sobre el comercio exterior total y sirve para identificar aquellos productos críticos que, sin tener un uso crítico para ningún sector, tienen un alto peso en el bienestar económico del país.

38. Aquí se consideran aquellos productos que son críticos para la supervivencia del individuo, considerados como recursos de primera necesidad. Algunos ejemplos incluyen: los medicamentos, los alimentos, etc.

39. Aquí se consideran aquellos productos que son necesarios para la supervivencia del Estado, las fronteras nacionales y las instituciones del país de cara a amenazas extranjeras e internas. Algunos ejemplos incluyen: material de defensa, productos críticos para las telecomunicaciones, etc.

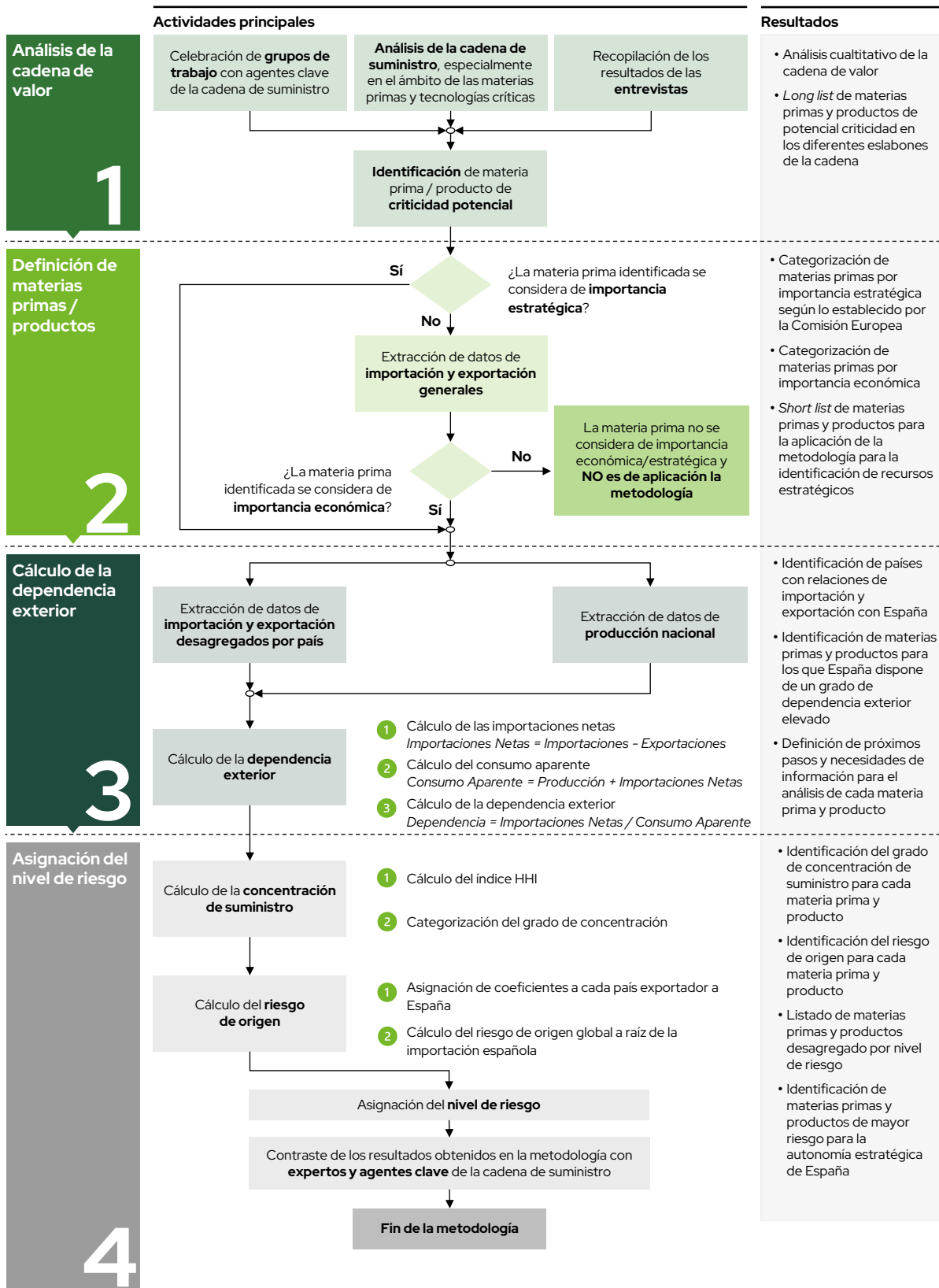
El segundo paso de la metodología consiste en analizar el grado de dependencia del exterior que tiene España para sus productos críticos y el riesgo asociado a la cadena de suministro de estos. Esto para un producto se entiende como la proporción del consumo nacional que depende de las importaciones de otros países.

Para aquellos productos críticos cuyo grado de dependencia exterior es alto, se analiza el riesgo de suministro directo, cuyo objetivo es entender el riesgo de interrupción de suministro en caso de crisis. Para ello, se analizan la concentración y el origen de suministro del producto crítico hacia España.

Para los productos críticos que España produce y que tienen un grado de dependencia del exterior bajo, se realiza un análisis de riesgo indirecto. Este tiene como objetivo identificar las vulnerabilidades en las cadenas de valor de estos productos, enfocándose en el riesgo asociado a los insumos necesarios para la producción. Finalmente, para aquellos productos en los que no se han detectado vulnerabilidades ni en su cadena de suministro ni en la de sus insumos, se analizará la escalabilidad de la producción nacional de cara a abastecer el consumo en caso de crisis de aumento de la demanda.

A continuación, para fomentar su entendimiento y aplicabilidad, se presenta un esquema con el detalle de dicha metodología:

FIGURA 24. Detalle de la Metodología para la identificación de recursos



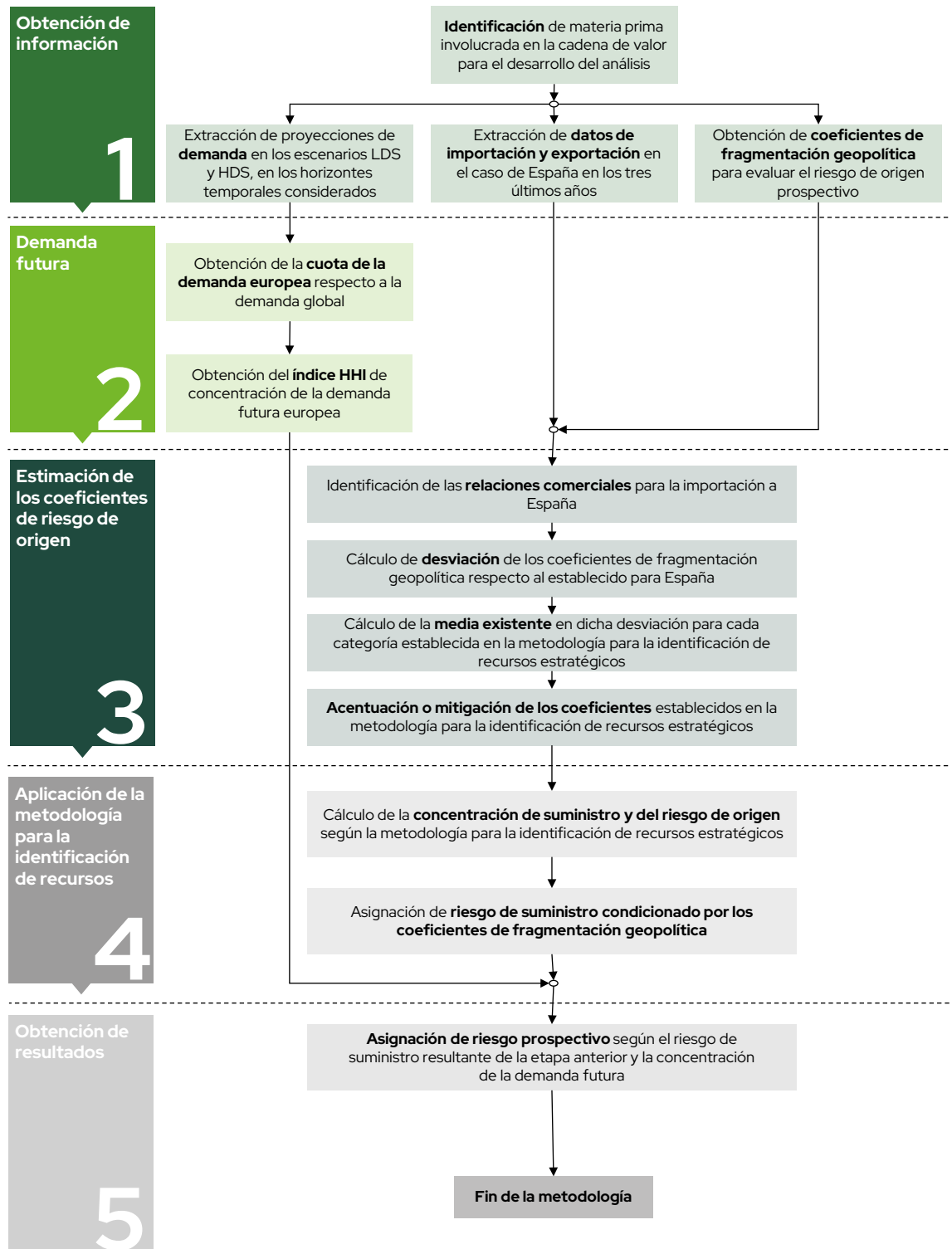
ANEXO II.

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PROSPECTIVO DE CRITICIDADES Y VULNERABILIDADES

En este anexo se detalla la metodología utilizada para el análisis prospectivo del riesgo de suministro en la cadena de valor del hidrógeno verde. Esta metodología se aplica a cada una de las materias primas críticas, proporcionando una medida del riesgo futuro y permitiendo una comparativa global para identificar las más vulnerables en los horizontes de 2030 y 2050.

El análisis se desarrollará en varias etapas para cada materia prima identificada:

FIGURA 25. Detalle de la metodología para el análisis del riesgo de suministro de cada materia prima



Obtención de información para el desarrollo del modelo

A continuación, se proceden a exponer las fuentes de información para el desarrollo del análisis prospectivo, así como la utilidad de las mismas para las etapas posteriores de análisis:

- Datos de importación y exportación de la materia prima en cuestión en el caso de España de los últimos 3 años⁴⁰: permitirán la obtención de la concentración de suministro, así como el riesgo de origen, para determinar el nivel de riesgo según lo establecido en la metodología para la identificación de recursos estratégicos. Asimismo, dichos datos serán la base para poder proyectar el riesgo actual hacia escenarios futuros.
- Proyecciones de demanda en los escenarios LDS y HDS, en cada uno de los horizontes temporales considerados⁴¹: permitirán la obtención de la demanda de cada una de las materias primas consideradas como medida adicional para formular el nivel de riesgo desde una visión prospectiva.
- Coeficientes de fragmentación geopolítica⁴²: permitirán definir posibles alteraciones en los coeficientes establecidos en la metodología para la identificación de recursos estratégicos, considerando escenarios futuros de fragmentación geopolítica y la variación del riesgo de origen de las importaciones en consecuencia.

Cálculo de la concentración de la demanda futura

Tomando como referencia los datos extraídos del estudio elaborado por la Comisión Europea, se obtiene para cada materia prima la demanda proyectada en la Unión Europea y la demanda total en el mundo, de forma desagregada para los años 2030 y 2050 y para los escenarios LDS y HDS.

De esta forma, se obtiene la cuota de la demanda europea respecto al global de la siguiente forma:

$$\text{Cuota}_{\text{EU}} = \frac{\text{Demanda}_{\text{UE}}}{\text{Demanda}_{\text{Global}}} \times 100$$

Una vez obtenida dicha cuota y elevándola al cuadrado, se obtiene el índice HHI correspondiente, bajo el objetivo de obtener una medida de concentración de la demanda y, especialmente, del grado de concentración de la demanda en Europa respecto al resto del mundo:

$$\text{HHI}_{\text{DemandaUE}} = (\text{Cuota}_{\text{UE}})^2$$

40. [United Nations Comtrade Database](#).

41. [Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU - A foresight study](#), European Commission, 2023.

42. [La Unión Europea y España frente a los nuevos desafíos globales](#), Dirección General de Economía y Estadística, Banco de España, 2024.

En este sentido, y bajo el objetivo de contemplar la diferencia existente entre la concentración en términos de demanda y en términos de suministro, se deberán definir diferentes límites respecto a la metodología para la identificación de recursos estratégicos, que permitan obtener una visión representativa del riesgo existente. De esta forma, un valor del índice inferior a 1.500 supondría una baja concentración de demanda, un índice entre 1.500 y 2.500 una concentración moderada y un índice superior a 2.500 una concentración alta.

Estimación de los coeficientes de riesgo de origen

En la metodología para la identificación de recursos estratégicos, el riesgo de origen se basaba en las siguientes categorías fundamentales:

- Países de la UE: coeficiente de 0,5.
- Países de la OCDE: coeficiente de 0,75.
- Países fuera de la UE y de la OCDE: coeficiente de 1.

De esta forma, se obtenía una mayor ponderación en términos de riesgo en aquellos países exteriores a la UE y a la OCDE (más sujetos a posibles rupturas de las cadenas de suministro, modificación de políticas comerciales, etc.) y una menor ponderación en aquellos países pertenecientes a la UE, evaluando el riesgo global según la procedencia de las importaciones españolas.

En ese sentido, el Banco de España a través del estudio elaborado en el año 2024 denominado «La Unión Europea y España frente a los nuevos desafíos globales», establece un escenario hipotético de fragmentación en bloques (este, oeste y neutral), evaluando el perjuicio y la mejora de las relaciones comerciales entre los países a través de coeficientes de 'welfare' (entendidos como prosperidad y mantenimiento de las relaciones comerciales ante factores de coyuntura económica).

De esta forma, y bajo el objetivo de entender como los flujos comerciales van a variar y, por tanto, evaluar la criticidad del suministro en un horizonte a corto-medio-largo plazo, se procede a realizar los siguientes pasos de análisis basados en los coeficientes extraídos del estudio del Banco de España:

- Identificación de las relaciones comerciales para la importación de la materia prima en cuestión a España.
- Cálculo del grado de desviación de los coeficientes 'welfare' respecto al coeficiente establecido para España:

$$\text{Desv}_{\text{País,España}} = | \text{Coef}_{\text{País}} - \text{Coef}_{\text{España}} |$$

- A dicho valor absoluto se le establece el signo (+) o (-) en función de si el coeficiente es superior o inferior al coeficiente de España, respectivamente, bajo el objetivo de determinar si la relación comercial con dicho país tiene un mayor riesgo de verse afectada a raíz de la fragmentación geopolítica (mayor riesgo mientras mayor y negativo sea dicho coeficiente).

- Cálculo de la media existente en dicha desviación para cada categoría establecida por la metodología para la identificación de recursos estratégicos. Poniendo como ejemplo la categoría de los países dentro de la UE, para cada uno de estos países se realizaría:

$$\text{Media Desv}_{\text{Dentro UE}} = \frac{\sum \text{Desv}_{\text{países UE importan España}}}{\text{N.º países UE que importan a España}}$$

- Para cada una de las categorías correspondientes, se suma la desviación media identificada en dicha categoría, acentuando o mitigando el coeficiente establecido en la metodología para la identificación de recursos estratégicos y obteniendo un nuevo coeficiente para el cálculo del riesgo de origen. De esta forma, se obtiene un nuevo coeficiente adaptado a escenarios futuros de riesgos derivados de la fragmentación geopolítica de los países y, además, se obtiene un valor único de cada coeficiente para cada materia prima, según sus relaciones de importación a España específica y los países que se vean involucrados en las mismas.

Cálculo de la concentración de suministro y del riesgo de origen

Una vez obtenidos dichos nuevos coeficientes y a través de los datos de importación a España en los años 2021, 2022 y 2023, se aplica la metodología para la identificación de recursos estratégicos para determinar la concentración de suministro y el riesgo de origen, obteniendo en consecuencia un nuevo valor del riesgo de suministro adaptado a dichos futuros escenarios de fragmentación geopolítica y una visión prospectiva del escenario estático obtenido durante el análisis de la cadena de valor.

Análisis de riesgo prospectivo

Con el objetivo de evaluar el riesgo que podría suponer dicho análisis prospectivo de las materias primas, se relacionará directamente el nuevo riesgo de suministro obtenido en España con la concentración de la demanda futura de la siguiente forma:

TABLA 15. Relación entre Riesgo de suministro y Concentración de la demanda futura

		RIESGO DE SUMINISTRO (CONDICIONADO POR LOS COEFICIENTES DE FRAGMENTACIÓN GEOPOLÍTICA)		
		BAJO	MEDIO	ALTO
CONCENTRACIÓN DE LA DEMANDA FUTURA	ALTA	Medio	Alto	Alto
	MEDIA	Bajo	Medio	Alto
	BAJA	Bajo	Bajo	Medio

De esta forma, se obtiene una medida de impacto categorizada en los siguientes escenarios principales:

- Escenario de impacto reducido: se concentra en el caso en el que ambos factores registran unos niveles reducidos, identificando un bajo nivel de riesgo prospectivo, es decir, en el horizonte temporal de tiempo no se denotan factores de riesgo añadidos respecto al panorama actual (en términos de demanda y concentración y origen de las importaciones).
- Escenario de impacto moderado: se concentra en el caso en el que ambos factores muestran valores intermedios o en aquellos casos en el que uno de los factores muestra un valor elevado y el otro un valor reducido. Este escenario, a pesar de no señalar un escenario de criticidad previsible, debe ser tenido en especial consideración dado que podría suponer la aparición de riesgos y criticidades futuras ante los cambios en las proyecciones actuales.
- Escenario de impacto elevado: se concentra en el caso en que ambos factores registran unos niveles elevados, identificando un escenario de criticidad en el horizonte temporal considerado.

La medida de impacto expuesta y el escenario en consecuencia, será evaluado para cada uno de los horizontes temporales considerados (2030 y 2050) y para cada uno de los escenarios de demanda considerados por la Comisión Europea (LDS y HDS), permitiendo obtener la sensibilidad entre los mismos y diferentes hipótesis de proyección.

Vulnerabilidades asociadas a la **producción** de **hidrógeno verde**

Desafíos, capacidades
y oportunidades



CAMPUS MADRID

Avda. Gregorio del Amo, 6
Ciudad Universitaria
28040 Madrid
Tel: (+34) 91 349 56 00
informacion@eoi.es

CAMPUS SEVILLA

Leonardo da Vinci, 12
Isla de la Cartuja
41092 Sevilla
Tel: (+34) 95 446 33 77
infoandalucia@eoi.es

CAMPUS ELCHE

Presidente Lázaro Cárdenas del Río
Esquina C/ Cauce
Polígono Carrús
03206 Elche (Alicante)
Tel: (+34) 96 665 81 55
eoimediterraneo@eoi.es



www.eoi.es