



Serie Movilidad y Conectividad del Transporte



WORLD BANK GROUP

Hidrógeno Verde en Marcha: Viento, Agua y Puertos para Transformar a Colombia

Informe de síntesis



PROBLUE
HEALTHY OCEANS • HEALTHY ECONOMIES • HEALTHY COMMUNITIES



PPIAF
Enabling Infrastructure Investment

© 2025 Banco Mundial
1818 H Street NW, Washington, D.C., 20433, USA
Telephone: +1-202-473-1000; Internet: www.worldbank.org

Algunos derechos reservados

El presente documento fue elaborado por el personal del Banco Mundial, con contribuciones externas. Las opiniones, interpretaciones y conclusiones aquí expresadas no necesariamente reflejan la opinión del Banco Mundial, de su Directorio Ejecutivo ni de los países representados por este.

El Banco Mundial no garantiza la exactitud, la exhaustividad ni la vigencia de los datos incluidos en este trabajo. Tampoco asume responsabilidad por errores, omisiones o discrepancias en la información aquí contenida ni otro tipo de obligación con respecto al uso o a la falta de uso de los datos, los métodos, los procesos o las conclusiones aquí presentados. Las fronteras, los colores, las denominaciones y demás datos que aparecen en los mapas de este documento no implican juicio alguno, por parte del Banco Mundial, sobre la condición jurídica de ninguno de los territorios, ni la aprobación o aceptación de tales fronteras.

Nada de lo establecido en el presente documento constituirá ni se considerará una limitación o renuncia a los privilegios e inmunidades del Banco Mundial, los cuales quedan específicamente reservados en su totalidad.



Derechos y autorizaciones

El material contenido en este documento está registrado como propiedad intelectual. El Banco Mundial alienta la difusión de sus conocimientos y autoriza la reproducción total o parcial de este informe para fines no comerciales, en tanto se cite la fuente.

Cita de la fuente

La obra debe citarse de la siguiente manera: Departamento Nacional de Planeación y el Banco Mundial. 2025. Hidrógeno Verde en Marcha: Viento, Agua y Puertos para Transformar a Colombia, Washington DC: World Bank, License: [Creative Commons Attribution Non-commercial CC BY-NC 3.0 IGO](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0/).

Cualquier consulta sobre derechos y licencias, incluidos los derechos subsidiarios, deberá dirigirse a la siguiente dirección World Bank Publications, The World Bank Group, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA; fax: 202-522-2625; Correo electrónico: pubrights@worldbank.org.

Este documento es la versión v1.0 del 29 de julio 2025.

Índice

Lista de figuras	v
Lista de tablas	vi
Agradecimientos	vii
Siglas	viii
Resumen ejecutivo	x
1. Contexto	1
1.1. El transporte marítimo se descarbonizará mediante combustibles basados en hidrógeno verde	2
1.2. Comercio marítimo de hidrógeno verde y sus derivados	3
1.3. Los puertos como habilitadores de la economía del hidrógeno verde	4
2. Evaluación de la prefactibilidad	6
2.1. Etapa 1: evaluación preliminar de alto nivel de las principales ubicaciones portuarias	8
2.2. Etapa 2: estudios de prefactibilidad en las cuatro ubicaciones portuarias con mayor potencial	11
3. Configuraciones de proyecto	25
3.1. Análisis técnico	27
3.2. Análisis financiero y económico	30
4. Hoja de ruta para proyectos emblemáticos	38
4.1. Desafíos y deficiencias	40
4.2. Acciones recomendadas	42
5. Conclusiones	48
Anexo 1. Principales actores involucrados	51
Anexo 2. Marco de evaluación para la valoración preliminar de alto nivel en la Etapa 1	52
Anexo 3. Opciones de diseño detalladas para 18 configuraciones de proyecto	53
Anexo 4. Detalles de la hoja de ruta para proyectos emblemáticos	55
Referencias	57
Créditos de imagen	59

Lista de figuras

Figura E1.	Descripción general del enfoque en dos etapas aplicado en el análisis realizado.....	xi
Figura 1.1.	Proyecciones sobre los centros de producción de bajo costo y los centros de consumo de alta demanda de hidrógeno verde en el futuro.....	3
Figura 1.2.	La triple función de los puertos en la cadena de valor del hidrógeno verde	4
Figura 2.1.	Descripción general del enfoque de dos etapas del análisis realizado	7
Figura 2.2.	Reseña de las nueve principales ubicaciones portuarias de Colombia.....	8
Figura 2.3.	Ubicaciones geográficas de los cuatro puertos seleccionados	10
Figura 2.4.	Puerto Brisa	12
Figura 2.5.	Puerto Bolívar, La Guajira	13
Figura 2.6.	Puerto de Barranquilla.....	14
Figura 2.7.	Puerto Bahía de Cartagena	15
Figura 2.8.	Comparación del potencial de mercado de los combustibles basados en hidrógeno verde “hechos en Colombia” según tipo de demanda.....	19
Figura 2.9.	Cadena de valor general para una configuración de proyecto de amoníaco verde en las ubicaciones portuarias	21
Figura 2.10.	Cadena de valor general para una configuración de proyecto de metanol verde en las ubicaciones portuarias.	23
Figura 3.1.	Izquierda: mapa del potencial de generación de energía solar fotovoltaica, kWh/kWp por día; Derecha: mapa de velocidades del viento a una altura de 100 metros en un radio de 100 km	27
Figura 3.2.	Comparación de los precios de mercado del amoníaco verde, metanol verde, amoníaco gris y metanol gris	31
Figura 3.3.	Desglose del CAPEX y OPEX para los dos proyectos prioritarios en Cartagena.....	33
Figura 3.4.	Desglose del CAPEX y OPEX para los dos proyectos prioritarios en Barranquilla.....	33
Figura 4.1.	Marco de seis ejes de la hoja de ruta para proyectos emblemáticos	39
Figura 4.2.	Horizonte temporal para las acciones recomendadas en la hoja de ruta para proyectos emblemáticos	40
Figura 4.3.	Estructura potencial para un mecanismo de gobernanza	43
Figura 5.1.	Metáfora del rompecabezas de la economía del hidrógeno verde, con piezas faltantes marítimas y no marítimas	49

Lista de tablas

Tabla 2.1.	Criterios, subcriterios y ponderaciones aplicadas en el análisis multicriterio de la Etapa 1.....	9
Tabla 2.2.	Resultados finales de la evaluación preliminar de alto nivel en la Etapa 1	11
Tabla 2.3.	Características clave de cada puerto priorizado en la Etapa 2	12
Tabla 2.4.	Demanda de combustibles marítimos basados en hidrógeno verde en los puertos priorizados de Colombia.....	16
Tabla 2.5.	Demanda de la industria local en las zonas portuarias priorizadas de Colombia.....	17
Tabla 2.6.	Demanda de importación de hidrógeno en países y regiones clave	18
Tabla 3.1.	Parámetros técnicos optimizados de las configuraciones de las siete configuraciones prioritarias de proyecto	27
Tabla 3.2.	Costos nivelados, CAPEX y OPEX de cada configuración prioritaria de proyecto.....	30
Tabla 3.3.	Comparación de los principales resultados del análisis financiero en el escenario base	34
Tabla 3.4.	Parámetros clave para los escenarios utilizados en el análisis de sensibilidad de la viabilidad financiera	35
Tabla 4.1.	Principales desafíos o brechas identificados para el desarrollo posterior de los proyectos	40

Agradecimientos

Este informe de síntesis resume los principales hallazgos y conclusiones clave de tres productos analíticos: un informe de la Etapa 1, un informe de la Etapa 2 y un informe de hoja de ruta para proyectos emblemáticos (“Lighthouse Roadmap”). La elaboración de este informe fue liderada por el Departamento Nacional de Planeación de Colombia y el Banco Mundial, con el apoyo técnico de Hinicio, Cenit y la Universidad de los Andes.

- El equipo del Departamento Nacional de Planeación responsable de este informe de síntesis estuvo liderado por Nicolás Rincón Munar e integrado por Sandra Milena Téllez Gutiérrez, Khadir Rashid Kairuz Díaz, Rosario González Celis, Néstor Ríos Ramírez y Rafael Arias Cano.
- El equipo del Banco Mundial responsable de este informe de síntesis estuvo liderado por Dominik Englert e integrado por Yoomin Lee, Adil Fazgaga El Habti, Simona Sulikova, Fernando Hoyos (todos del Banco Mundial) y María López Conde (Corporación Financiera Internacional).
- El equipo de Hinicio estuvo liderado por Pilar Henríquez e integrado por Juan Pablo Zúñiga, Luis Parra, Leonardo Pérez, Carlos Fernández y Felipe Bonilla.
- El equipo de Cenit fue liderado por Sergi Saurí Marchán, con la participación de Francesc Gasparín Casajust y Matteo Boschian Cuch.
- El equipo de la Universidad de los Andes estuvo liderado por Gordon Wilmsmeier, con la participación de Ricardo Sánchez, Nicanor Quijano, Guillermo Jiménez y Diana Liseth Trujillo Rodríguez.

El equipo del Banco Mundial expresa su especial agradecimiento a los revisores técnicos David Vilar, Rohan Shah, Silvia Carolina López Rocha (todos del Banco Mundial) y David Blázquez (Corporación Financiera Internacional), por sus valiosos comentarios.

Asimismo, el Banco Mundial agradece la orientación estratégica y el acompañamiento brindado durante el desarrollo de este informe de síntesis por parte de Nicolas Peltier, Peter Siegenthaler, Binyam Reja, Bianca Bianchi Alves, Manuel Luengo, Leonardo Canon Rubiano y Ellin Ivarsson (todos del Banco Mundial).

Este informe contó con el generoso financiamiento de PROBLUE, un fondo fiduciario multidonante administrado por el Banco Mundial, que respalda el desarrollo sostenible e integrado de los recursos marinos y costeros en océanos saludables, así como del *Public-Private Infrastructure Advisory Facility* (PPIAF), que apoya a los gobiernos de países en desarrollo en el fortalecimiento de políticas, regulaciones e instituciones para una infraestructura sostenible con participación del sector privado.



Siglas

APP	Alianza Público-Privada (<i>Public-Private Partnership</i>)
CAPEX	Gastos de capital (<i>Capital Expenditure</i>)
CO₂	Dióxido de carbono
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
DIMAR	Dirección General Marítima
DNP	Departamento Nacional de Planeación
eq	Equivalente
ESMAP	Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>)
GEI	Gases de Efecto Invernadero (<i>Greenhouse Gas</i>)
H₂	Hidrógeno
H₂O	Agua
IEA	Agencia Internacional de Energía (<i>International Energy Agency</i>)
LCOA	Costo Nivelado del Amoníaco (<i>Levelized Cost of Ammonia</i>)
LCOH	Costo Nivelado del Hidrógeno (<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>)
LCOM	Costo Nivelado del Metanol (<i>Levelized Cost of Methanol</i>)
LF	Factor de Carga (<i>Load Factor</i>)
MeOH	Metanol
N₂	Nitrógeno
NH₃	Amoníaco
OMI	Organización Marítima Internacional (<i>International Maritime Organization</i>)
OPEX	Gastos operativos (<i>Operational Expenditure</i>)

POFPA	Plan de Ordenamiento Físico Portuario y Ambiental
TIR	Tasa Interna de Retorno (<i>Internal Rate of Return</i>)
UE	Unión Europea (<i>European Union</i>)
US\$	Dólar estadounidense
VAN	Valor Actual Neto (<i>Net Present Value</i>)
WACC	Costo Promedio Ponderado de Capital (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>)

Todos los montos monetarios están expresados en dólares estadounidenses (US\$), salvo que se indique lo contrario

Resumen ejecutivo

Antecedentes

El Banco Mundial aborda la descarbonización del transporte marítimo internacional desde dos enfoques interrelacionados. A nivel global, apoya el proceso de formulación de políticas de la Organización Marítima Internacional (OMI) mediante análisis técnicos y asesoría especializada. A nivel nacional, el Banco Mundial asiste a sus países miembros en la identificación de oportunidades de negocio y desarrollo. En este contexto, Colombia ha sido identificada como uno de los países con mayor potencial para convertirse en un futuro proveedor de combustibles marítimos basados en hidrógeno verde para la flota global de embarcaciones.

Como parte de esta colaboración con el Gobierno de Colombia, el Banco Mundial apoyó la elaboración de estudios de prefactibilidad en cuatro ubicaciones portuarias: Cartagena, Barranquilla, Puerto Brisa y Puerto Bolívar. El objetivo fue comprender las oportunidades, desafíos y requisitos para el desarrollo de cadenas de valor de combustibles marítimos verdes¹ en Colombia. Al poner estos hallazgos a disposición de actores tanto del sector público como del privado, los estudios se consolidan como uno de los múltiples insumos necesarios para aprovechar esta oportunidad de crecimiento única para el país.

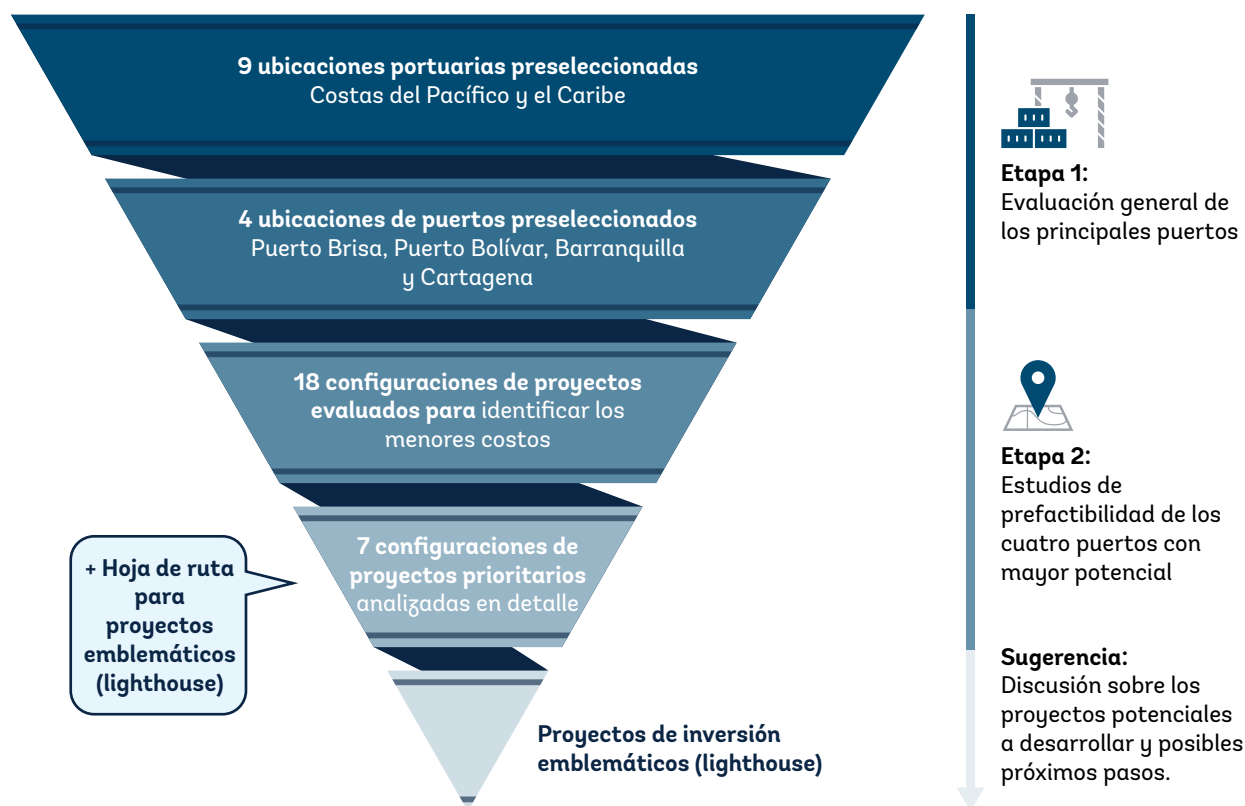
Entre diciembre de 2023 y noviembre de 2024, se celebraron dos talleres presenciales con partes interesadas—que reunieron a más de 100 expertos colombianos e internacionales—, así como diversas mesas de trabajo y encuentros técnicos en eventos sobre hidrógeno verde, lo cual enriqueció significativamente este proceso. En el Anexo 1 se presenta una lista de los principales actores involucrados.

Este informe expone los principales hallazgos y conclusiones de la iniciativa liderada por el Banco Mundial, destacando la oportunidad de Colombia para posicionarse como un actor clave a nivel global en el suministro de combustibles basados en hidrógeno verde para el transporte marítimo y otros sectores.

Este análisis evaluó la incipiente economía del hidrógeno verde en Colombia desde la perspectiva del transporte marítimo. Con el transporte marítimo y los puertos como eje central, el estudio exploró el potencial de producir, almacenar, suministrar y exportar combustibles basados en hidrógeno verde desde los puertos del país, resaltando así sus esfuerzos en materia de sostenibilidad. La Figura E1 ilustra un enfoque en dos etapas diseñado para responder a tres preguntas clave:

- i. ¿Cuáles son las ubicaciones portuarias en Colombia con mayor potencial para integrarse en futuras cadenas de valor de combustibles basados en hidrógeno verde?
- ii. ¿Cuál sería la viabilidad técnica y financiera de posibles proyectos de inversión emblemáticos en estas ubicaciones portuarias?
- iii. ¿Qué acciones deberían emprender los sectores público y/o privado para desarrollar estos posibles proyectos de inversión emblemáticos?

¹ Un combustible marítimo verde se refiere a aquellos combustibles utilizados en el transporte marítimo que logran emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) —particularmente dióxido de carbono (CO₂)— mínimas o nulas a lo largo de todo su ciclo de vida, desde la producción hasta la combustión. Esta definición incluye tanto las emisiones directas provenientes de la combustión del combustible como las emisiones indirectas derivadas de su producción, procesamiento y distribución.

Figura E1. Descripción general del enfoque en dos etapas aplicado en el análisis realizado

Fuente: Banco Mundial.

Los principales hallazgos y conclusiones pueden resumirse en cinco mensajes clave:

1. La descarbonización del transporte marítimo dependerá de los combustibles basados en hidrógeno verde, y la economía global del hidrógeno verde dependerá del transporte marítimo.

A medida que el transporte marítimo internacional avanza hacia su descarbonización conforme a los compromisos climáticos adoptados por la Organización Marítima Internacional (OMI), las embarcaciones utilizarán una nueva generación de combustibles, conocidos como combustibles búnker² cero emisiones. Estos nuevos combustibles serán, con alta probabilidad, biocombustibles o combustibles producidos a partir de hidrógeno verde (H₂) generado mediante energía eólica y solar, como el amoníaco verde (NH₃) y el metanol verde (MeOH). Los combustibles derivados del hidrógeno verde tienen un potencial de escalabilidad mucho mayor. Asimismo, otras industrias globales (como la química, la de fertilizantes, la siderúrgica, la aviación y el transporte de carga pesada) también requerirán hidrógeno verde y sus derivados para poder descarbonizarse. En este escenario, los buques y los puertos jugarán un papel clave, ya que serán los encargados de conectar centros de producción de bajo costo con abundante disponibilidad de energía renovable (por ejemplo, en América Latina) con centros de consumo de alta demanda y restricciones energéticas (por ejemplo, en Europa o Asia Oriental), posibilitando así el comercio global de combustibles basados en hidrógeno verde.

² El *bunkering* es el término técnico que se utiliza para referirse al suministro de combustible (de cualquier tipo) destinado al uso en embarcaciones. Este combustible suele denominarse combustible búnker. El término *bunkering* proviene de la época de los barcos a vapor, cuyo carbón se almacenaba en compartimentos llamados búnkers, o *bunkers*.

2. A partir de un análisis en dos etapas, se identificaron siete oportunidades clave de inversión para proyectos emblemáticos de hidrógeno verde a lo largo de la costa Caribe colombiana.

Tras una evaluación preliminar de las principales ubicaciones portuarias del país, se seleccionaron cuatro para un análisis más detallado. Esta selección se basó en criterios como disponibilidad de recursos energéticos, infraestructura, seguridad, aspectos ambientales y sociales, entre otros. Las ubicaciones priorizadas fueron: Puerto Bolívar, Puerto Brisa (ambos en La Guajira), el puerto de Barranquilla (Atlántico) y Cartagena (específicamente, Puerto Bahía, ubicado en las cercanías de Cartagena). En estas ubicaciones portuarias con alto potencial, se diseñaron dieciocho configuraciones de proyecto, de las cuales se seleccionaron siete como prioritarias, con miras a iniciar operaciones comerciales en 2032. Se llevaron a cabo estudios de prefactibilidad detallados para la producción, almacenamiento, suministro y exportación de amoníaco verde (NH_3) y metanol verde (MeOH) en Cartagena, Barranquilla, Puerto Brisa y Puerto Bolívar. Cabe señalar que, en los dos últimos puertos, solo se evaluó la viabilidad del amoníaco verde. La menor cantidad de configuraciones prioritarias de metanol verde, en comparación con las de amoníaco, se debe a la necesidad crítica de contar con un suministro confiable y sostenible de biomasa para los proyectos de MeOH .

3. Las mayores oportunidades comerciales para los combustibles basados en hidrógeno verde derivados de estos proyectos potenciales se encuentran principalmente en la exportación, seguidas por la demanda para bunkering.

El análisis de demanda reveló que el mercado de exportación representará probablemente el mayor potencial para comercializar combustibles basados en hidrógeno verde “hechos en Colombia”. Esta demanda —que podría alcanzar hasta 12.000 kilotoneladas (kt) de H_2 equivalente (eq) en 2030 y 59.000 kt de H_2 eq en 2050— corresponde principalmente a exportaciones hacia la Unión Europea, Japón y Corea del Sur, así como a Panamá, país que busca posicionarse como centro de distribución de combustibles verdes. En una escala mucho menor, la demanda proveniente de embarcaciones internacionales que recalán en las cuatro ubicaciones portuarias analizadas ocuparía el segundo lugar. Esta podría ascender a 30,7 kt de H_2 eq en 2030 y 675 kt en 2050. Por último, la industria local ubicada en estas zonas portuarias podría requerir hidrógeno verde y sus derivados en el orden de 7,0 kt de H_2 eq en 2030 y 188,4 kt en 2050.

4. La viabilidad financiera de los proyectos prioritarios depende en gran medida de los precios futuros de los combustibles basados en hidrógeno verde, los cuales están determinados por decisiones de política internacional.

Asumiendo una producción anual aproximada de 50 kilotoneladas de H_2 -eq, los siete proyectos prioritarios se estimaron con inversiones de capital (CAPEX) que oscilan entre US\$1.600 millones (Puerto Bolívar, amoníaco verde) y US\$2.700 millones (Cartagena, amoníaco verde). En el escenario base, casi todos los proyectos prioritarios se consideraron financieramente viables, con una tasa interna de retorno (TIR) estimada entre el 14% y el 24%. Este escenario parte del supuesto de precios promedio con prima verde (green premium), es decir, precios que los compradores futuros —principalmente europeos— estarían dispuestos a pagar por el amoníaco o el hidrógeno verde. Sin embargo, el análisis de sensibilidad también mostró que, ante precios más bajos para la prima verde, o incluso precios de mercado similares a los de sus equivalentes grises, todos los proyectos dejarían

de ser financieramente viables y requerirían apoyo público en una fase inicial. En última instancia, los precios futuros de los combustibles basados en hidrógeno verde dependerán en gran medida de las decisiones de política climática adoptadas por la Unión Europea, Japón, Corea del Sur y la Organización Marítima Internacional. Si bien puede resultar más complejo incidir desde las políticas nacionales o regionales, el Gobierno de Colombia puede influir estratégicamente en las decisiones internacionales que se tomen en el marco de la OMI.

5. A partir de las recomendaciones de la hoja de ruta para proyectos emblemáticos, tanto el sector público como el privado pueden maximizar la contribución de los puertos colombianos al desarrollo de una economía nacional del hidrógeno verde.

El análisis permitió elaborar una hoja de ruta estratégica para proyectos emblemáticos (*lighthouse roadmap*), estructurada en torno a seis ejes de acción: (1) Gobernanza, (2) Regulación, (3) Cadena de valor, (4) Mercado, (5) Social y ambiental, y (6) Financiero y económico. La hoja de ruta pone especial énfasis en la creación de un entorno habilitante para el desarrollo de cadenas de valor basadas en hidrógeno verde en Colombia, ofreciendo recomendaciones concretas y aplicables tanto para el sector público como para el privado, con el fin de abordar desafíos clave y cerrar brechas existentes. Entre las recomendaciones destacan: la creación de un nuevo mecanismo de gobernanza para las cadenas de valor del hidrógeno verde en Colombia; la introducción de un marco regulatorio adecuado; y una gestión estratégica de los aspectos sociales y ambientales, con especial atención a las comunidades indígenas locales. Otras recomendaciones incluyen explorar opciones de financiamiento como la creación de un fondo público de inversión —siguiendo el modelo de CORFO³ en Chile—, la colaboración con la 10 GW Clean Hydrogen Initiative, o el trabajo conjunto con el nuevo Fondo de Transición Energética del Banco Mundial.

³ CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) es la agencia de desarrollo económico de Chile. En conjunto con el Banco Mundial y otras instituciones financieras de desarrollo, CORFO estableció en 2023 un fondo de financiamiento combinado (*blended finance*) para proyectos de hidrógeno verde en Chile.

01



Contexto

- El transporte marítimo y la economía del hidrógeno verde son interdependientes.
- Las embarcaciones se perfilan como grandes consumidoras de combustibles basados en hidrógeno verde, como el amoníaco verde o el metanol verde, a medida que el sector reduce sus emisiones de gases de efecto invernadero.
- Del mismo modo, el transporte marítimo y los puertos serán fundamentales para conectar centros de producción de bajo costo con centros de consumo de alta demanda de hidrógeno verde y sus derivados a nivel global.
- Como facilitadores de la economía del hidrógeno verde, se espera que los puertos suministren combustibles basados en hidrógeno verde a las embarcaciones, abastezcan a la industria local y contribuyan a su exportación hacia mercados internacionales.

1.1. El transporte marítimo se descarbonizará mediante combustibles basados en hidrógeno verde

El transporte marítimo es fundamental para el comercio global y el crecimiento económico de los países. Por ejemplo, Colombia, con una extensa costa de más de 3.200 km a lo largo del Caribe y el Pacífico, posee un gran potencial económico gracias a su posición geográfica estratégica, que le permite acceder directamente a los principales mercados de Asia, América del Norte y Europa. Solo los puertos del Caribe movilizan alrededor del 95% de las exportaciones del país (más de 90 millones de toneladas) y entre el 64% y el 70% de las importaciones (DIAN, 2020; Supertransporte, 2023).

Si bien es un habilitador clave para la economía global, el transporte marítimo internacional también contribuye significativamente al cambio climático. Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los buques representan aproximadamente el 2,9% de las emisiones globales de GEI, es decir, cerca de 1.100 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO_2)eq por año (OMI, 2020). Si el transporte marítimo fuera un país, estaría entre los diez mayores emisores de GEI a nivel mundial. En 2023, la Organización Marítima Internacional (OMI) estableció ambiciosas metas de descarbonización para el transporte marítimo internacional. Entre ellas se incluye, por ejemplo, el objetivo de descarbonizar completamente la flota internacional hacia 2050, así como garantizar que al menos entre el 5% y el 10% de la matriz energética del transporte marítimo internacional provenga de tecnologías, combustibles y/o fuentes energéticas con cero o casi cero emisiones de GEI para 2030.

Descarbonizar el sector exigirá una profunda transición energética que deje atrás los combustibles fósiles—principalmente el petróleo, con una participación menor del gas natural—en favor de combustibles marítimos verdes. Además de los biocombustibles, estos futuros combustibles verdes incluyen aquellos derivados del hidrógeno verde (H_2), como el amoníaco verde (NH_3) y el metanol verde (MeOH), ambos producidos a partir de hidrógeno verde.⁴ Si todos los combustibles verdes que requerirá el transporte marítimo en 2030 se basaran en hidrógeno, se necesitarían entre 5 y 10 millones de toneladas de hidrógeno verde (OMI, 2023; cálculos del Banco Mundial). En comparación, la demanda global actual de hidrógeno —casi exclusivamente gris⁵— se estima en aproximadamente 100 millones de toneladas por año (IEA, 2024).

Con políticas rigurosas, los combustibles basados en hidrógeno verde se consideran la alternativa más prometedora para descarbonizar el transporte marítimo a gran escala. Es probable que se prefieran frente a los biocombustibles, que suelen generar dudas sobre su sostenibilidad y compiten por la demanda con otros sectores como la aviación. En el caso del transporte marítimo de larga distancia, también se prevé que se impongan frente a la electrificación, debido a las limitaciones técnicas de esta última en cuanto a los elevados requerimientos de potencia y espacio de almacenamiento que presentan los buques oceánicos (Banco Mundial, 2021). Con el objetivo de descarbonización total establecido por la OMI, el transporte marítimo internacional podría generar una demanda significativa y estable de combustibles basados en hidrógeno verde a nivel mundial.

Junto al transporte marítimo, otros sectores económicos también necesitarán combustibles basados en hidrógeno verde para descarbonizarse. Hasta ahora, el hidrógeno (gris) se ha utilizado principalmente en refinerías e industrias químicas, en particular en la producción de fertilizantes. En una economía global en proceso de descarbonización, la producción de fertilizantes basada en amoníaco verde cobrará una relevancia creciente. Además, se espera que sectores como las industrias pesadas (sustituyendo el coque por hidrógeno verde), la aviación (reemplazando el queroseno fósil por queroseno sintético) e incluso el transporte de carga por carretera (sustituyendo el diésel) generen una demanda considerable a gran escala.

⁴ El hidrógeno verde es el hidrógeno producido mediante electrólisis del agua, utilizando electricidad renovable o biomasa. En otros contextos, también puede denominarse hidrógeno renovable.

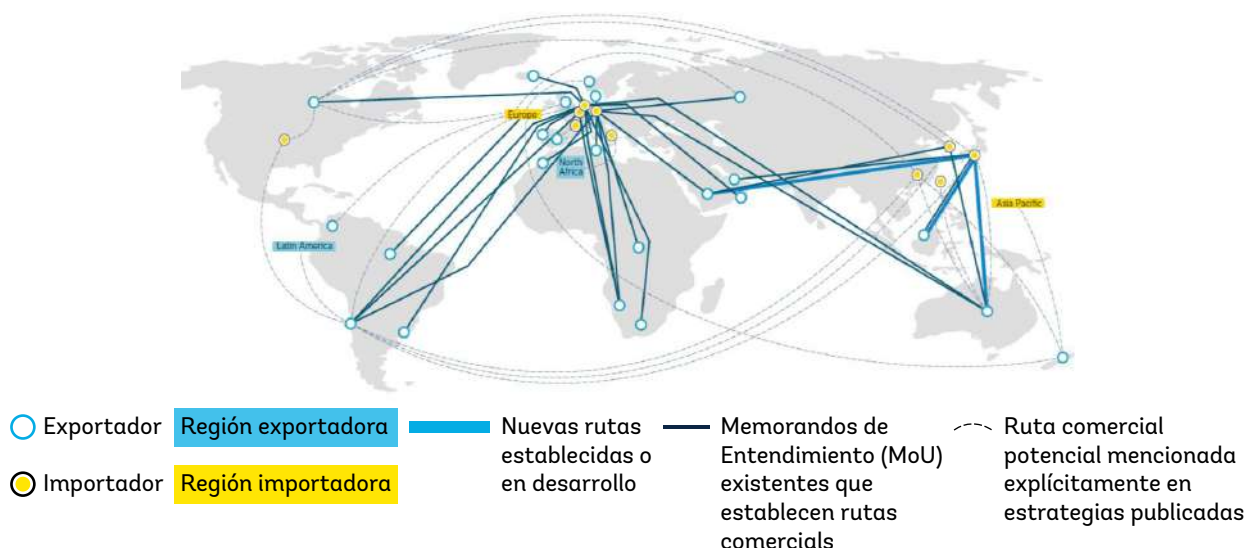
⁵ En este contexto, se considera hidrógeno gris el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, en la mayoría de los casos gas natural.

1.2. Comercio marítimo de hidrógeno verde y sus derivados

Muchos países en desarrollo, incluida Colombia, son señalados como potenciales líderes en la producción de hidrógeno verde al costo más competitivo a nivel mundial. En términos generales, la generación de electricidad renovable representa la mayor parte (alrededor del 80%) de las necesidades totales de inversión para la producción de hidrógeno verde (ESMAP et al., 2023), seguida por los electrolizadores. Por tanto, se estima que los países en desarrollo con abundantes recursos de energía renovable, en particular solar y eólica, tendrán el costo nivelado más bajo de producción de hidrógeno verde (IEA, 2023). Se prevé que los futuros centros de producción de hidrógeno verde a bajo costo se ubiquen en América Latina, África del Norte y del Sur, Medio Oriente y Oceanía. Algunas regiones de Colombia figuran entre las ubicaciones con mayor potencial del mundo para la producción de hidrógeno verde a bajo costo.

Desde una perspectiva económica, resulta altamente beneficioso conectar a estos países con capacidad de producción a bajo costo con aquellos dispuestos a pagar precios más elevados. En contraste con los centros de producción de bajo costo —ubicados principalmente en países en desarrollo—, se espera que los centros de consumo de alta demanda de combustibles basados en hidrógeno verde surjan en Europa (principalmente en Europa Central y del Este) y en Asia Oriental (particularmente Japón y Corea del Sur) (IRENA, 2022). Para maximizar los beneficios mutuos, será necesario conectar estos centros de producción y consumo de forma eficiente en costos, facilitando así la exportación, importación y comercio global de combustibles basados en hidrógeno verde. Tal como se ilustra en la Figura 1.1, en la mayoría de los casos, este comercio global se realizará por vía marítima.

Figura 1.1. Proyecciones sobre los centros de producción de bajo costo y los centros de consumo de alta demanda de hidrógeno verde en el futuro



Fuente: IRENA (2022).

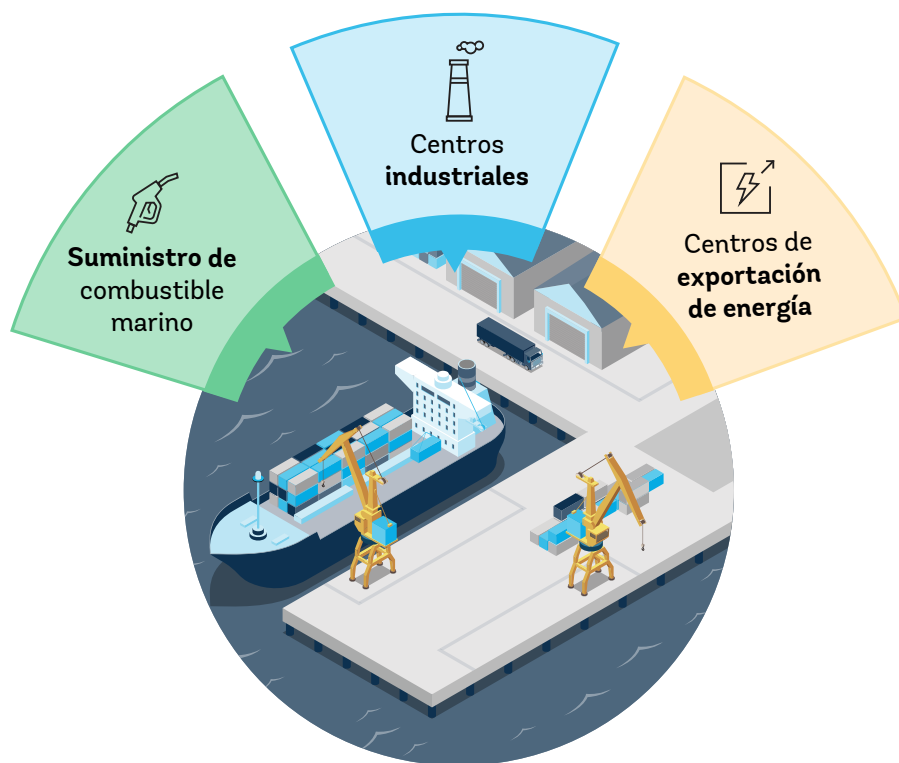
Así, los buques desempeñarán un papel clave no solo como consumidores de combustibles basados en hidrógeno verde, sino también como distribuidores globales de estos, contribuyendo así a la descarbonización más amplia de la economía mundial. En aquellos casos donde los gasoductos sean técnica o financieramente inviables, el transporte marítimo —a través de los buques y los puertos— será la única solución realista para viabilizar el comercio global de combustibles basados en hidrógeno verde. Esto posiciona a los buques como distribuidores esenciales y a los puertos como nodos estratégicos de importación y exportación de hidrógeno verde, sus derivados y sus componentes técnicos.

1.3. Los puertos como habilitadores de la economía del hidrógeno verde

Los puertos desempeñarán un papel crucial como habilitadores en la mayoría de los países, facilitando la consolidación de economías basadas en el hidrógeno verde. Se espera que cumplan funciones clave en la construcción de cadenas de valor del hidrógeno verde a nivel local, nacional e internacional, de manera eficiente en costos. En muchos casos, los puertos serán el único medio viable para permitir el suministro y la demanda a gran escala de hidrógeno verde y sus derivados.

En el lado de la demanda, se espera que los puertos desempeñen un triple papel, atendiendo al transporte marítimo, a la industria local y a la demanda de exportación. La Figura 1.2 ilustra este punto. Primero, los puertos continuarán ejerciendo su función tradicional como centros de abastecimiento de combustible (*bunkering*) para el transporte marítimo, suministrando combustible a las embarcaciones. Si bien durante décadas este combustible ha sido mayoritariamente petróleo, los compromisos de descarbonización del sector requerirán que cada vez más buques se abastezcan con combustibles basados en hidrógeno verde, como el amoníaco verde o el metanol verde. Segundo, los puertos suelen estar ubicados estratégicamente en zonas industriales o próximas a ellas. Estas zonas albergan, en muchos casos, actividades industriales relevantes como la industria química, de fertilizantes, del hierro y acero, la aviación o el transporte de carga pesada. Todas estas actividades también requerirán combustibles basados en hidrógeno verde para cumplir con sus propios compromisos climáticos. En este contexto, los puertos pueden actuar como agregadores estratégicos de la demanda local. Tercero, y probablemente más importante, los puertos serán fundamentales para facilitar la exportación marítima de hidrógeno verde y sus derivados hacia mercados internacionales a gran escala.

Figura 1.2. La triple función de los puertos en la cadena de valor del hidrógeno verde



Desde el lado de la oferta de hidrógeno, los puertos son con frecuencia las únicas puertas de entrada viables para el transporte de componentes técnicos a gran escala. En el contexto de la construcción de una cadena de valor del hidrógeno verde, esto aplica especialmente a componentes energéticos como aspas de aerogeneradores, turbinas eólicas, paneles solares o electrolizadores. En muchos casos, estos equipos deben fabricarse en el extranjero e importarse por vía marítima. Posteriormente, suelen requerir transporte hacia zonas costeras remotas, que si bien cuentan con excelentes condiciones para la generación de energía renovable, presentan deficiencias en infraestructura de transporte terrestre.

Colombia tiene el potencial de convertirse en un actor clave en el mercado internacional del hidrógeno. Según el Banco Interamericano de Desarrollo (Gischler et al., 2023), para el año 2030, se espera que el costo nivelado promedio de producción de hidrógeno (LCOH) en Colombia sea de aproximadamente US\$3 por kilogramo de hidrógeno (H_2). Este valor es inferior al estimado para Costa Rica, Panamá, Sudáfrica y Trinidad y Tobago (entre US\$3 y US\$6 por kg de H_2), aunque superior al promedio proyectado para Argentina, Brasil, Chile, Namibia y Uruguay (entre US\$1,5 y US\$3 por kg de H_2).

Estas cifras nacionales promedio ocultan variaciones regionales. La Agencia Internacional de Energía (IEA, 2024) destaca que la costa Caribe de Colombia —en particular sus zonas más septentrionales— probablemente alcance niveles de LCOH comparables con las mejores áreas del sur de Argentina y Chile, e incluso ligeramente mejores que los de los países del Golfo Árabe. Otras regiones no caribeñas del país mantienen niveles aceptables de LCOH, aunque la costa Pacífica resulta menos competitiva cuando se privilegia la generación a partir de fuentes renovables como la solar y la eólica, y no la bioenergía.

Desde una perspectiva de políticas públicas, el Gobierno de Colombia ya ha dado pasos importantes en el desarrollo de su economía nacional del hidrógeno verde. Reconociendo su abundante potencial en energías renovables, su ubicación geográfica estratégica y su infraestructura energética y de transporte —tanto existente como planificada—, el Gobierno ha avanzado en la formulación de políticas y estrategias clave desde un enfoque marítimo. Entre ellas se incluyen, entre otras, la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde (Ministerio de Minas y Energía, 2022), la Hoja de Ruta de la Energía Eólica Offshore y el CONPES 4118 de 2023 sobre desarrollo portuario sostenible. Estas iniciativas han comenzado a construir un marco de acción sólido, propicio tanto para fomentar un clima de inversión favorable como para el desarrollo de proyectos de infraestructura sostenible.

02



Evaluación de la prefactibilidad

- El análisis se dividió en dos etapas. La Etapa 1 consistió en una evaluación preliminar de alto nivel de nueve principales ubicaciones portuarias en Colombia. La Etapa 2 se centró en cuatro puertos seleccionados (Cartagena, Barranquilla, Puerto Brisa y Puerto Bolívar) identificados como los de mayor potencial para la producción, almacenamiento, suministro y exportación de combustibles basados en hidrógeno verde.
- El análisis de demanda en Colombia concluyó que, con amplia diferencia, el mayor potencial de mercado se encuentra en la exportación de hidrógeno verde o sus derivados hacia mercados como la Unión Europea, Japón o Corea del Sur. Este potencial estaría seguido por la demanda de *bunkering* para embarcaciones, y, en menor medida, por la demanda de la industria local.
- El análisis se enfocó en el desarrollo de cadenas de valor para amoníaco verde y/o metanol verde, con una capacidad de producción estimada en aproximadamente 50.000 toneladas anuales de hidrógeno verde en cada una de las ubicaciones portuarias priorizadas.

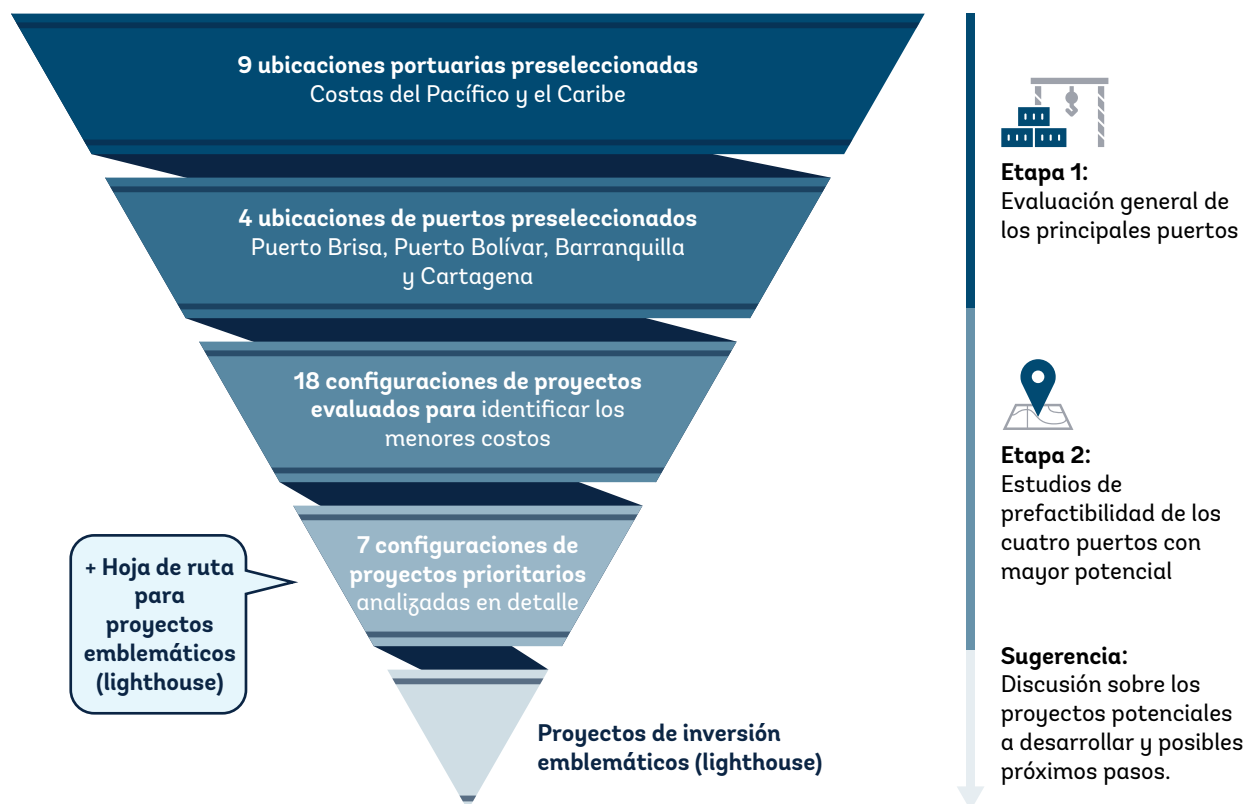
El Gobierno de Colombia⁶ y el Banco Mundial unieron esfuerzos para explorar el papel del sector portuario colombiano en la naciente economía del hidrógeno del país. El objetivo fue identificar y evaluar preliminarmente la viabilidad de proyectos de inversión emblemáticos (*lighthouse projects*) para producir, almacenar, suministrar y exportar combustibles basados en hidrógeno verde, como el amoníaco o el metanol verde, desde los puertos colombianos. Con ese propósito, el análisis conjunto se estructuró en dos etapas sucesivas.

La **Etapa 1** consistió en una evaluación preliminar de alto nivel de nueve principales ubicaciones portuarias en Colombia.

La **Etapa 2** se enfocó en cuatro ubicaciones portuarias —Cartagena, Barranquilla, Puerto Brisa y Puerto Bolívar— que presentan el mayor potencial para producir, almacenar, suministrar y exportar combustibles basados en hidrógeno verde a partir de la década de 2030.

La Figura 2.1 muestra la estructura en dos etapas del análisis.

Figura 2.1. Descripción general del enfoque de dos etapas del análisis realizado



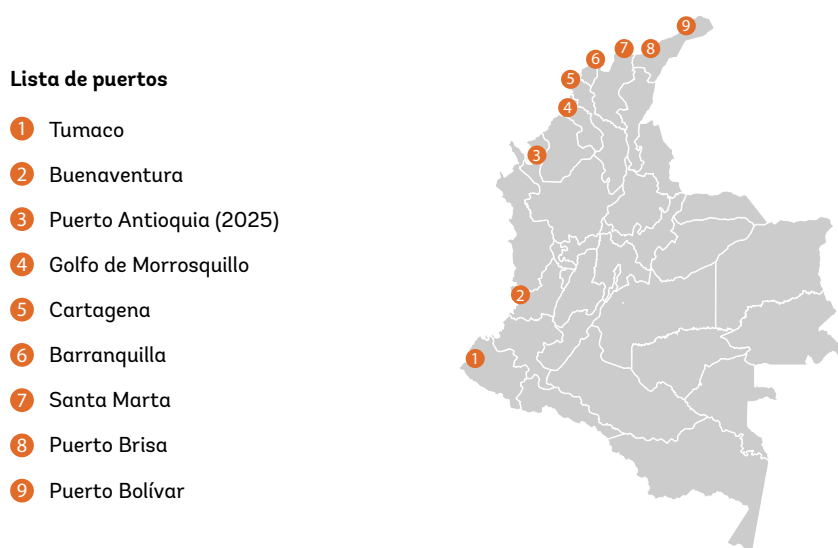
Fuente: Banco Mundial.

⁶ La colaboración se llevó a cabo principalmente con el Departamento Nacional de Planeación, que coordinó estrechamente con el Ministerio de Transporte, la Agencia Nacional de Infraestructura, la Dirección General Marítima (DIMAR), el Ministerio de Minas y Energía y otras entidades gubernamentales relevantes.

2.1. Etapa 1: evaluación preliminar de alto nivel de las principales ubicaciones portuarias

Durante la Etapa 1, el análisis abarcó todas las principales ubicaciones portuarias de Colombia, evaluando su potencial para producir, almacenar, suministrar y exportar combustibles basados en hidrógeno verde en el futuro. Esta evaluación preliminar de alto nivel consideró los puertos de Tumaco y Buenaventura en la costa Pacífica, así como Antioquia⁷, Morrosquillo, Cartagena, Barranquilla, Santa Marta, Puerto Brisa y Puerto Bolívar en la costa Caribe. La Figura 2.2 presenta una visión geográfica de las nueve ubicaciones portuarias colombianas consideradas.

Figura 2.2. Reseña de las nueve principales ubicaciones portuarias de Colombia



Fuente: Banco Mundial.

Con base en un análisis multicriterio,⁸ esta evaluación preliminar estimó el potencial individual de cada ubicación portuaria para el desarrollo de combustibles basados en hidrógeno verde en el corto y mediano plazo. Tal como se indica en la Tabla 2.1, se definieron siete criterios clave con sus respectivos subcriterios, a partir de un proceso de consulta que incluyó un taller realizado en Bogotá con actores clave del sector.

El criterio principal “C2: Potencial e infraestructura energética” recibió el mayor peso relativo por dos razones fundamentales:

1. Desde la perspectiva financiera de cualquier proyecto emblemático futuro, este criterio se percibió como el más relevante, y por tanto, esencial para atraer inversiones.
2. A diferencia de otros criterios clave, el costo nivelado del hidrógeno —que depende principalmente del potencial eólico y solar disponible en cada ubicación— se consideró el más difícil de modificar o mejorar por parte de los desarrolladores o formuladores de política.

⁷ Puerto Antioquia aún estaba en construcción al momento de realizarse el análisis.

⁸ Para el análisis multicriterio se utilizó la técnica del Proceso de Análisis Jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés). El AHP, desarrollado por Thomas L. Saaty, simplifica la toma de decisiones complejas estructurándolas en una jerarquía de criterios y alternativas. Este método evalúa las alternativas mediante comparaciones por pares frente a cada criterio, lo que aporta claridad y rigor al proceso de toma de decisiones.

Un resumen completo de todos los criterios, subcriterios y ponderaciones relativas aplicadas puede consultarse en el Anexo 2.

Tabla 2.1. Criterios, subcriterios y ponderaciones aplicadas en el análisis multicriterio de la Etapa 1

Criterio	Ejemplos de los principales subcriterios	Peso
C1: Infraestructura portuaria	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura adecuada para manejar el calado de embarcaciones Disponibilidad de terrenos y planes de desarrollo/expansión portuaria 	15%
C2: Potencial e infraestructura energética	<ul style="list-style-type: none"> Costo nivelado del hidrógeno proyectado para 2030 y 2050 Recursos hídricos y existencia de líneas de transmisión cercanas 	45%
C3: Seguridad	<ul style="list-style-type: none"> Vulnerabilidad de la infraestructura o exposición al cambio climático Radio de seguridad para el manejo de sustancias explosivas o tóxicas 	5%
C4: Financiero y económico	<ul style="list-style-type: none"> Inversión extranjera directa y existencia de zona franca Volumen de tráfico y existencia de compradores locales alternativos (<i>off-takers</i>) 	15%
C5: Medioambiental	<ul style="list-style-type: none"> Existencia y tipo de licencias para productos químicos Presencia de áreas de protección ambiental 	7,5%
C6: Social	<ul style="list-style-type: none"> Existencia de grupos étnicos o comunidades protegidas Disponibilidad de mano de obra calificada 	7,5%
C7: Político	<ul style="list-style-type: none"> Desempeño institucional Existencia de consulta previa en proyectos energéticos o portuarios 	5%

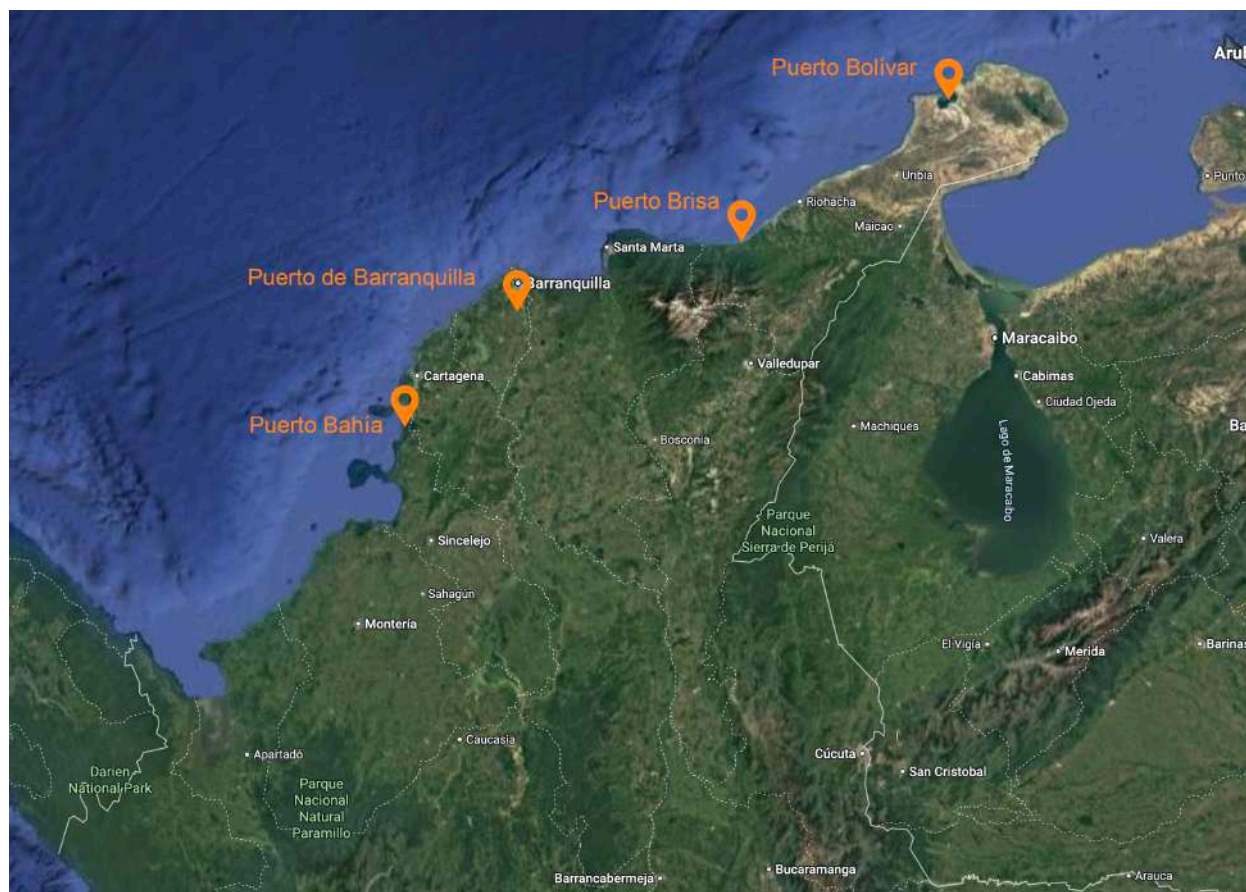
Fuente: Banco Mundial.

Esta evaluación preliminar dio como resultado la selección de cuatro ubicaciones portuarias en el Caribe colombiano:

1. Puerto Brisa (en La Guajira, entre Santa Marta y Riohacha)
2. Puerto Bolívar (en La Guajira, al este de Cabo de la Vela)
3. Barranquilla (en el departamento del Atlántico, margen oriental del río Magdalena)
4. Cartagena (en Bolívar; específicamente, Puerto Bahía, ubicado al sur de Cartagena)

Las ubicaciones geográficas exactas de los puertos seleccionados se muestran en la Figura 2.3. La clasificación final resultante de la evaluación preliminar realizada en la Etapa 1 se presenta en la Tabla 2.2. La preeminencia de los puertos del Caribe frente a los del Pacífico puede explicarse por la distribución geográfica del potencial de energías renovables en el territorio colombiano (Minenergía, 2022). Este análisis⁹ se centró en las condiciones de viento y radiación solar.¹⁰ Las mejores zonas del país en cuanto a recurso eólico —tanto terrestre como marino—, así como en recurso solar, se encuentran en la costa Caribe, especialmente en su extremo oriental hacia La Guajira. Con pocas excepciones, lo mismo aplica para el potencial solar del país.¹¹

Figura 2.3. Ubicaciones geográficas de los cuatro puertos seleccionados



Fuente: Mapas de Google. Edición del Banco Mundial. La ubicación de los puertos es solo aproximada.

⁹ Dado que se prevé el inicio de las operaciones comerciales a comienzos de la década de 2030, el análisis se centró en la energía eólica terrestre, considerada más madura que la energía eólica marina. No obstante, es importante destacar que Colombia cuenta con un excelente potencial de generación de energía eólica *offshore*, la cual podría aprovecharse a mediano y largo plazo (Minenergía, 2022).

¹⁰ Este análisis se enfocó en los combustibles basados en hidrógeno verde producidos mediante electrólisis. En teoría, el hidrógeno verde también puede producirse mediante gasificación de biomasa. Sin embargo, en el presente análisis, la gasificación de biomasa se consideró principalmente como fuente de dióxido de carbono biogénico, siendo el hidrógeno un subproducto. La bioenergía como tal estuvo fuera del alcance de este estudio, aunque sí se ha abordado en otros análisis. La bioenergía parece ser especialmente relevante para los puertos ubicados en la costa del Pacífico, donde regiones como Buenaventura cuentan con una abundante disponibilidad de biomasa.

¹¹ A diferencia del recurso eólico en Colombia, los mejores recursos solares del país no se concentran únicamente en la costa Caribe —principalmente en La Guajira—, sino que también se encuentran en los departamentos de Santander y Boyacá. Sin embargo, estos dos departamentos presentan condiciones muy desfavorables para la energía eólica, lo que impide lograr la complementariedad deseable entre viento y sol para maximizar las horas de carga plena.

Tabla 2.2. Resultados finales de la evaluación preliminar de alto nivel en la Etapa 1

#	Ubicación del puerto	Código	Puntaje individual	Puerto específico considerado
1	Puerto Brisa	P8	15,58%	Puerto Brisa
2	Puerto Bolívar	P9	14,61%	Puerto Bolívar
3	Barranquilla	P6	12,07%	Puerto de Barranquilla
4	Cartagena	P5	11,92%	Puerto Bahía
5	Santa Marta	P7	11,19%	
6	Buenaventura	P2	9,66%	
7	Antioquia	P3	9,59%	
8	Morrosquillo	P4	8,25%	
9	Tumaco	P1	7,12%	

Fuente: Banco Mundial.

2.2. Etapa 2: estudios de prefactibilidad en las cuatro ubicaciones portuarias con mayor potencial

Durante la Etapa 2, el análisis se centró en el desarrollo de estudios de prefactibilidad para las cuatro ubicaciones portuarias seleccionadas, con el fin de delinear posibles proyectos de inversión emblemáticos (*lighthouse projects*). El objetivo fue comprender en qué medida dichos proyectos podrían avanzar hacia su desarrollo en Puerto Brisa, Puerto Bolívar, Barranquilla y Cartagena, considerando aspectos financieros, técnicos, de seguridad, ambientales, sociales y regulatorios.



2.2.1 Características clave de los puertos

En la Tabla 2.3 se destacan las principales características de cada uno de los puertos preseleccionados durante la etapa 1.

Tabla 2.3. Características clave de cada puerto priorizado en la Etapa 2

Ubicación del puerto	Características principales
----------------------	-----------------------------

Puerto Brisa
(La Guajira)

Figura 2.4. Puerto Brisa



Fuente: © Puerto Brisa. Utilizada con el permiso de Puerto Brisa. Se requiere autorización adicional para su reutilización.

Puerto pequeño de granel seco, principalmente orientado a la exportación de carbón, con fuerte interés del propietario en atraer nuevos negocios (verdes)

- **Historia, ubicación y uso:** Construido entre 2011 y 2014, este puerto relativamente nuevo, de propiedad familiar y ubicado en la parte occidental de La Guajira, inició operaciones en 2015. Su actividad principal es la exportación de carbón, que llega por camión desde minas ubicadas en el interior del país.
- **Infraestructura, industria y expansión:** Cuenta con un único muelle subutilizado, que permite un calado máximo de aproximadamente 17,5 metros. Está equipado con una cinta transportadora y un cargador de chips, lo que le permitiría manejar un volumen significativamente mayor de tráfico marítimo. Además, el puerto alberga una Zona Franca de 15.000 m² con un potencial considerable para su desarrollo futuro. Actualmente, no existe industria local en las inmediaciones.

- **Recursos disponibles:** El puerto tiene acceso a recursos propios de agua dulce provenientes del río Cañas, con licencia para utilizar hasta 300 litros por segundo. El espacio adyacente para la generación de energía renovable está geográficamente limitado por la Sierra Nevada de Santa Marta al sur. No obstante, las condiciones mejoran ligeramente hacia el este.
- **Desafíos ambientales y sociales:** En el puerto se encuentran actualmente almacenados equipos para 700 MW de energía eólica terrestre —con un valor original estimado en unos US\$1.400 millones— que no han podido ponerse en operación debido a la paralización de un proyecto de energía renovable en La Guajira. Esta situación pone de manifiesto los desafíos sociales y ambientales críticos que pueden enfrentar los proyectos de energías renovables en la región, especialmente en relación con las comunidades indígenas.

Puerto Bolívar (La Guajira) **Figura 2.5. Puerto Bolívar, La Guajira**



Fuente: jvillegas, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:El_Cerrejon.jpg, con licencia CC BY-SA 4.0.

Puerto mediano de granel seco, actualmente dedicado exclusivamente a la exportación de carbón, pero ubicado en el principal punto de Colombia para la generación de energía renovable

- **Historia y uso:** Se trata del mayor puerto exportador de carbón en América Latina, ubicado en el extremo noreste de La Guajira. Está en operación al menos desde 1985, utilizando un sistema de carga directa del carbón. El puerto es operado por “El Cerrejón”, una filial de la empresa minera multinacional Glencore.
- **Infraestructura, industria y expansión:** El puerto cuenta con una línea férrea propia que transporta carbón desde la mina “El Cerrejón”, ubicada a unos 150 km al suroeste del puerto. También dispone de un aeropuerto propio en las cercanías. Existen extensas áreas de terreno disponibles para un desarrollo adicional. Actualmente no hay industria local en las inmediaciones.
- **Recursos disponibles:** El puerto se localiza en la mejor zona de Colombia para la generación de energía renovable, gracias a las condiciones excepcionales y complementarias de viento y radiación solar en La Guajira. Por ello, representa una ubicación ideal para la producción de hidrógeno verde. No obstante, no cuenta con acceso a fuentes de agua dulce.

- **Desafíos sociales y ambientales:** Esta zona de La Guajira enfrenta los desafíos sociales más complejos relacionados con comunidades indígenas locales.
- **Otros:** En 2033, se espera que finalice la concesión portuaria vigente y las operaciones asociadas de la mina de carbón “El Cerrejón”. El Gobierno de Colombia —incluyendo empresas estatales como Ecopetrol— ha manifestado un fuerte interés en facilitar la transición energética del país. Sin embargo, hasta el momento Glencore no ha dado a conocer su posición respecto al futuro de Puerto Bolívar tras la finalización de la concesión, ni sobre la posibilidad de reconvertir el puerto incluso antes de 2033.

Barranquilla
(Atlántico)

Figura 2.6. Puerto de Barranquilla



Fuente: © Puerto de Barranquilla. Utilizada con la autorización de Puerto Barranquilla. Se requiere autorización adicional para su reutilización.

Puerto mediano multipropósito con acceso directo a recursos eólicos offshore de alto potencial y presencia de industria local relevante

- **Historia, ubicación y uso:** Ubicado en la desembocadura del río Magdalena, este puerto de larga trayectoria ofrece acceso directo tanto marítimo como fluvial al interior de Colombia. Atiende todos los segmentos clave del comercio: granel seco, granel líquido y contenedores.
- **Infraestructura, industria y expansión:** El puerto se beneficia de la presencia de industria local interesada en el hidrógeno verde. Entre ellas se destaca la empresa venezolana de fertilizantes Monómeros, que ha expresado un fuerte interés en la producción de amoniaco verde. Asimismo, Vopak —operador holandés líder en almacenamiento de gases— está activamente interesado en exportar derivados del hidrógeno hacia sus principales bases en Europa (por ejemplo, Róterdam), aprovechando su concesión actual, que vence en 2033. El clúster Palermo del puerto dispone de al menos 100 hectáreas de terreno bajo régimen de zona franca dentro del territorio aduanero nacional.
- **Recursos disponibles:** El río Magdalena ofrece una abundante fuente de agua dulce. Además, el puerto se encuentra estratégicamente ubicado cerca de los principales recursos eólicos offshore de Colombia, para los cuales se subastaron las primeras concesiones exploratorias en 2024.
- **Varios:** El Gobierno del departamento del Atlántico, en particular su Gobernador, ha demostrado un marcado interés en impulsar la economía del hidrógeno en esta región.

Cartagena
(Bolívar)

Figura 2.7. Puerto Bahía de Cartagena



Fuente: © Puerto Bahía. Utilizada con autorización de Puerto Bahía. Se requiere autorización adicional para su reutilización.

Puerto multipropósito pequeño a mediano, con industria local —refinería y fertilizantes— que ya utiliza hidrógeno o amoníaco

- **Historia, ubicación y uso:** Puerto Bahía es un puerto relativamente nuevo que inició operaciones en 2015. Está estratégicamente ubicado en la entrada del Canal del Dique. Fue financiado, entre otros, por la Corporación Financiera Internacional (IFC). El puerto alberga una terminal multimodal y, hasta ahora, se ha especializado en mercancías roll-on/roll-off (es decir, vehículos), así como en hidrocarburos líquidos.
- **Infraestructura, industria y expansión:** El puerto cuenta con una amplia disponibilidad de terreno, del cual solo el 30% está actualmente en uso. En sus cercanías se encuentra Reficar, una refinería de Ecopetrol que ya utiliza hidrógeno (aunque aún no hidrógeno verde). Reficar ha manifestado su compromiso de apoyar la producción local de amoníaco verde, con una meta de 440.000 toneladas anuales para 2030. Actualmente se encuentra en fase de planificación un oleoducto que conectará Reficar con Puerto Bahía. Adicionalmente, Yara —productor líder de fertilizantes, con filiales dedicadas al amoníaco verde como Yara Clean Ammonia— ya opera un muelle totalmente equipado para la importación de amoníaco en las cercanías.
- **Recursos disponibles:** La zona presenta condiciones solares relativamente buenas, aunque el recurso eólico es solo moderado. Existen preocupaciones persistentes sobre la contaminación de fuentes de agua dulce provenientes del Canal del Dique y su impacto en la bahía de Cartagena.

2.2.2 Análisis de la demanda

Dado que los puertos del futuro desempeñarán un triple rol (como se muestra en la Figura 1.2), este análisis estimó la demanda potencial futura de combustibles basados en hidrógeno verde en Colombia. Para ello, se consideraron tres categorías: *bunkering* para embarcaciones, industria local y exportaciones.

Bunkering para embarcaciones

La demanda futura de amoniaco verde y metanol verde para los años 2030, 2040 y 2050 se estimó en función de las recaladas previstas de buques con destino internacional. Para ello, se utilizó una base de datos que incluye todas las recaladas portuarias (con información sobre el tamaño de los buques, capacidad de carga, velocidad promedio y consumo energético estimado por tipo de embarcación) correspondientes al año calendario 2023 (datos confidenciales de puertos de DIMAR, 2024). Además, el cálculo de la demanda futura tuvo en cuenta los objetivos de descarbonización establecidos por la OMI, en particular aquellos vinculados a la adopción de combustibles marítimos con cero o casi cero emisiones.

El análisis muestra que la mayor demanda de combustibles basados en hidrógeno verde se espera en la ubicación portuaria de Cartagena, seguida por Barranquilla y Puerto Bolívar. La Tabla 2.4 presenta las proyecciones de demanda de combustibles marítimos verdes en los cuatro puertos priorizados.

Cartagena concentra cerca del 70% de la demanda potencial futura de *bunkering*, lo que la convierte en la ubicación con mayor participación. Esto se debe a que es el puerto más grande y con mayor actividad en Colombia. Además, existen varios puertos relacionados en sus cercanías, incluyendo el puerto internacional de contenedores de Cartagena, que es el mayor centro de transbordo del Caribe. Todos estos puertos, situados en o cerca de Cartagena, podrían ser fácilmente abastecidos con combustibles basados en hidrógeno verde desde el vecino Puerto Bahía, mediante barcazas de abastecimiento (*bunker barges*).

Por su parte, el puerto de Barranquilla, Puerto Bolívar y Puerto Brisa concentran el 30% restante de la demanda estimada. Incluso en estos casos, las distancias serían lo suficientemente cortas como para considerar la producción y el almacenamiento de combustibles basados en hidrógeno verde en Puerto Brisa, y el abastecimiento posterior a buques en el puerto de Barranquilla mediante barcazas de *bunkering*.

Tabla 2.4. Demanda de combustibles marítimos basados en hidrógeno verde en los puertos priorizados de Colombia

	Demanda de combustibles marítimos basados en hidrógeno verde en los puertos priorizados de Colombia [kt H ₂ eq/año]		
	2030	2040	2050
Cartagena	21	330	453
Barranquilla	5	77	106
Puerto Bolívar	4,3	65	90
Puerto Brisa	0,4	6	8
Total	30,7	478	657

Fuente: Banco Mundial.

Se espera que la demanda de combustibles marítimos basados en hidrógeno verde en las cuatro ubicaciones portuarias priorizadas crezca rápidamente a partir de 2030. En ese año, los puertos seleccionados podrían alcanzar una demanda de hasta 31 kilotoneladas equivalentes de hidrógeno (kt H₂eq) anuales para el suministro de combustibles cero emisiones a embarcaciones. Con la implementación de políticas más estrictas que actualmente se están desarrollando en el marco de la OMI, es probable que esta demanda aumente de manera significativa en el futuro, alcanzando 478 kt H₂eq en 2040 y 657 kt H₂eq en 2050.

Industria local

La demanda potencial de hidrógeno verde y sus derivados por parte de la industria local se estimó mediante el análisis de la composición industrial y la evaluación del interés de actores ubicados en las cercanías. Este ejercicio incluyó el mapeo de posibles compradores (*off-takers*) en sectores clave como la industria química y de fertilizantes (incluidas refinerías), la siderurgia, el transporte pesado (como aviación o transporte de carga), así como la identificación de oportunidades menores en los sectores de vidrio o generación energética. La Tabla 2.5 presenta la demanda estimada de la industria local en las cuatro ubicaciones portuarias priorizadas.

Tabla 2.5. Demanda de la industria local en las zonas portuarias priorizadas de Colombia

	Demanda de la industria local [kt H ₂ eq/año]		
	2030	2040	2050
Cartagena	4,8	20,4	82,8
Barranquilla	2,1	24,8	77,9
Puerto Bolívar	0	10,2	27,2
Puerto Brisa	0,1	0,3	0,5
Total	7,0	55,7	188,4

Fuente: Banco Mundial.

En este contexto, las ubicaciones portuarias de Cartagena y Barranquilla, con una sólida base industrial local, ofrecen el mayor potencial para la compra adicional de hidrógeno verde y sus derivados. En el caso de Cartagena, la presencia de compradores clave como la refinería de Ecopetrol (Reficar) o Yara, una empresa multinacional de fertilizantes, genera una demanda estimada de aproximadamente 5 kilotoneladas equivalentes de hidrógeno (kt H₂eq) anuales para 2030 y 83 kt H₂eq para 2050. En Barranquilla, donde se encuentra la productora venezolana de fertilizantes Monómeros, la demanda se estima en 2,1 kt y 77,9 kt H₂eq para los años 2030 y 2050, respectivamente. Dado que actualmente no existe una industria local significativa en Puerto Brisa o Puerto Bolívar, la demanda potencial en estas ubicaciones es considerablemente menor, con menos de 0,5 kt H₂eq en 2030 y 28 kt H₂eq en 2050, principalmente asociada a la operación de transporte de carga pesada.

Exportaciones

Dada la ubicación geográfica de Colombia y el balance previsto entre oferta y demanda en distintas regiones del mundo, los principales mercados internacionales para el hidrógeno del país están compuestos principalmente por la Unión Europea, en cuanto a exportaciones hacia el este; Corea del Sur y Japón, en cuanto al comercio hacia el oeste; y Panamá, en términos de comercio de proximidad.

Tabla 2.6. Demanda de importación de hidrógeno en países y regiones clave

	Demanda de hidrógeno para exportaciones ¹² [kt H ₂ eq/año]		
	2030	2040	2050
Unión Europea	7.600	12.200	23.900
Japón y Corea del Sur	4.300	12.800	32.300
Panamá	76	1.333	2.014
Total	11.976	26.333	58.214

Fuente: Banco Mundial.

A la luz de las escalas proyectadas, resulta evidente que las exportaciones —en particular hacia la Unión Europea, Corea del Sur y Japón— aparecen actualmente como la opción más atractiva para comercializar el hidrógeno verde y sus derivados producidos en Colombia. Se estima que, para 2030 —fecha cercana al inicio esperado de los proyectos de inversión emblemáticos previstos— la demanda total de la Unión Europea de hidrógeno verde y sus derivados alcanzará aproximadamente 7.600 kt H₂eq por año (Ministerio de Minas y Energía, 2022). Se prevé que este mercado europeo triplique su tamaño hacia 2050, impulsado en parte por la adopción de combustibles con cero emisiones, como resultado de metas y regulaciones establecidas a nivel regional. Por su parte, se estima que el mercado asiático —principalmente Japón y Corea del Sur— requerirá alrededor de 4.300 kt H₂eq anuales para 2030, con una posible multiplicación por ocho hacia 2050.

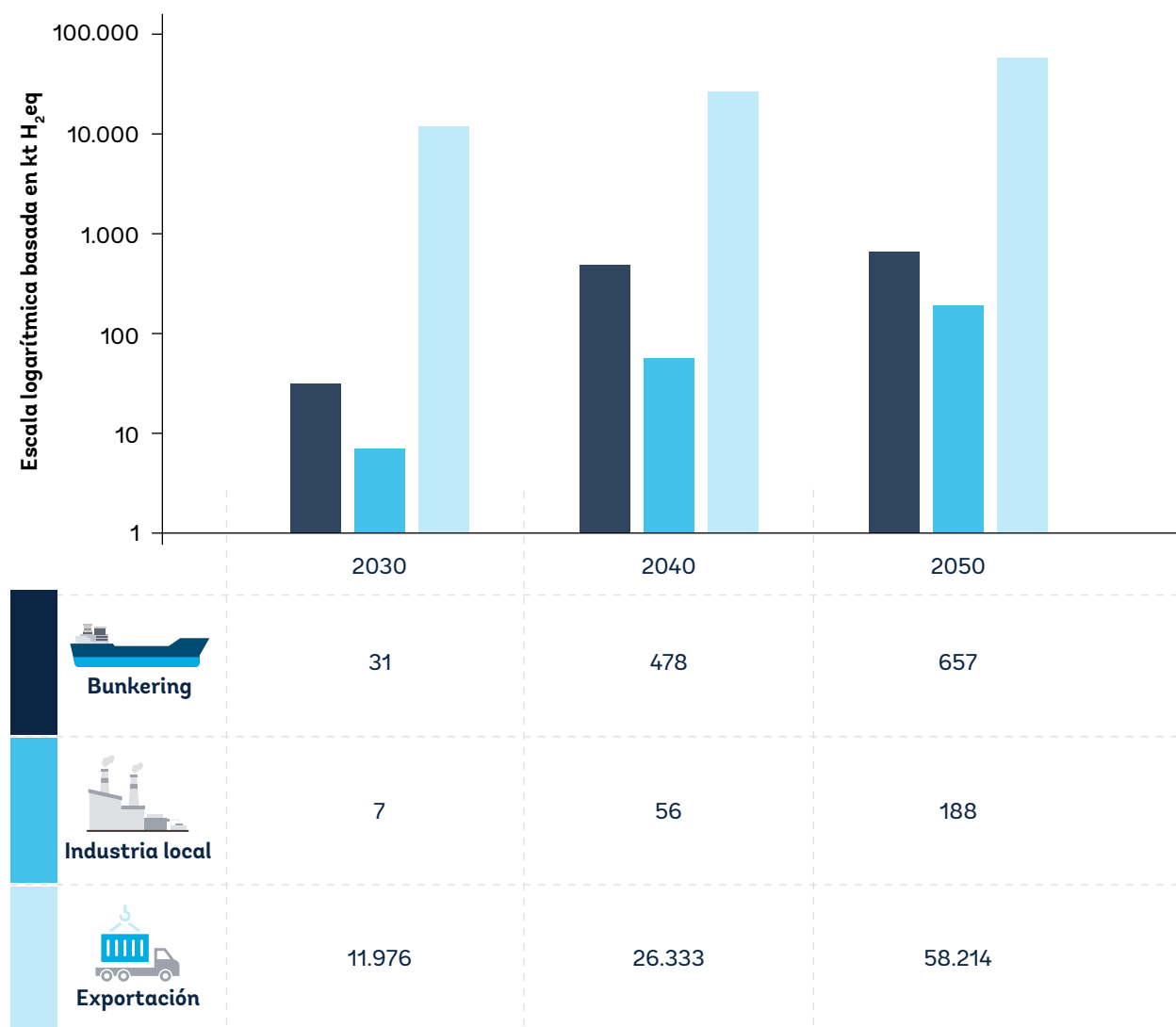
Adicionalmente, Colombia, gracias a su sobresaliente potencial en energías renovables, se encuentra en una posición favorable para abastecer el mercado panameño con combustibles basados en hidrógeno verde a un costo significativamente inferior al de la producción local en Panamá. Entre otras iniciativas, Panamá busca posicionarse como un centro de distribución de *bunkering* con cero emisiones, con una demanda esperada de 600 kt H₂eq por año en 2030, que podría aumentar hasta 12.400 kt H₂ en 2050. Esta demanda corresponde tanto al amoníaco verde como al metanol verde que utilizarán las embarcaciones que recalen en puertos panameños. Según la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y sus Derivados de Panamá (Secretaría de Energía de Panamá, 2024), se anticipa que, para 2030, los combustibles basados en hidrógeno verde representen el 5% del suministro total de combustibles para buques del país.

¹² Esto se refiere a la demanda total, no solo a la cuota de mercado que Colombia puede captar.

Demanda agregada

Actualmente, las exportaciones representan la mayor oportunidad de negocio para comercializar combustibles basados en hidrógeno verde en Colombia. El potencial de mercado para vender hidrógeno verde o sus derivados a mercados internacionales como la Unión Europea, Asia Oriental o Panamá supera ampliamente al de otros centros de demanda, como el *bunkering* o la industria local. Las estimaciones del potencial máximo de mercado sugieren que la demanda externa podría ser entre 60 y 65 veces mayor que la capacidad de producción prevista para cada proyecto, según lo planteado en el estudio de prefactibilidad. La Figura 2.8 muestra las diferencias en órdenes de magnitud entre los tres tipos de demanda. Dado que las barras correspondientes al *bunkering* y a la industria local serían apenas visibles en una escala lineal, la figura utiliza una escala logarítmica. La tabla de datos incluida en la figura permite visualizar los valores reales.

Figura 2.8. Comparación del potencial de mercado de los combustibles basados en hidrógeno verde “hechos en Colombia” según tipo de demanda



Fuente: Banco Mundial.

2.2.3 Análisis de la oferta

Para evaluar la viabilidad técnica y financiera de cada configuración de proyecto, el análisis asumió diseños a gran escala con una producción anual aproximada de 50.000 toneladas de hidrógeno verde. Aunque actualmente existen planes para casi 600 proyectos de producción de hidrógeno verde con capacidades superiores a 50.000 t H₂ por año (IEA, 2025), el mayor proyecto en operación hasta la fecha es el “Kuqa” de Sinopec, en Xinjiang (China), que apunta a producir 20.000 t H₂ en 2025. Esto implica que los proyectos previstos en Colombia para entrar en operación a inicios de la década de 2030 representan un objetivo intermedio ambicioso en el camino del país hacia convertirse en un actor relevante en la incipiente economía global del hidrógeno verde.

Una producción potencial de 50.000 t H₂ por año permitiría generar entre 300.000 y 400.000 toneladas anuales de amoniaco verde o metanol verde. De hecho, la principal oportunidad de negocio que ofrecen los mercados extranjeros a los que eventualmente se exportaría hidrógeno verde es justamente en forma de amoniaco o metanol verde, debido a su mayor densidad energética volumétrica.¹³ Esto significa que pueden almacenar más energía por unidad de volumen (litros o metros cúbicos), lo cual es relevante para el transporte marítimo, donde el espacio disponible (para carga) es mucho más crítico que el peso. Por ello, todas las configuraciones de proyecto asumieron como productos principales el amoniaco o el metanol verde (siendo el hidrógeno verde un producto intermedio). Esta suposición también es coherente con la preferencia del sector marítimo por derivados como el amoniaco y el metanol, en lugar del hidrógeno puro, dada su mayor facilidad de almacenamiento y manejo.

Suponiendo que la producción colombiana sea competitiva en costos a nivel global, la producción potencial de hidrógeno verde de cada proyecto emblemático podría ser fácilmente absorbida por la elevada demanda internacional. Por ejemplo, si un proyecto emblemático produce alrededor de 50.000 t H₂eq, esto cubriría apenas el 0,7% de la demanda de importación de la Unión Europea y el 1,2% de la demanda de Japón y Corea del Sur en 2030, y solo el 0,2% de la demanda de ambas regiones en 2050. En cambio, la demanda nacional de combustibles marítimos basados en hidrógeno verde en Colombia podría satisfacerse inicialmente con un único proyecto emblemático operativo desde inicios de la década de 2030 (50.000 t H₂eq producidas anualmente frente a 30.700 t H₂eq requeridas en las cuatro ubicaciones portuarias en 2030). Sin embargo, para 2050, la demanda estimada superaría ampliamente la oferta combinada de los cuatro proyectos considerados (4 x 50.000 t H₂eq producidos frente a 657.000 t H₂eq de demanda en los cuatro puertos). Esta proyección responde a las políticas más estrictas que la Organización Marítima Internacional planea adoptar en 2025, lo que incrementará significativamente la demanda global de combustibles marítimos con cero emisiones.

2.2.4 Cadenas de valor

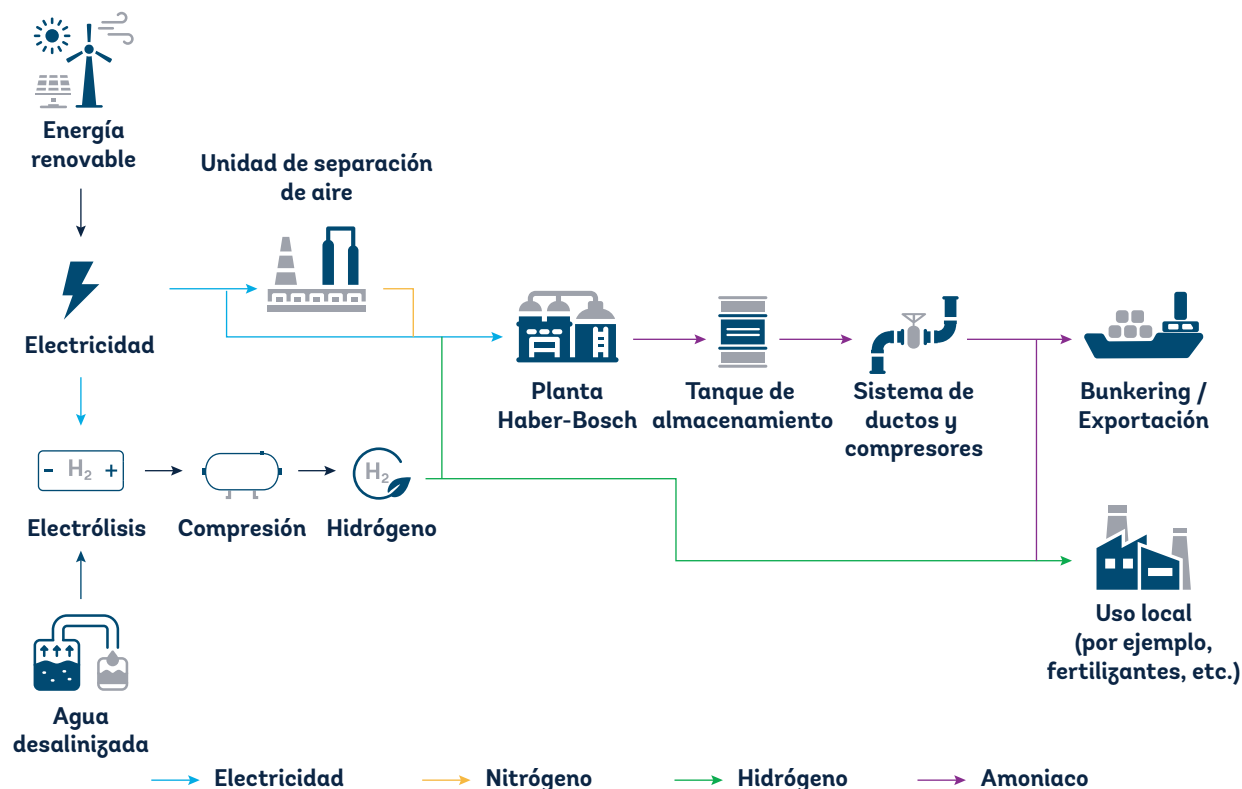
Una vez analizadas la oferta y la demanda, el estudio se centró en las configuraciones técnicas necesarias para establecer una cadena de valor de amoniaco verde o metanol verde. Este análisis incluyó la definición de los componentes técnicos clave y los flujos de materiales que cubren toda la cadena de valor, desde la generación de energía renovable hasta el uso final de las moléculas verdes —es decir, hidrógeno verde, amoniaco verde o metanol verde— por parte del transporte marítimo, la industria local y/o los mercados de exportación. Dependiendo de si se opta por producir amoniaco o metanol, la cadena de valor presentará diferencias en su configuración.

¹³ La densidad de energía volumétrica es diferente de la densidad de energía gravimétrica, que se relaciona con el contenido de energía por unidad de peso.

Cadena de valor del amoniaco verde

La cadena de valor para la producción de amoniaco verde es relativamente simplificada y está bien establecida. Aunque pueden existir variaciones en función de las condiciones locales específicas, el proceso de producción del amoniaco verde sigue una ruta bastante estandarizada, cuyos componentes y etapas clave se ilustran en la Figura 2.9.

Figura 2.9. Cadena de valor general para una configuración de proyecto de amoniaco verde en las ubicaciones portuarias



Fuente: Banco Mundial.

Como primer paso, la producción de amoniaco verde requiere la generación previa de hidrógeno verde. El hidrógeno verde se produce mediante electrólisis, un proceso que separa el agua en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) utilizando una corriente eléctrica. Esto implica que cualquier proceso de electrólisis requiere un suministro constante de electricidad y agua.

En cuanto al suministro eléctrico, el proceso demanda una gran cantidad de energía. Para que la electrólisis sea considerada verde o con cero emisiones, debe estar alimentada por electricidad proveniente de fuentes renovables —principalmente energía eólica y solar—. La certificación es fundamental para que el hidrógeno sea reconocido como verde o libre de emisiones. Por ejemplo, la Unión Europea establece que, en proyectos conectados a la red, al menos el 90% de la electricidad utilizada debe provenir de fuentes renovables para que el hidrógeno producido se considere verde o renovable (UE, 2023). Sin embargo, actualmente la matriz energética de Colombia está compuesta en un 77% por fuentes renovables (IEA, 2024). Esto hace probable que los proyectos iniciales se planifiquen como sistemas *off-grid*, para evitar dificultades en el cumplimiento de los requisitos de certificación exigidos por mercados clave como la Unión Europea.

En cuanto al suministro de agua, se necesita agua purificada. Esta puede provenir de fuentes de agua dulce o de agua de mar desalinizada, opción especialmente relevante en zonas costeras áridas con escasez de agua dulce. Durante el proceso de electrólisis, el hidrógeno se captura y almacena para su uso posterior, mientras que el oxígeno suele liberarse a la atmósfera.

Como segundo paso, el hidrógeno verde obtenido mediante electrólisis se combina con nitrógeno extraído del aire para producir amoníaco verde. El nitrógeno (N_2) se obtiene primero mediante una unidad de separación de aire.¹⁴ Luego, el proceso Haber-Bosch —principal método industrial para producir amoníaco— hace reaccionar el hidrógeno con el nitrógeno a alta temperatura y presión para generar amoníaco (NH_3). Para que este proceso sea considerado verde, también debe utilizar electricidad de origen renovable. El amoníaco resultante se recolecta y almacena en tanques especializados, listos para su transporte, por ejemplo, por vía marítima.

Cadena de valor del metanol verde

La cadena de valor para la producción de metanol verde también es relativamente sencilla, aunque algo más compleja que la del amoníaco verde debido a la necesidad de dióxido de carbono. A diferencia del amoníaco verde, el metanol verde puede producirse mediante tres rutas:

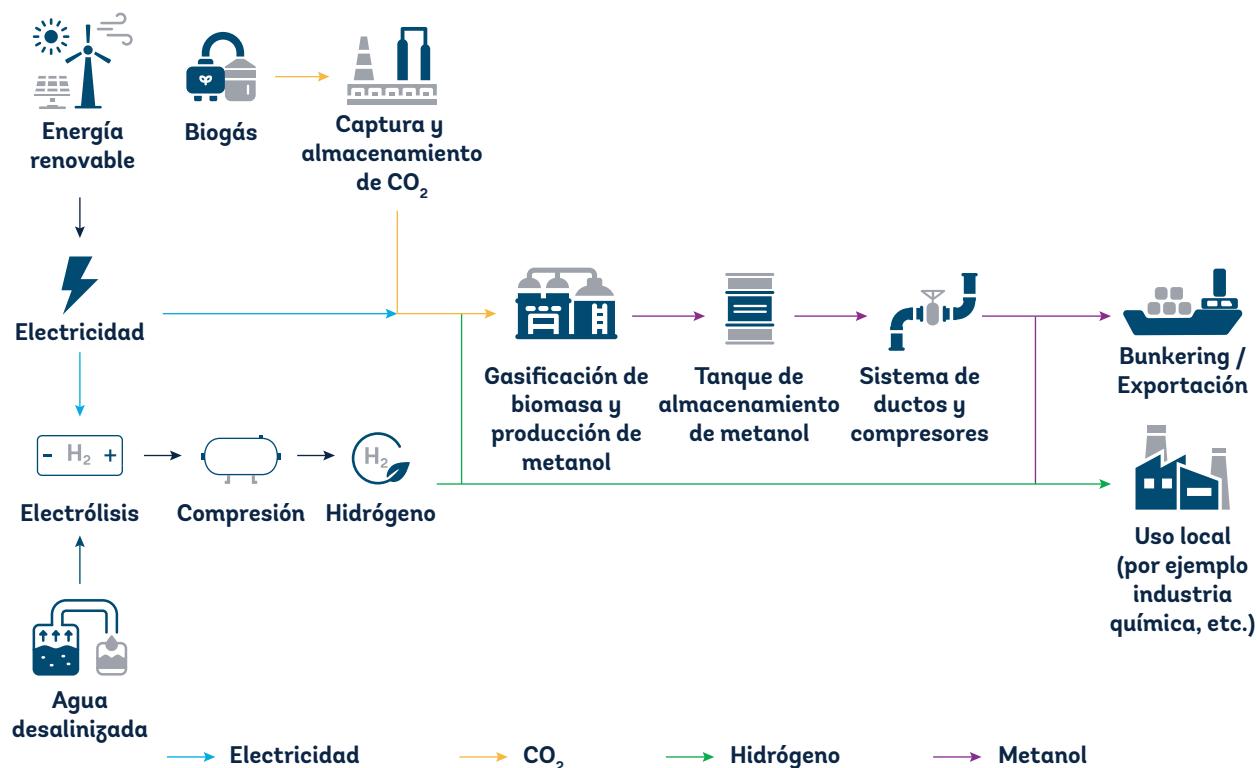
1. Ruta biológica (digestión anaerobia de biomasa)
2. Ruta termoquímica (gasificación de biomasa)
3. Ruta eléctrica (*power-to-methanol*)

En este análisis, el enfoque se centró en la ruta eléctrica, con un apoyo complementario de la ruta termoquímica, principalmente para suministrar el dióxido de carbono indispensable. La cadena de valor considerada en este análisis se ilustra en la Figura 2.10.

¹⁴ Según el cálculo estequiométrico, se requieren 177 kg de H_2 y 824 kg de N_2 para producir una tonelada de amoníaco.



Figura 2.10. Cadena de valor general para una configuración de proyecto de metanol verde en las ubicaciones portuarias.



Fuente: Banco Mundial.

Como primer paso, la producción de metanol verde mediante la ruta eléctrica requiere el mismo hidrógeno verde que el utilizado para el amoníaco verde. Esto implica separar el agua en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) mediante electrólisis, utilizando electricidad renovable proveniente de energía eólica o solar.

Como segundo paso, el hidrógeno verde obtenido mediante electrólisis se sintetiza con dióxido de carbono para producir metanol verde. Esta síntesis con dióxido de carbono es la principal diferencia frente al proceso de combinación del hidrógeno verde con nitrógeno, como ocurre en el caso del amoníaco verde. Existen dos fuentes principales para obtener el dióxido de carbono necesario. La primera consiste en capturar el CO_2 de las emisiones de gases de escape de procesos industriales, como fábricas de cemento, refinerías o centrales termoelectricas. La segunda opción recurre a la gasificación de biomasa para producir lo que se conoce como gas de síntesis o *syngas*.

La obtención de dióxido de carbono a partir de la gasificación de biomasa suele ser preferible a la captura en procesos industriales, tanto por razones técnicas como ambientales. En primer lugar, se considera más eficiente, ya que el proceso no solo genera CO_2 , sino también una cantidad limitada de hidrógeno, lo que reduce la dependencia del hidrógeno obtenido por electrólisis.¹⁵ Algunos análisis sugieren que la ausencia de hidrógeno proveniente de la gasificación de biomasa podría incrementar hasta en un 20% la necesidad de capacidad de electrólisis, lo cual aumentaría el gasto de capital total (CAPEX) de cualquier proyecto de metanol verde. En segundo lugar, el metanol verde producido a partir del reciclaje de emisiones industriales de CO_2 está sujeto a restricciones regulatorias, lo que limita su reconocimiento como metanol verdaderamente verde desde la perspectiva de importación de la Unión Europea.

Una vez sintetizado, el metanol verde se recolecta, almacena y prepara para su transporte. Después del proceso de síntesis, el metanol verde debe someterse a un proceso de purificación que elimine las impurezas y el exceso de agua. Posteriormente, se almacena en tanques especializados, quedando listo para ser transportado o cargado en buques.

¹⁵ Con la captura de CO_2 a partir de una fuente industrial, como una planta de cemento o una refinería, se requieren 0,19 toneladas de hidrógeno electrolítico para producir una tonelada de metanol verde. En cambio, cuando el CO_2 proviene de la gasificación de biomasa, solo se necesitan 0,06611 toneladas de hidrógeno electrolítico para producir la misma cantidad de metanol. El hidrógeno restante se obtiene como subproducto durante el proceso de gasificación de biomasa.

03



Configuraciones de proyecto

- El análisis identificó 18 configuraciones de proyecto potenciales en las ubicaciones portuarias de Cartagena, Barranquilla, Puerto Brisa y Puerto Bolívar, de las cuales se seleccionaron siete como configuraciones prioritarias para un análisis técnico y financiero detallado.
- Estas configuraciones prioritarias fueron optimizadas para lograr una producción eficiente y de bajo costo, teniendo en cuenta condiciones específicas de cada sitio como disponibilidad de energía renovable, acceso al agua, infraestructura, entre otros factores.
- Se estimaron inversiones de capital (CAPEX) que oscilan entre US\$1.600 millones (para amoniaco verde en Puerto Bolívar) y US\$2.700 millones (para amoniaco verde en Cartagena).
- La viabilidad financiera de los proyectos prioritarios depende en gran medida de los precios futuros de mercado de los combustibles basados en hidrógeno verde. A su vez, estos precios están determinados principalmente por decisiones de política internacional.

Como parte de los estudios de prefactibilidad, el análisis definió un conjunto de 18 configuraciones técnicas potenciales de proyecto distribuidas en las cuatro ubicaciones portuarias priorizadas. Las principales opciones de diseño o compensaciones (*trade-offs*) consideradas incluyeron:

- i. la elección del producto final (hidrógeno verde, amoníaco verde y/o metanol verde),
- ii. la fuente de suministro energético (energías renovables exclusivamente, conexión a la red eléctrica o combinación de ambas),
- iii. la fuente de agua (agua dulce o agua desalinizada), la fuente de dióxido de carbono (CO₂ industrial o biomasa), y
- iv. la forma de transporte de energía (transporte de electrones, es decir, electricidad, o transporte de moléculas, como hidrógeno o sus derivados).

La lista completa de estas dieciocho configuraciones técnicas se encuentra en el Anexo 3.

Estas configuraciones fueron posteriormente evaluadas en función de criterios clave para identificar aquellas más adecuadas para un análisis técnico y financiero aún más detallado. Si bien la selección se centró principalmente en el costo nivelado anticipad¹⁶ del producto verde final —ya sea hidrógeno, amoníaco o metanol verde—, también se consideraron otros aspectos relevantes en cada ubicación portuaria. Entre ellos se incluyeron posibles requisitos regulatorios, temas sociales o ambientales, desafíos logísticos y consideraciones clave para acceder al mercado europeo.¹⁷

Como resultado de este ejercicio, se identificaron siete configuraciones prioritarias de proyecto para su análisis técnico y financiero detallado. Estos proyectos tienen como meta iniciar operaciones comerciales en 2032 e incluyen:

- i. la producción de amoníaco verde utilizando agua de mar desalinizada (un proyecto en cada una de las ubicaciones portuarias seleccionadas),
- ii. la producción de metanol verde utilizando agua de mar desalinizada (uno en Cartagena y otro en Barranquilla, gracias a la abundante disponibilidad de biomasa para gasificación en estos sitios), y
- iii. la producción de amoníaco verde utilizando excepcionalmente agua dulce (un proyecto en Puerto Brisa, gracias a la licencia de acceso exclusivo a fuentes de agua dulce en esta ubicación).

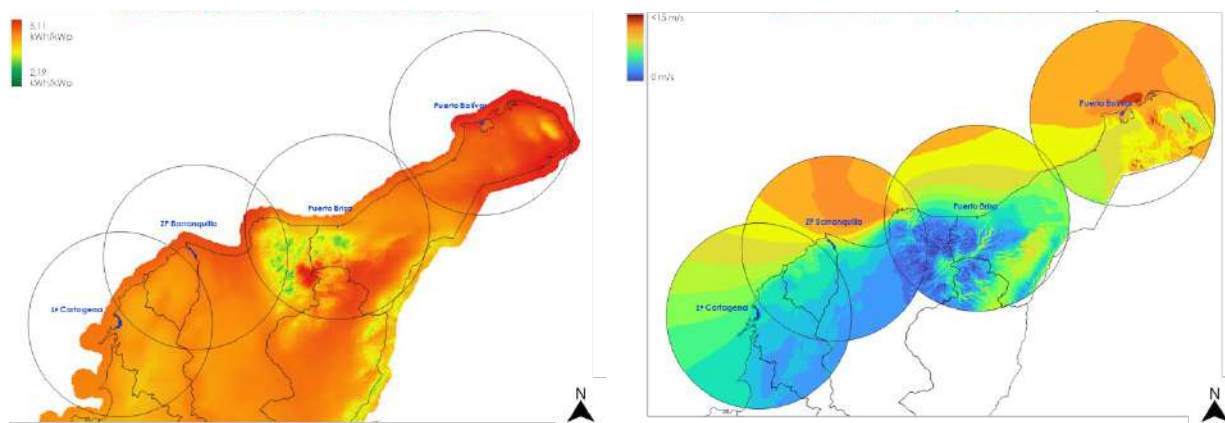
En todas las configuraciones, los mercados finales contemplados para las moléculas producidas incluyen el *bunkering*, la industria local y las exportaciones.

¹⁶ El costo nivelado del amoníaco o el metanol es una medida del costo promedio, en valor presente neto, de producir amoníaco o metanol en dólares por tonelada a lo largo de la vida útil de un proyecto.

¹⁷ Esto incluye, por ejemplo, los requisitos regulatorios europeos para los combustibles renovables de origen no biológico.

3.1. Análisis técnico

Figura 3.1. Izquierda: mapa del potencial de generación de energía solar fotovoltaica, kWh/kWp por día; Derecha: mapa de velocidades del viento a una altura de 100 metros en un radio de 100 km



Fuente: Banco Mundial, con base en el Global Solar Atlas (globalsolaratlas.info) y el Global Wind Atlas (globalwindatlas.info). kWh/kWp significa kilovatio-hora en relación con el kilovatio pico, es decir, la proporción de energía producida con respecto a la capacidad máxima de generación de energía

Las siete configuraciones prioritarias de proyecto fueron técnicamente optimizadas con el objetivo de maximizar la producción de hidrógeno verde, amoníaco verde o metanol verde, al tiempo que se minimizan los costos. Es importante recordar que los niveles de producción previstos son del orden de 50.000 toneladas de H_2 o entre 300.000 y 400.000 toneladas de NH_3 o MeOH por año. La optimización técnica incluyó la combinación estratégica de los mejores recursos de energía renovable disponibles —es decir, eólica¹⁸ y solar— dentro de un radio máximo de 100 km. Esta etapa se ilustra en la Figura 3.1.

A partir de esta base, el análisis permitió definir un diseño estratégico de las capacidades óptimas de generación a instalar para maximizar la producción y minimizar las inversiones. También se aplicaron otros criterios, como la exclusión de zonas que incluyan parques naturales o territorios indígenas. Los parámetros técnicos ideales derivados de este proceso de optimización se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Parámetros técnicos optimizados de las configuraciones de las siete configuraciones prioritarias de proyecto

Ubicación portuaria y molécula objetivo	Solar fotovoltaica	Eólica	Superficie requerida	Producción anual	Consumo de biomasa	Consumo de agua	Mercado objetivo
Cartagena NH_3	<ul style="list-style-type: none"> Energía renovable: Solar fotovoltaica Agua: Planta desalinizadora 						
	2.308 MW (LF: 20,3%)	--	4.847 ha	377.994 t NH_3 /año	--	2.983.329m ³ H_2O /año (mar)	Bunkering Industria local Exportaciones

¹⁸ Para este análisis, solo se consideró la energía eólica en tierra firme, debido a los desafíos para cuantificar su potencial y al calendario previsto para los futuros proyectos marinos en Colombia.

Ubicación portuaria y molécula objetivo	Solar fotovoltaica	Eólica	Superficie requerida	Producción anual	Consumo de biomasa	Consumo de agua	Mercado objetivo
Cartagena MeOH	<ul style="list-style-type: none"> Energía renovable: Solar fotovoltaica Agua: Planta desalinizadora Biomasa: Arroz y palma de aceite (zona de María La Baja, Bolívar) 						
	1.029 MW (LF: 18,6%)	--	2.161 ha	381.268 t MeOH/año	396.519 t biomass/year	1.217.359 m ³ H ₂ O/año (mar)	Bunkering Industria local Exportaciones
Barranquilla NH₃	<ul style="list-style-type: none"> Energía renovable: Solar fotovoltaica y energía eólica Agua: Planta desalinizadora 						
	798 MW (LF: 20,8%)	687 MW (LF: 30,7%)	18.356 ha	314.206 t NH ₃ /año	--	2.400.290 m ³ H ₂ O/año (mar)	Bunkering Industria local Exportaciones
Barranquilla MeOH	<ul style="list-style-type: none"> Energía renovable: Solar fotovoltaica y eólica Agua: Planta desalinizadora Biomasa: Banano, yuca o palma (noroeste del Magdalena) 						
	598 MW (LF: 20,8%)	62 MW (LF: 30,7%)	2.761 ha	289.921 t MeOH/año	301.517 t biomass/year	856.578 m ³ H ₂ O/año (mar)	Bunkering Industria local Exportaciones
Puerto Brisa NH₃ (agua dulce)	<ul style="list-style-type: none"> Energía renovable: Solar fotovoltaica y eólica (a 42 km al noreste del puerto). Agua: Concesión vigente de captación del río Cañas 						
	649 MW (LF: 20,1%)	654 MW (LF: 33,7%)	17.242 ha	297.199 t NH ₃ /año	--	829.595 m ³ H ₂ O/año (dulce)	Bunkering uso local (camiones) Exportaciones
Puerto Brisa NH₃ (Desalinización)	<ul style="list-style-type: none"> Energía renovable: Solar fotovoltaica y eólica (ubicada a 42 km al noreste del puerto). Agua: Planta desalinizadora 						
	723 MW (LF: 20,1%)	607 MW (LF: 33,7%)	16.325 ha	292.432 t NH ₃ /año	--	2.231.490 m ³ H ₂ O/año (mar)	Bunkering uso local (camiones) Exportaciones
Puerto Bolívar NH₃	<ul style="list-style-type: none"> Renewable energy: Solar photovoltaic energy and wind energy Water: Desalination plant 						
	210 MW (LF: 23,3%)	632 MW (LF: 51,2%)	15.786 ha	315.963 t NH ₃ /año	--	2.370.117 m ³ H ₂ O/año (mar)	Bunkering uso local (camiones) Exportaciones

Fuente: Banco Mundial.

Nota: FC: Factor de carga (Load Factor).

Desde la perspectiva de desarrolladores e inversionistas, pueden extraerse varias conclusiones que destacan la dependencia de cada configuración de proyecto con respecto a las condiciones particulares de cada sitio. En el caso de los proyectos de amoníaco o metanol verde, estas condiciones están determinadas en gran medida por factores como la disponibilidad (o no) de biomasa local, la presencia de condiciones favorables de viento y/o radiación solar, la disponibilidad de espacio físico o el acceso a agua dulce en la ubicación portuaria analizada. Entre las siete configuraciones prioritarias de proyecto identificadas, el análisis de configuraciones arrojó las siguientes recomendaciones:

- Solo Cartagena y Barranquilla fueron identificadas como ubicaciones adecuadas para producir metanol verde. Esta producción de metanol verde (MeOH) se plantea como una alternativa a la producción de amoníaco verde (NH₃), que se considera viable en las cuatro ubicaciones portuarias priorizadas. Este potencial exclusivo para metanol verde en Cartagena y Barranquilla se debe principalmente a las condiciones locales, es decir, la disponibilidad de biomasa como insumo clave para la producción de metanol dentro de un radio máximo de 100 km. Para proyectos de este tamaño, se requerirían entre 300.000 y 400.000 toneladas anuales de biomasa sostenible y confiable. En muchas ubicaciones, este desafío de suministro supera la ventaja comparativa que normalmente ofrecen los proyectos de metanol verde, a saber: que, cuando incorporan gasificación de biomasa, requieren una menor cantidad de hidrógeno electrolítico en comparación con los proyectos de amoníaco verde.
- Las mayores necesidades espaciales de los proyectos de amoníaco verde —en comparación con los de metanol verde— pueden representar una barrera en ubicaciones con espacio limitado. Esta mayor huella física del amoníaco frente al metanol se explica por la mayor necesidad de generar hidrógeno electrolítico mediante turbinas eólicas y paneles solares. En Barranquilla, por ejemplo, el proyecto de amoníaco requeriría aproximadamente 18.300 hectáreas para la construcción de la infraestructura de generación renovable. En cambio, el proyecto alternativo de metanol, que utiliza la gasificación de biomasa como fuente de dióxido de carbono y aprovecha el hidrógeno verde como subproducto, reduciría significativamente la superficie requerida a solo 2.761 hectáreas.
- Cartagena fue diseñada para producir moléculas verdes exclusivamente a partir de un sistema fotovoltaico solar. Este sistema, que opera con una capacidad de almacenamiento energético mayor que la de otros proyectos, no contempla generación eólica debido al limitado potencial eólico en tierra firme en Cartagena. Como la energía solar fotovoltaica solo puede operar alrededor de la mitad del día, se requiere una sobredimensión significativa del parque solar para garantizar el suministro de electricidad renovable suficiente. Esta sobredimensión podría derivar en una limitación operativa (*curtailment*) adicional de hasta el 32%, dependiendo del proyecto y del año, cuando la electrólisis ya está funcionando a plena capacidad, las baterías están completamente cargadas y, aun así, el parque solar continúa generando electricidad renovable.
- Puerto Brisa, como única ubicación portuaria, podría beneficiarse de una concesión subutilizada para el uso de agua dulce. A pesar de esta ventaja competitiva única, también se consideró una configuración de proyecto ambientalmente menos intrusiva en esta ubicación, basada en una planta desalinizadora ubicada en las inmediaciones del puerto. En términos generales, se espera que un proyecto de amoníaco verde consuma aproximadamente tres veces más agua (2.300.000 y 3.000.000 m³ de H₂O por año en Barranquilla y Cartagena, respectivamente) que un proyecto de metanol verde de tamaño comparable (850.000 y 1.250.000 m³ de H₂O por año en las mismas ciudades).

En resumen, es fundamental considerar todas estas condiciones específicas no solo como limitaciones técnicas, sino también como factores de costo. Dado que los factores de carga de planta y los niveles de producción anual pueden variar entre ubicaciones portuarias, es importante integrar estas variables en una métrica uniforme. Por lo general, esta métrica es el costo nivelado de producción de la molécula verde objetivo, ya sea amoníaco o metanol verde, en las distintas configuraciones de proyecto.

3.2. Análisis financiero y económico

Como siguiente paso, se llevó a cabo un análisis financiero de las siete configuraciones prioritarias de proyecto. Para permitir una comparación entre ellas, la Tabla 3.2 presenta los proyectos con sus respectivas estimaciones del costo nivelado del amoníaco verde (*LCOA*), del metanol verde (*LCOM*), así como las inversiones de capital (*CAPEX*) y los gastos operativos (*OPEX*).

Tabla 3.2. Costos nivelados, CAPEX y OPEX de cada configuración prioritaria de proyecto

Configuración prioritaria de proyecto	LCOA [US\$/t]	LCOM [US\$/t]	CAPEX [MUS\$]	OPEX [kUS\$/año]
Cartagena NH ₃	816	-	2.696	39.525
Cartagena MeOH	-	868	2.258	106.844
Barranquilla NH ₃	729	-	1.979	32.014
Barranquilla MeOH	-	836	1.626	80.979
Puerto Brisa NH ₃ (Agua dulce)	738	-	1.875	31.737
Puerto Brisa NH ₃ (Desalinización)	734	-	1.890	29.116
Puerto Bolívar NH ₃	604	-	1.608	30.458

Fuente: Banco Mundial.

En el análisis financiero, Puerto Bolívar presenta el LCOA más bajo, mientras que Barranquilla y Cartagena ofrecen valores similares de LCOM. El LCOA más bajo, cercano a US\$600 por tonelada de NH₃, podría alcanzarse en Puerto Bolívar gracias a la excelente complementariedad de recursos eólicos y solares en el sitio. Por su parte, el LCOM en Barranquilla y Cartagena se situaría en un rango estrecho de US\$840 a US\$870 por tonelada de MeOH.

Todas las estimaciones de costo nivelado para amoníaco o metanol verde “producido en Colombia” en las cuatro ubicaciones portuarias pueden considerarse competitivas desde una perspectiva global. Por ejemplo, la Figura 4.2 muestra precios de referencia derivados de distintos estudios sobre disposición a pagar para amoníaco y metanol verde en la Unión Europea (Inicio, 2024), junto con una comparación frente a los precios reales de sus equivalentes grises. Estos valores de referencia

se contrastaron, para la componente de hidrógeno, con los resultados de la primera Subasta Piloto de Hidrógeno Renovable realizada en la Unión Europea en 2024. Con base en ello, se asumió un precio promedio estimado de US\$1.188 por tonelada de NH_3 verde, significativamente por encima del LCOA estimado en este análisis. Del mismo modo, el metanol verde fue estimado en un promedio de US\$1.404 por tonelada de MeOH, también superior al LCOM aquí calculado.

No obstante, deben considerarse dos aspectos clave. En primer lugar, estos precios de referencia se basan en una muestra muy limitada de transacciones conocidas de moléculas verdes y estudios sobre disposición a pagar, ya que actualmente no existe un mercado líquido para el amoníaco o el metanol verde. En segundo lugar, los precios de mercado de sus equivalentes grises siguen siendo considerablemente más bajos, situándose en US\$658 por tonelada de NH_3 (Trade Map, 2024) y US\$375 por tonelada de MeOH (Bunker Price, 2024), respectivamente. Aun así, el amoníaco verde producido en Puerto Bolívar —el proyecto prioritario más viable desde el punto de vista financiero— podría competir con estos precios más bajos del amoníaco gris.

Figura 3.2. Comparación de los precios de mercado del amoníaco verde, metanol verde, amoníaco gris y metanol gris



Fuente: Banco Mundial.

CAPEX

En términos de CAPEX, todas las configuraciones prioritarias de proyecto son relativamente intensivas en capital, con inversiones que oscilan entre 1.600 y 2.700 millones de dólares. El proyecto en Puerto Bolívar implicaría el CAPEX más bajo, de 1.600 millones de dólares. Esto se debe a los recursos excepcionales de energía renovable en términos de viento y sol, que permiten alcanzar el mayor número de horas de carga plena entre todos los proyectos.

Los dos proyectos en Cartagena presentan el CAPEX más alto. Esto se debe principalmente a la menor disponibilidad de recursos eólicos, lo que obliga a depender exclusivamente de la energía solar. En el caso del proyecto de amoníaco verde en Cartagena, la mayor parte del CAPEX se destinaría al parque solar (39 o 1.050 millones de dólares) y al sistema de electrólisis (35,3% o 951 millones de dólares). Por su parte, el proyecto de metanol verde requeriría la mayor parte del CAPEX para la planta de gasificación de biomasa (53% o 1.208 millones de dólares), seguida del parque solar (21% o 468 millones de dólares) y del electrolizador (18% o 412 millones de dólares).

El caso de Barranquilla presenta un perfil de asignación de CAPEX similar. Es decir, mientras que los proyectos de amoníaco verde deben destinar la mayor parte de su CAPEX (más del 50%) a la capacidad de generación de energía renovable, los proyectos de metanol verde deben asignar su CAPEX mayoritario (más del 50%) a la planta de gasificación de biomasa.

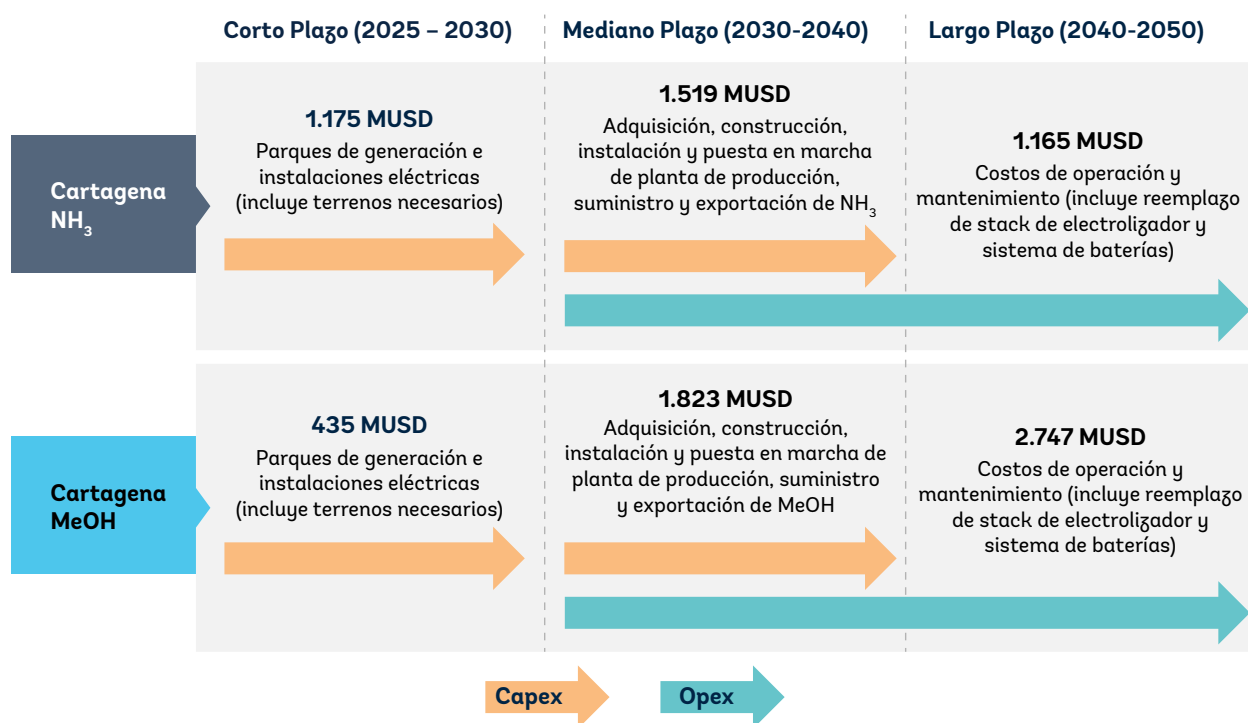
OPEX

En términos de OPEX, los proyectos de amoníaco verde resultan menos costosos que los de metanol verde. Mientras que los proyectos de amoníaco presentan OPEX relativamente similares, en un rango de 29 a 40 millones de dólares por año, los proyectos de metanol muestran gastos operativos anuales significativamente más altos, que oscilan entre 81 y 107 millones de dólares. Esta diferencia se debe principalmente a los mayores costos operativos que requieren los proyectos de metanol verde para garantizar un suministro constante de biomasa y la operación de la planta de síntesis de metanol.

En Barranquilla, el proyecto de metanol verde requeriría un OPEX anual de aproximadamente 107 millones de dólares, de los cuales el 63% se destinaría al suministro de biomasa y el 23% a la operación de la planta de gasificación de biomasa y el reactor de metanol. En comparación, el proyecto de amoníaco verde en esa misma ubicación portuaria requeriría un OPEX de aproximadamente 40 millones de dólares por año, donde la operación del parque eólico (36%) y del sistema de electrólisis (21%) representan las dos partidas más relevantes del gasto operativo.

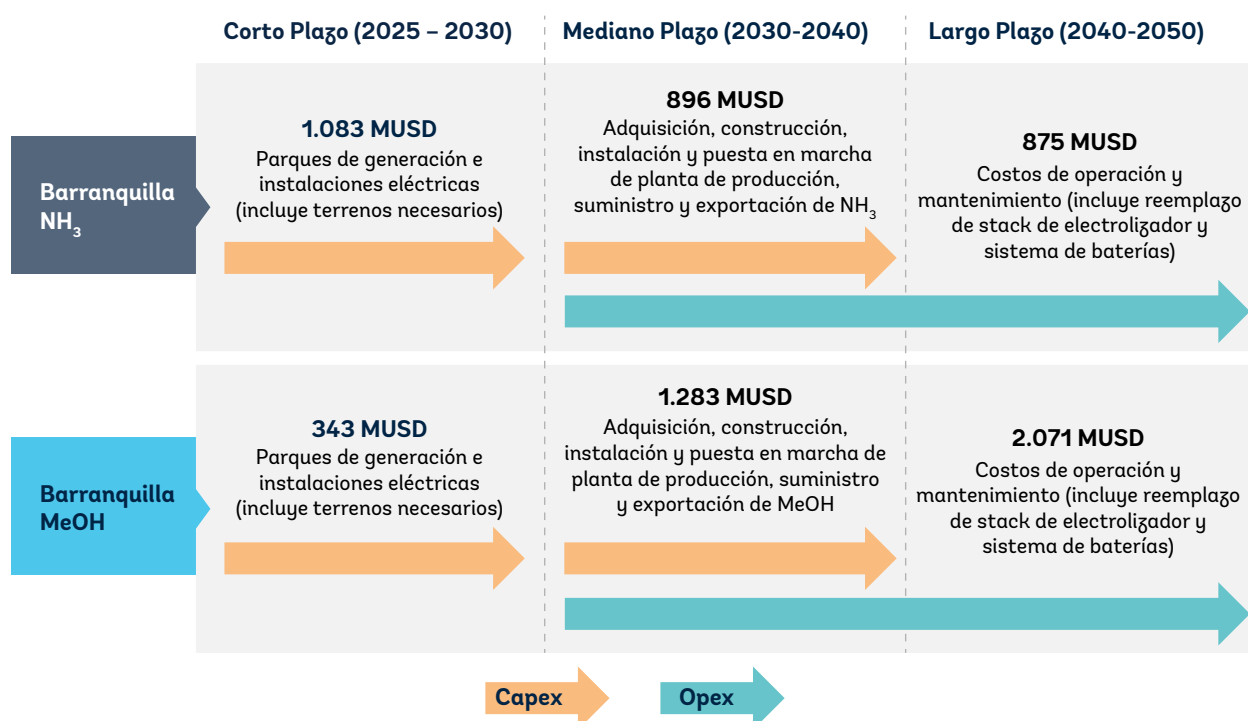


Figura 3.3. Desglose del CAPEX y OPEX para los dos proyectos prioritarios en Cartagena



Fuente: Banco Mundial.

Figura 3.4. Desglose del CAPEX y OPEX para los dos proyectos prioritarios en Barranquilla



Fuente: Banco Mundial.

Como resultado, puede concluirse que los proyectos de amoníaco verde suelen enfrentar mayores inversiones de capital (CAPEX) y menores costos operativos (OPEX), mientras que los proyectos de metanol verde presentan menores CAPEX pero mayores OPEX. Esto se hace evidente en los casos en que ambos tipos de proyecto se evaluaron en paralelo en una misma ubicación portuaria, como Cartagena o Barranquilla. Los mayores requerimientos de CAPEX para el amoníaco verde se explican principalmente por la necesidad de una mayor capacidad de generación de energía renovable —eólica y solar— para producir más hidrógeno mediante electrólisis. A su vez, el mayor OPEX de los proyectos de metanol verde se debe a la necesidad de garantizar un suministro continuo de biomasa y la operación constante de la planta de síntesis de metanol. Estas diferencias se ilustran en las Figuras 3.3 y 3.4.

A futuro, la selección por parte de Colombia de los mercados de exportación también deberá considerar la distancia marítima. Los costos de transporte hacia los mercados internacionales aún no han sido incluidos en el presente análisis. Se estima que los costos de transporte de amoníaco son de aproximadamente 4 dólares por tonelada de NH_3 cada 1.000 km (Deloitte, 2023), y algo menores para el metanol, en torno a 2 dólares por tonelada de MeOH por cada 1.000 km. Sin embargo, algunos estudios reportan un rango más amplio, entre 4 y 12 dólares por tonelada de NH_3 por 1.000 km, posiblemente por la inclusión de costos portuarios (Salmon y Bañares-Alcántara, 2021). A pesar de las preocupaciones por la distancia de transporte, las rutas marítimas desde Colombia hacia los mercados europeos no son, por ejemplo, significativamente más largas que las de Arabia Saudita, uno de los principales competidores. En el caso de exportaciones a Panamá, Colombia no enfrentaría desventajas en términos de costos de transporte respecto a países vecinos como Costa Rica, Panamá o Trinidad y Tobago, y al mismo tiempo podría producir combustibles basados en hidrógeno verde a un costo mucho más bajo.

El análisis financiero revela que, en el escenario base de precios de venta, cinco de las siete configuraciones prioritarias de proyecto presentan un valor presente neto (VPN) positivo. Este escenario base asume precios promedio con prima verde para la venta de las moléculas, una tasa de costo promedio ponderado de capital del 13,75% y una vida útil del proyecto de 25 años, como se muestra en la Tabla 3.4.

En este escenario, todas las configuraciones de proyecto —excepto la producción de amoníaco verde en Cartagena— presentan un VPN positivo. Las demás configuraciones muestran tasas internas de retorno (TIR) entre 14 y 24%, y periodos de recuperación de la inversión de entre seis y once años. Los principales resultados del análisis financiero se resumen en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Comparación de los principales resultados del análisis financiero en el escenario base

Configuración prioritaria de proyecto	Valor presente neto (US\$)	Tasa interna de retorno (%)	Período de recuperación (años)	Índice de cobertura del servicio de la deuda
Cartagena NH_3	-188.537.829	11,24%	13	1,25
Cartagena MeOH	320.724.516	19,32%	8	1,55
Barranquilla NH_3	52.715.867	14,74%	10	1,38
Barranquilla MeOH	299.273.688	21,07%	7	1,61
Puerto Brisa NH_3 (Agua dulce)	34.422.151	14,43%	11	1,37
Puerto Brisa NH_3 (Agua desalada)	35.390.963	14,45%	11	1,37
Puerto Bolívar NH_3	419.753.961	24,24%	6	1,72

Fuente: Banco Mundial.

En el caso del amoniaco verde, la configuración prioritaria de proyecto en Puerto Bolívar presenta los mejores resultados financieros. Esto se debe principalmente a los recursos de energía renovable de clase mundial en el oriente de La Guajira, que permitirían producir amoniaco verde de manera más eficiente en costos, lo que a su vez generaría los mayores márgenes de beneficio bajo precios con prima verde. En términos generales, puede afirmarse que la TIR de los proyectos de amoniaco verde aumenta de oeste a este, en correlación con la mejora de las condiciones de generación renovable, que pasan de buenas a excelentes.

Para el metanol verde, la configuración prioritaria de proyecto en Cartagena podría ser financieramente ligeramente más competitiva que la de Barranquilla. Esta pequeña diferencia en los resultados se debe principalmente al distinto potencial de demanda de mercado que cada proyecto podría atender. Según las estimaciones de este análisis, Cartagena podría generar aproximadamente 33% más de ingresos totales (alrededor de 3 mil millones de dólares) que Barranquilla (alrededor de 2,3 mil millones de dólares). Esto se explica por la mayor capacidad de Cartagena para atender mercados potencialmente más amplios, tanto para *bunkering* como para la industria local.

Tabla 3.4. Parámetros clave para los escenarios utilizados en el análisis de sensibilidad de la viabilidad financiera

	Escenario optimista (verde vs. verde)	Escenario base (verde vs. verde)	Escenario pesimista (verde vs. verde)	Peor escenario (verde vs. gris)
Supuesto sobre precio de venta	Las moléculas verdes se venden al precio máximo con prima	Las moléculas verdes se venden al precio promedio con prima	Las moléculas verdes se venden al precio mínimo con prima	Las moléculas verdes se venden al mismo precio que las moléculas
Precio de venta del amoniaco por t NH₃	US\$ 1.620	US\$ 1.188	US\$ 756	US\$ 658
Precios de venta del metanol por t de MeOH	US\$ 1.728	US\$ 1.404	US\$ 1.080	US\$ 375
WACC	13,75%, con variaciones al alza y a la baja			
Vida útil del proyecto	25 años, con inicio de operaciones en 2032			

Fuente: Banco Mundial.

Aunque los LCOA y LCOM de Colombia son relativamente competitivos en comparación con otras regiones del mundo, la viabilidad financiera depende en gran medida del precio final de venta de las moléculas verdes. Las grandes diferencias entre estos precios —por ejemplo, entre moléculas verdes y sus equivalentes grises— se ilustran nuevamente en la Tabla 3.4 y se visualizan en la

Figura 3.2. Por tanto, sigue abierta la pregunta de si los mercados del futuro recompensarán suficientemente al amoniaco o al metanol verde como productos con prima verde, capaces de alcanzar precios más altos que sus versiones producidas a partir de combustibles fósiles. Estos mercados están impulsados por políticas públicas y dependen en gran medida del grado de exigencia de las políticas climáticas adoptadas por la Unión Europea, Corea del Sur y Japón en lo que respecta a las exportaciones, así como por la Organización Marítima Internacional en lo relativo a los combustibles marítimos.

El análisis de sensibilidad también revela que ningún proyecto sería financieramente viable si las moléculas verdes tuvieran que competir directamente con sus equivalentes grises. Si el amoniaco o el metanol verde “hechos en Colombia” no pudieran venderse a precios con prima gracias a su valor intrínseco de descarbonización, sino que tuvieran que comercializarse a los precios actuales de mercado de las moléculas producidas con combustibles fósiles, entonces todas las configuraciones prioritarias de proyecto se volverían financieramente inviables. Este riesgo es especialmente relevante para el metanol, cuyo precio gris es un 73% más bajo que el precio promedio con prima verde asumido en el escenario base. De forma similar, el precio del amoniaco gris es un 55% más bajo que el del amoniaco verde.

Si las moléculas verdes solo pudieran venderse a precios con prima mínimos —en lugar de precios promedio—, los proyectos financieramente inviables podrían volver a ser viables con algún tipo de apoyo. En el análisis de sensibilidad, los precios con prima mínimos se fijaron en 756 dólares por tonelada de NH_3 y 1.080 dólares por tonelada de MeOH . Bajo estos precios bajos, todos los proyectos presentan un valor presente neto negativo. Sin embargo, algunos de ellos podrían volver a ser financieramente viables, principalmente mediante una reducción del costo promedio ponderado de capital (WACC). Por ejemplo, incluso bajo precios con prima mínimos, el metanol verde producido en Cartagena y Barranquilla mostraría un VPN positivo si el WACC se redujera del 13,75% al 10% (o si los precios de venta aumentaran un 1% anual). De forma similar, en el caso del amoniaco verde en Puerto Bolívar, un VPN positivo también sería alcanzable con un WACC reducido al 10%.

Alternativamente, la viabilidad financiera de las configuraciones prioritarias de proyecto podría restablecerse mediante subsidios al CAPEX. Suponiendo que las moléculas verdes solo pudieran venderse a precios con prima mínimos, los subsidios al CAPEX podrían marcar la diferencia. Para los proyectos de amoniaco verde, estos subsidios tendrían que oscilar entre un 23% en Puerto Bolívar y un 44% —el caso más desfavorable— en Cartagena. Para los proyectos de metanol verde, bastarían subsidios de entre 16 y 18% para que los proyectos volvieran a ser financieramente viables. Evidentemente, estos niveles de subsidio deberían justificarse con base en los beneficios socioambientales esperados.

Existen opciones adicionales que podrían mejorar la viabilidad financiera de las configuraciones de proyecto en consideración.

En primer lugar, podrían generarse ingresos adicionales si la energía excedente comercializable —que no se requiere para la producción de moléculas verdes— se inyecta a la red eléctrica. Esta fuente potencial de ingresos, así como la venta de agua desalinizada excedente, aún no han sido consideradas en el análisis financiero.

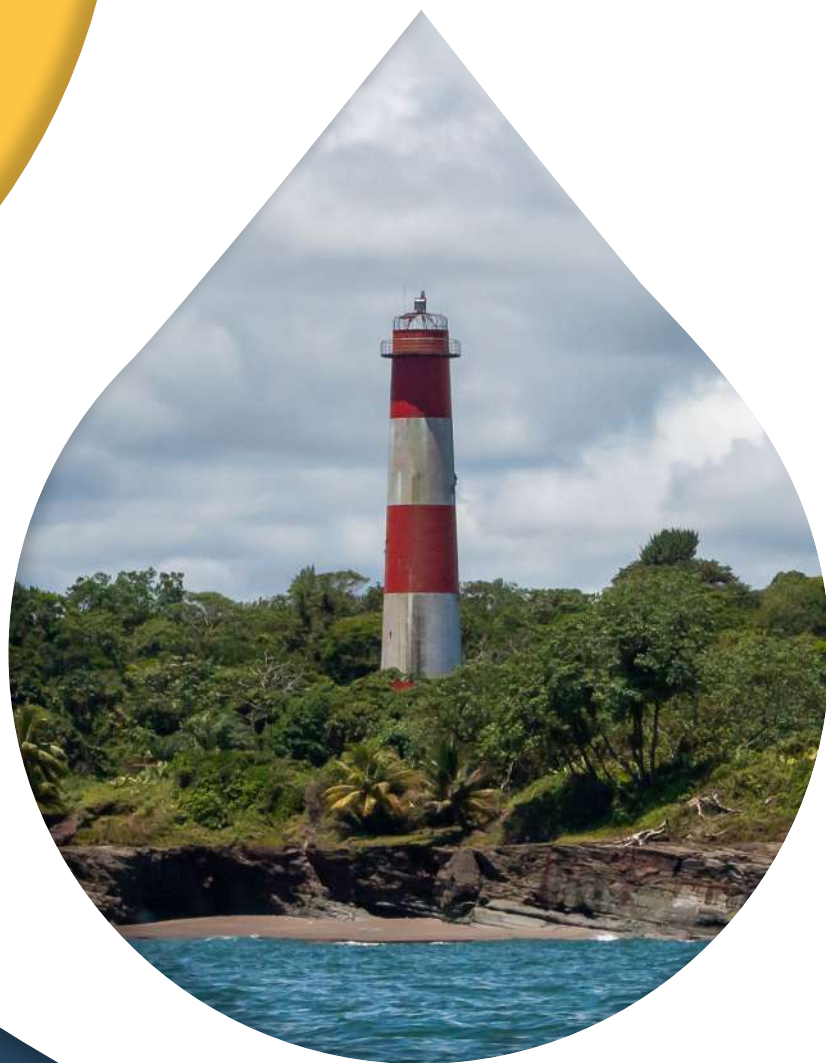
En segundo lugar, la Ley 1715 de 2014 permite la deducción del 50% del total de la inversión del ingreso gravable. Si bien esta disposición no afecta directamente el flujo de caja del proyecto ni su valor presente neto (VPN) o tasa interna de retorno (TIR), sí mejora el flujo de caja para los accionistas, lo cual incrementa su TIR.

En tercer lugar, la estructuración financiera de los proyectos podría optimizarse. Por ejemplo, la participación de un banco de desarrollo o la creación de una alianza público-privada permitiría movilizar financiamiento concesional, mejorar la asignación de riesgos y aumentar la rentabilidad de la inversión.

Adicionalmente, Colombia podría aprovechar diversas plataformas de apoyo ofrecidas por socios del desarrollo para fomentar proyectos de hidrógeno verde en países en desarrollo. El Banco Mundial y otras instituciones financieras de desarrollo han implementado mecanismos específicos de apoyo técnico y financiero orientados a garantizar un financiamiento estable y adecuado durante toda la vida del proyecto. Estos mecanismos resultan especialmente importantes en contextos de austeridad fiscal. Por ejemplo, la iniciativa *10 Gigavatios* de Hidrógeno Limpio busca impulsar proyectos de hidrógeno verde de entre 100MW y 1 GW hasta la Decisión Final de Inversión en mercados emergentes y países en desarrollo de aquí a 2030 (Banco Mundial, 2023). Además, el nuevo Fondo de Transición Energética del Banco Mundial contempla la combinación de financiamiento concesional con capital privado para mitigar riesgos y reducir costos en proyectos clave para la transición energética en Colombia.

Más allá de los beneficios financieros, se espera que cada proyecto prioritario en las distintas ubicaciones portuarias genere beneficios socioeconómicos en términos de desarrollo económico, acción climática y apoyo a comunidades indígenas. En una primera etapa, estos beneficios se relacionan principalmente con el aumento de los ingresos fiscales, la innovación industrial y la generación de empleos de calidad en el sector verde en Colombia. Asimismo, estarían vinculados a una mitigación más amplia del cambio climático. Por ejemplo, si los proyectos comenzaran a inyectar electricidad excedente a la red nacional, esto contribuiría a la descarbonización de la matriz eléctrica del país.

Por último, la electricidad excedente de los parques eólicos y solares, así como el agua excedente de las plantas desalinizadoras, podrían suministrarse a comunidades indígenas en zonas con restricciones de energía y agua en La Guajira, mejorando así sus condiciones de vida.



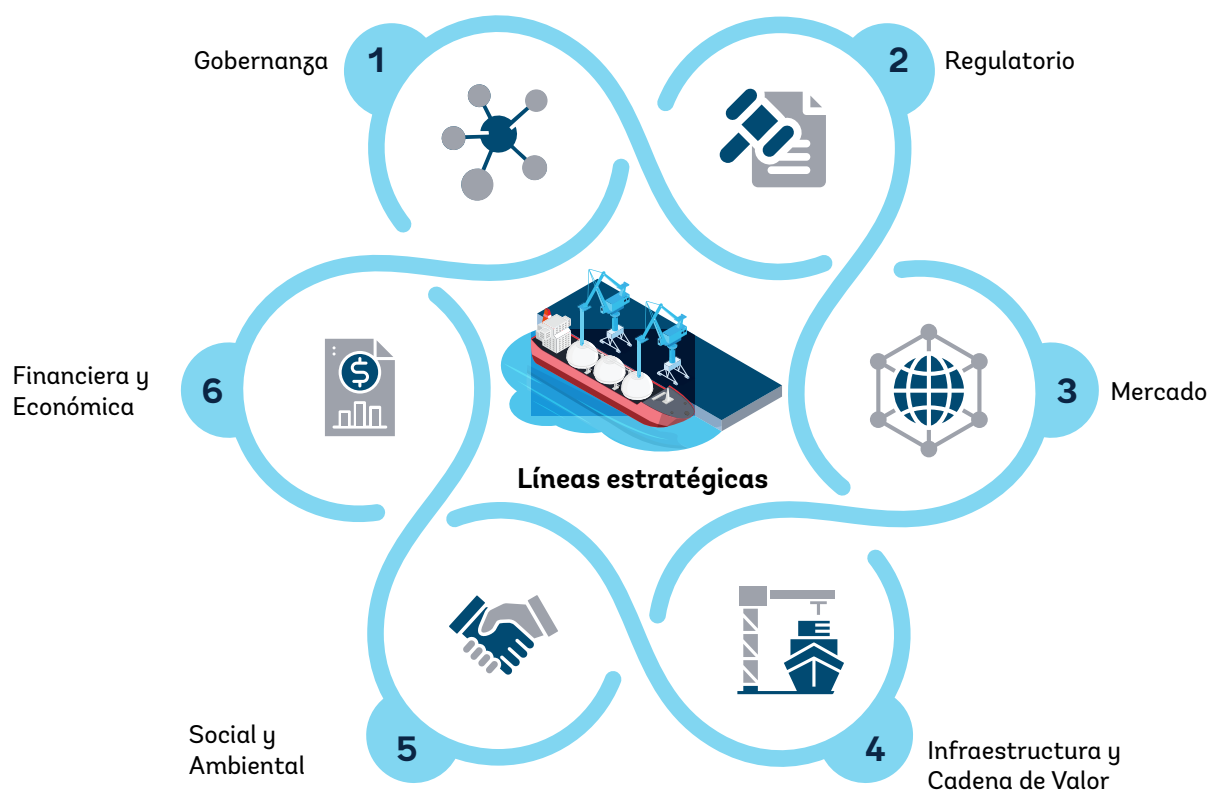
Hoja de ruta para proyectos emblemáticos

- El objetivo es posicionar a Colombia como un actor líder en la economía internacional del hidrógeno verde y desarrollar uno o más proyectos de amoníaco verde y metanol verde en las cuatro ubicaciones portuarias priorizadas.
- Para respaldar este objetivo, se elaboró una Hoja de Ruta para Proyectos Emblemáticos estructurada en torno a seis ejes estratégicos: (i) Gobernanza, (ii) Regulación, (iii) Cadena de valor, (iv) Mercado, (v) Social y ambiental, y (vi) Financiero y económico.
- Dado el tiempo que requiere el desarrollo de cadenas de valor y mercados de hidrógeno verde a gran escala, la Hoja de Ruta distingue las siguientes etapas para las acciones recomendadas:
(i) Corto plazo: 2025–2030; (ii) Mediano plazo: 2031–2040; (iii) Largo plazo: 2041–2050.

Con base en los hallazgos de la Etapa 1 y la Etapa 2, se elaboró una hoja de ruta para proyectos emblemáticos con el fin de facilitar el posicionamiento de Colombia como un actor clave en la incipiente economía global del hidrógeno verde. Esta hoja de ruta está orientada específicamente a respaldar el desarrollo de uno o varios de los proyectos de amoníaco verde y metanol verde identificados en las cuatro ubicaciones portuarias priorizadas. Su propósito principal es contribuir al desarrollo económico del país mediante la atracción de inversión extranjera directa, la promoción de la innovación verde y la generación de empleo. Además, la hoja de ruta busca apoyar la descarbonización de la industria colombiana, del sector del transporte marítimo y la mitigación del cambio climático en sectores industriales de Europa o Asia Oriental.

La hoja de ruta se basa en un marco estructurado en seis ejes estratégicos: (i) Gobernanza, (ii) Regulación, (iii) Cadena de valor, (iv) Mercado, (v) Social y ambiental, y (vi) Financiero y económico. Este marco se ilustra en la Figura 4.1.

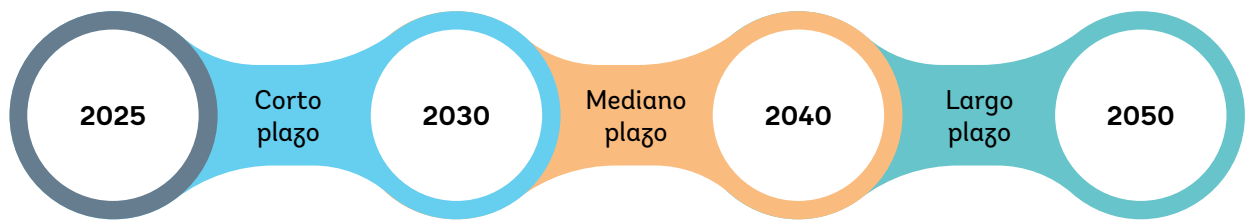
Figura 4.1. Marco de seis ejes de la hoja de ruta para proyectos emblemáticos



Fuente: Banco Mundial.

La hoja de ruta para proyectos emblemáticos propone acciones recomendadas a través de un enfoque estructurado en tres fases. Dado el tiempo que requiere el desarrollo de cadenas de valor y mercados de hidrógeno verde a gran escala, se consideran las siguientes fases: (i) Corto plazo: 2025–2030; (ii) Mediano plazo: 2031–2040; (iii) Largo plazo: 2041–2050. Esta línea de tiempo se ilustra en la Figura 4.2. A partir de un análisis de brechas que identifica los principales desafíos, la hoja de ruta presenta recomendaciones de acción específicas.

Figura 4.2. Horizonte temporal para las acciones recomendadas en la hoja de ruta para proyectos emblemáticos



Fuente: Banco Mundial.

4.1. Desafíos y deficiencias

Además de los beneficios financieros y socioeconómicos descritos anteriormente, el desarrollo de las configuraciones prioritarias de proyecto enfrenta diversos desafíos. Se realizó un análisis de brechas con el objetivo de identificar, documentar y recopilar los principales retos que deben abordarse para avanzar en la implementación de uno o más proyectos prioritarios. Muchos de estos desafíos están estrechamente relacionados con el carácter incipiente de la economía del hidrógeno, una condición común que enfrentan actualmente todos los países interesados en producir combustibles basados en hidrógeno verde. La Tabla 4.1 presenta y agrupa los principales desafíos o brechas identificados, los cuales probablemente requerirán especial atención en las próximas etapas del desarrollo de los proyectos.

Tabla 4.1. Principales desafíos o brechas identificados para el desarrollo posterior de los proyectos

Eje	Principales desafíos o deficiencias identificados
1 Gobernanza	<ul style="list-style-type: none">Roles, responsabilidades y coordinación: Existe una claridad limitada respecto a los roles y responsabilidades específicos de las entidades públicas y privadas en el desarrollo de cadenas de valor basadas en hidrógeno verde, así como una coordinación insuficiente por parte de uno o pocos actores centrales capaces de articular los intereses y capacidades individuales.Apoyo gubernamental: Existe margen para un mayor respaldo y reconocimiento gubernamental a proyectos específicos de hidrógeno verde, por ejemplo, mediante su designación como “Proyectos de Interés Nacional” o mediante la alineación estratégica de las actualizaciones del Plan de Ordenamiento Físico Portuario y Ambiental (POFPA) con la economía nacional del hidrógeno.
2 Regulación	<ul style="list-style-type: none">Aspectos generales: A la fecha, Colombia carece de un marco normativo y regulatorio adecuado para la producción, almacenamiento, suministro y exportación segura de combustibles basados en hidrógeno verde (considerado como combustible, no como insumo).Puertos: La normativa portuaria de Colombia aún no reconoce los combustibles basados en hidrógeno como un tipo de combustible marítimo diferenciado para operaciones de <i>bunkering</i>.

Eje	Principales desafíos o deficiencias identificados
3 Cadena de valor	<ul style="list-style-type: none"> • Elección del tipo de molécula: Persiste incertidumbre respecto al tipo de molécula verde más adecuado (por ejemplo, amoniaco o metanol) para ser producido en cada ubicación portuaria. Esto depende principalmente de factores comerciales (como los precios de venta futuros) y técnicos (como la disponibilidad de biomasa). • Disponibilidad de terreno: Se requiere un análisis más detallado sobre la cantidad y el tipo de terreno efectivamente disponible en cada puerto, dada la enorme huella física requerida por la infraestructura de generación de energía renovable prevista (especialmente en el caso de la producción de amoniaco verde). • Infraestructura portuaria: Aún se desconoce si será necesaria infraestructura portuaria especializada para los combustibles basados en hidrógeno verde, o si podría reutilizarse infraestructura existente actualmente dedicada a otros combustibles o productos químicos. • Infraestructura compartida: Se requiere mayor análisis sobre la infraestructura habilitante que podría compartirse estratégicamente entre varios proyectos (por ejemplo, infraestructura portuaria, plantas desalinizadoras, ductos, líneas de transmisión), con el fin de reducir el costo total de los combustibles basados en hidrógeno verde. • Habilidades y capacitación: La gestión de proyectos a gran escala para hidrógeno verde, amoniaco o metanol requerirá nuevas capacidades en la fuerza laboral. Esto implicará una demanda creciente de mano de obra calificada que el mercado laboral colombiano aún podría no estar preparado para cubrir plenamente. Esta brecha podría abordarse mediante programas de formación especializados a nivel nacional.
4 Mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo del mercado internacional: Colombia necesita reforzar su participación estratégica y capacidad de incidencia en mercados clave de exportación y en ciertos foros internacionales (por ejemplo, la Organización Marítima Internacional) para fomentar el desarrollo de un mercado global para combustibles basados en hidrógeno verde. • Infraestructura portuaria: Los puertos colombianos carecen de infraestructura adecuada para recibir embarcaciones que realicen <i>bunkering</i>, transporte o transferencia de combustibles basados en hidrógeno. • Investigación de mercado: Se requieren más estudios públicos para estimar la demanda de combustibles basados en hidrógeno verde por parte de sectores específicos en distintas zonas geográficas de Colombia. • Incentivos locales: Los incentivos de política actuales son insuficientes para fomentar el uso local de combustibles basados en hidrógeno verde en los distintos sectores industriales del país.

Eje	Principales desafíos o deficiencias identificados
5 Social y ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Comunidades indígenas locales: En el pasado, la construcción de relaciones de confianza con comunidades indígenas locales y la socialización de los impactos y beneficios de los proyectos de energía renovable e hidrógeno verde no han tenido el éxito esperado. • Gestión sostenible de la salmuera: En Colombia aún no existe un marco normativo claro para la gestión ambientalmente responsable de la salmuera¹⁹ generada por las plantas desalinizadoras.
6 Financiero y económico	<ul style="list-style-type: none"> • Incertidumbre de ingresos: La naturaleza incipiente del mercado impide contar con señales de precio claras y robustas, lo que dificulta una estimación confiable de ingresos. El análisis de sensibilidad reveló que la rentabilidad futura dependerá en gran medida de los precios de venta que puedan alcanzar las moléculas verdes. • Inversiones adicionales para beneficios adicionales: Generar ingresos complementarios a lo largo de las cadenas de valor del hidrógeno verde —por ejemplo, mediante la venta de excedentes de electricidad renovable o agua desalinizada para consumo doméstico o industrial— requeriría infraestructura habilitante adicional (y preferiblemente compartida), lo que implicaría nuevas inversiones. • Financiamiento y reparto de riesgos: Dado el nivel de CAPEX estimado, será necesario acceder a esquemas de financiamiento especializado existentes o nuevos, así como a mecanismos adecuados de reparto de riesgos. • Valoración de concesiones portuarias: No existe claridad —ni por parte del Gobierno ni de los desarrolladores— sobre cómo valorar las futuras concesiones portuarias vinculadas a la explotación de combustibles basados en hidrógeno verde (por ejemplo, si deberían valorarse en función de concesiones previas o si es necesario un enfoque nuevo, dada la novedad de estas operaciones). Esto dificulta tanto la estimación de costos para los desarrolladores como la proyección de ingresos para el Estado.

Fuente: Banco Mundial.

4.2. Acciones recomendadas

Siguiendo el mismo marco de seis ejes, la hoja de ruta para proyectos emblemáticos pone un énfasis especial en la creación de un entorno habilitante para el desarrollo de cadenas de valor basadas en hidrógeno verde. En este contexto, es importante señalar que, si bien los estudios de prefactibilidad o factibilidad específicos —ya sean del lado de la oferta o de la demanda— pueden avanzar de forma independiente, su progreso exitoso hacia una decisión final de inversión depende en gran medida de habilitadores estratégicos que, en muchos casos, están interrelacionados.

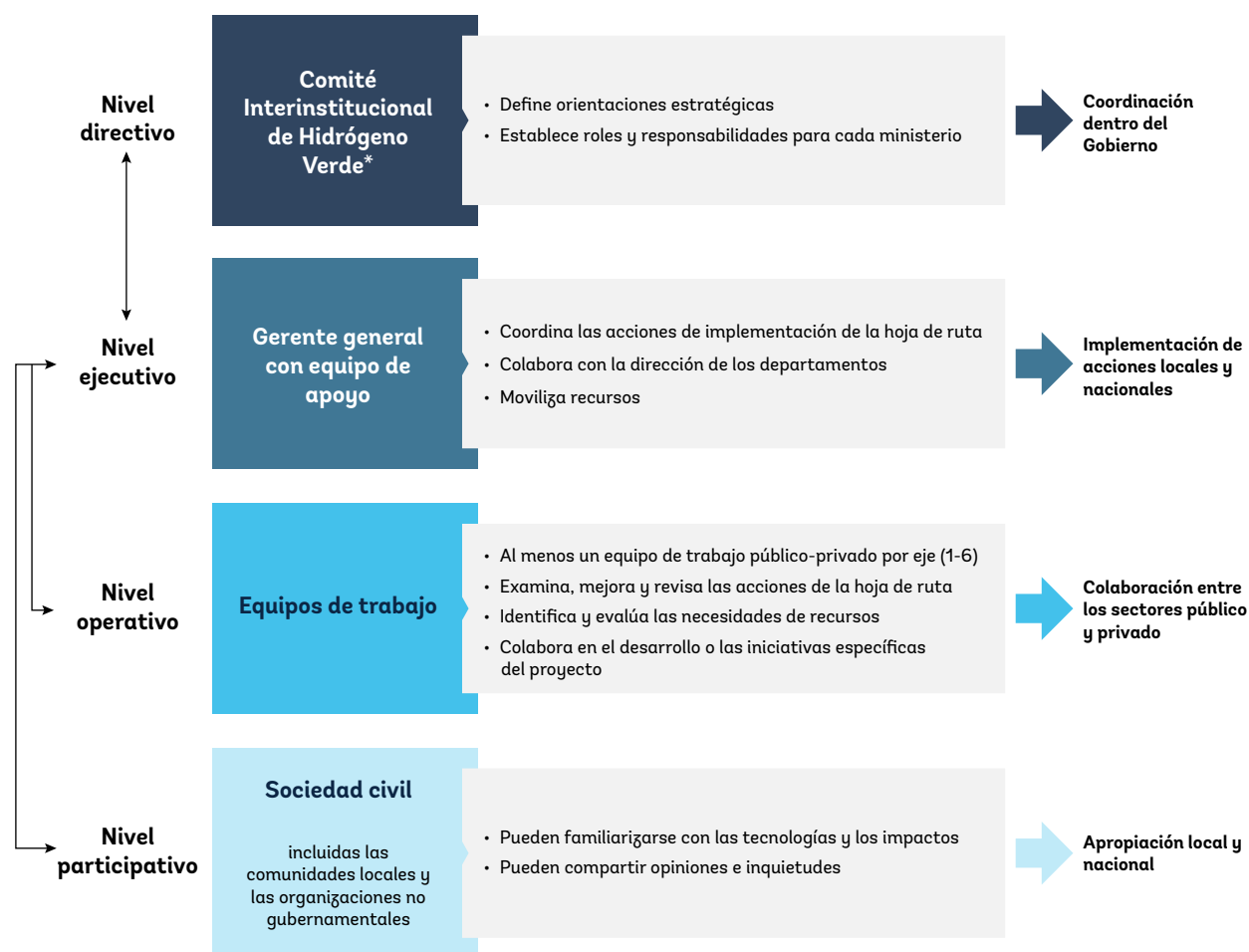
¹⁹ La salmuera es un residuo concentrado y salino que se genera cuando el agua de mar se desaliniza para producir agua dulce.

Entre estos habilitadores se encuentran, por ejemplo, el Eje 1: Gobernanza, el Eje 2: Regulación, el Eje 5: Social y ambiental, y, en cierta medida, también el Eje 6: Financiero y económico. En conjunto, las acciones recomendadas en estos ejes son fundamentales para crear un entorno propicio, al aumentar la certeza para la inversión y reducir los riesgos asociados. Los detalles completos de la hoja de ruta se presentan en el Anexo 4.

4.2.1 Eje 1: Gobernanza

La hoja de ruta para proyectos emblemáticos propone establecer un mecanismo de gobernanza que conecte al gobierno nacional con otros actores clave. Entre estos actores se incluyen, por ejemplo, los gobiernos departamentales de Bolívar, Atlántico, Magdalena y La Guajira, junto con actores del sector privado con potencial catalizador, como Ecopetrol. Este intercambio intensificado tiene como objetivo avanzar en el desarrollo de las configuraciones prioritarias de proyecto en las cuatro ubicaciones portuarias de forma más colaborativa. Una posible estructura de este mecanismo de gobernanza se ilustra en la Figura 4.3.

Figura 4.3. Estructura potencial para un mecanismo de gobernanza



*Aprovechando el reciente proceso de creación de dicho comité, iniciado por el Ministerio de Energía y Minas.

↔ Principales líneas de interacción

Este es un momento oportuno para avanzar en el desarrollo de al menos un proyecto de amoniaco verde y uno de metanol verde, designándolos como “Proyectos de Interés Nacional”. Esto permitiría que Colombia impulse estratégicamente proyectos emblemáticos para construir su futura economía del hidrógeno verde, al tiempo que asegura experiencia en ambos tipos de moléculas verdes, consideradas clave tanto para la exportación como para la propulsión marítima. Además, estos y posiblemente otros proyectos se beneficiarían si se les otorga la categoría de “Proyectos de Interés Nacional” antes de 2026.

4.2.2 Eje 2: Regulación

Este eje se orienta principalmente al desarrollo de un marco normativo transparente para los combustibles basados en hidrógeno verde, así como a la adecuación de futuros contratos de concesión portuaria y modelos de negocio.

- **Desarrollo de un marco regulatorio:** El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Dirección General Marítima (DIMAR), debería establecer un marco normativo integral para los combustibles basados en hidrógeno verde. Este marco debe definir estándares técnicos (por ejemplo, de seguridad, ambientales, entre otros) para los combustibles basados en hidrógeno verde “hechos en Colombia”, a lo largo de toda su cadena de valor.
- **Reconocimiento de los combustibles basados en hidrógeno como nuevo tipo de combustible y carga:** Aunque el hidrógeno ya es reconocido como vector energético, tanto este como sus derivados aún carecen de una clasificación formal como combustible o tipo de carga. Por tanto, es fundamental que estas moléculas verdes sean categorizadas oficialmente como combustible para buques con cero emisiones o como nuevo tipo de carga para fines de exportación.
- **Actualización o modificación de contratos de concesión portuaria:** Los contratos de concesión portuaria en Colombia, regulados por la Ley 1 de 1991, tienen una duración de hasta 30 años e incluyen opción de prórroga. Varios contratos están próximos a vencer, lo cual desincentiva la inversión en proyectos de combustibles basados en hidrógeno verde bajo los términos actuales. Es esencial actualizar las condiciones de estos contratos, incluyendo la autorización para manejar combustibles de hidrógeno, con el fin de incentivar a los puertos interesados en integrarse a la cadena de valor.
- **Consideración de asociaciones público-privadas (APP) en puertos:** Financiar adecuadamente los proyectos de hidrógeno verde es un factor crítico de éxito, que requiere una distribución adecuada de riesgos entre las partes interesadas. El sector portuario colombiano opera principalmente bajo el esquema de obras públicas.²⁰ Sin embargo, el potencial de las APP — comúnmente utilizadas en otros sectores como el transporte público o la infraestructura vial— sigue siendo poco explorado en el ámbito portuario. Analizar la viabilidad legal y práctica de implementar APP en los puertos priorizados podría abrir nuevas vías de financiamiento y mitigación de riesgos.

²⁰ Esto significa que la concesión portuaria es otorgada por una entidad pública, y el operador de cada concesión suele pertenecer al sector privado.

4.2.3 Eje 3: Cadena de valor

Dado que los proyectos prioritarios considerados tienen como objetivo entrar en operación hacia 2032, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos críticos en el tiempo:

- **Avanzar de forma continua en el desarrollo de los proyectos:** Los proyectos con potencial para avanzar deben hacerlo de manera oportuna, pasando de la etapa actual de prefactibilidad a la factibilidad y luego a la ingeniería de detalle, para poder alcanzar una decisión final de inversión hacia finales de la década de 2020.
- **Desarrollar capacidad de generación de electricidad renovable:** Es fundamental iniciar lo antes posible cualquier planificación para la adquisición de terrenos destinados a generación de energía renovable. Por ahora, el enfoque inicial debe centrarse en sistemas eólicos en tierra firme y fotovoltaicos solares. Si bien este análisis consideró únicamente la energía eólica terrestre, en el mediano y largo plazo también debería contemplarse el desarrollo de energía eólica marina (offshore), lo que permitiría aprovechar el potencial económico de los puertos colombianos y alinearse con las hojas de ruta y proyectos de referencia actualmente en desarrollo en este ámbito.
- **Garantizar el suministro suficiente de biomasa:** Dado que los proyectos de metanol verde requerirán un suministro constante de biomasa, es importante desarrollar planes para garantizar una provisión confiable y sostenible. Estos planes deben incluir mejoras a las prácticas nacionales de recolección de biomasa (por ejemplo, promoviendo una recolección más centralizada para reducir costos).
- **Planificar infraestructura compartida:** Para minimizar los costos totales y reducir el costo individual por usuario, suele ser conveniente que varios proyectos compartan la misma infraestructura. Esto se refiere especialmente a infraestructura portuaria, plantas desalinizadoras, ductos o líneas de transmisión. Este tipo de infraestructura de uso común también permitiría a los proyectos abastecer con energía limpia (utilizando electricidad renovable excedente) o agua potable (utilizando agua desalinizada excedente) a comunidades locales que lo necesiten. El sector público está idealmente posicionado para planificar y, en muchos casos, operar esta infraestructura de uso compartido, ya sea por cuenta propia o mediante asociaciones público-privadas.
- **Ofrecer programas de formación:** Resulta beneficioso comenzar a diseñar e implementar programas de capacitación relacionados con combustibles basados en hidrógeno verde. Estas iniciativas de formación y perfeccionamiento serán necesarias para preparar a la fuerza laboral colombiana frente a la creciente demanda de perfiles especializados. Además, permitirán que la nascente economía nacional del hidrógeno verde despliegue todo su potencial en materia de creación de empleo local.



4.2.4 Eje 4: Mercado

Resulta conveniente adoptar un enfoque gradual y por etapas para acceder a los mercados potenciales de combustibles basados en hidrógeno verde “hechos en Colombia”: primero el mercado de exportación, luego el mercado de *bunkering* y, finalmente, el mercado de la industria local.

- **Acceso al mercado de exportación:** Para activar el mercado más grande y atractivo, es fundamental asegurar más memorandos de entendimiento (MoU) y desarrollar contratos que ofrezcan una demanda confiable a largo plazo para los combustibles basados en hidrógeno verde producidos en Colombia. Formalizar acuerdos de suministro energético con socios como la Unión Europea, Japón, Corea del Sur, Panamá y otros permitiría a Colombia posicionarse gradualmente como un centro regional de suministro de este tipo de combustibles.
- **Acceso al mercado de *bunkering*:** El mercado de *bunkering* en Colombia incluye tanto demanda internacional como nacional. En cuanto a la demanda internacional, Colombia puede beneficiarse de las embarcaciones internacionales que recalán en sus puertos, así como de aquellas que se abastecen en Panamá, uno de los principales centros mundiales de *bunkering*. En este ámbito, una participación proactiva y estratégica en la formulación de políticas climáticas ambiciosas en la Organización Marítima Internacional —por ejemplo, mediante un estándar estricto de combustibles con bajas emisiones de GEI y un precio significativo al carbono aplicado a los combustibles marítimos— puede influir directamente en el nivel de demanda futura. En cuanto a la demanda nacional, se requiere un marco regulatorio que establezca objetivos claros de descarbonización para la flota nacional en sectores como la pesca, el transporte local y el turismo, acompañado de incentivos que fomenten el desarrollo de la infraestructura y el suministro de estos combustibles.
- **Desarrollo del mercado industrial local:** Se necesitan estudios públicos iniciales para caracterizar y estimar la demanda de los sectores industriales de Colombia con el fin de desarrollar un mercado local para el hidrógeno verde y sus derivados en las zonas cercanas a los puertos. A partir de esos resultados, los responsables de política pública podrán establecer incentivos que activen dicha demanda. Por su parte, los puertos deberán evaluar cómo atender esta demanda mediante estrategias de producción, adquisición, almacenamiento y suministro de combustibles.

4.2.5 Eje 5: Social y ambiental

Las acciones recomendadas en este eje buscan equilibrar el objetivo de avanzar en el desarrollo de los proyectos con la necesidad de reconocer y abordar las preocupaciones sociales y ambientales.

- **Desarrollo de una estrategia de participación social:** El sector público debe formular esta estrategia para cerrar brechas con las comunidades indígenas locales, especialmente en lo que respecta al acceso a información sobre tecnologías de hidrógeno y sus impactos, el desarrollo de capital humano y el desarrollo local integral basado en la participación democrática. Para apoyar la transición energética sostenible de Colombia, es necesario adoptar un enfoque basado en la comunidad, promoviendo la inclusión y respetando el legado indígena. El objetivo principal es posicionar a las comunidades como actores centrales en el proceso de desarrollo de los proyectos.
- **Asignación de recursos para la participación comunitaria:** Desde el inicio, el gobierno debe liderar y asignar los recursos necesarios para interactuar con las comunidades indígenas locales. Esto se refiere, en particular, a facilitar el diálogo con comunidades como los Wayuu en La Guajira, donde en el pasado los esfuerzos gubernamentales han sido limitados y los del sector privado, aislados.

- **Creación de estándares y guías ambientales:** Es recomendable que el gobierno establezca estándares y lineamientos ambientales estrictos para mitigar posibles efectos colaterales no deseados. Esto incluye, por ejemplo, evaluaciones de impacto ambiental sobre cómo gestionar y disponer subproductos como la salmuera resultante de plantas desalinizadoras, de la manera más respetuosa con el medio ambiente.
- **Certificación de expertos ambientales:** Como parte de un esfuerzo por estandarizar y garantizar la calidad, el gobierno debería considerar el desarrollo de un programa de certificación para profesionales que participen en evaluaciones de impacto ambiental o procesos de consulta previa. Esto enviaría una señal clara a los desarrolladores potenciales de que el gobierno está comprometido con facilitar el avance de los proyectos hacia las etapas de factibilidad, diseño e inversión.

4.2.6 Eje 6: Financiero y económico

El análisis financiero evidenció que se requerirán niveles elevados de inversión de capital (CAPEX), que van desde 1.600 millones de dólares (por ejemplo, en Puerto Bolívar) hasta casi 2.700 millones de dólares (por ejemplo, en Cartagena), además de gastos operativos significativos (OPEX), especialmente en los proyectos de metanol verde. Para cubrir estas necesidades, será fundamental movilizar recursos financieros mediante mecanismos especializados. El análisis recomienda que los desarrolladores de proyectos y el gobierno exploren oportunidades como las siguientes:

- **Considerar un fondo de inversión similar al modelo CORFO:** La creación de un fondo de inversión inspirado en el fondo liderado por CORFO²¹ en Chile para proyectos de hidrógeno verde podría resultar beneficiosa. Este tipo de fondo permite acceder a financiamiento que atrae inversión privada y mitiga riesgos, lo cual es considerado esencial dada la magnitud del CAPEX y del OPEX en el largo plazo.
- **Promover asociaciones público-privadas en la economía del hidrógeno:** Asimismo, el uso de asociaciones público-privadas (APP), reguladas en Colombia por la Ley 1508 de 2014, podría ser una estrategia efectiva para facilitar el financiamiento y distribuir los riesgos asociados a la construcción de la nascente economía del hidrógeno. Este enfoque estructurado de financiamiento permitiría una distribución inicial del riesgo entre los sectores público y privado, fomentaría nuevas alianzas entre ambos y facilitaría la inclusión de instrumentos como bonos temáticos en los mercados de capital, fortaleciendo así la confianza de los inversionistas.
- **Explorar financiamiento concesional por parte de socios del desarrollo:** A nivel de desarrollo multilateral, instituciones como el Banco Mundial podrían ofrecer financiamiento concesional en forma de préstamos favorables o garantías para cubrir el CAPEX de proyectos de amoniaco, donde las inversiones iniciales son relativamente bajas y los costos operativos a largo plazo son menores. Por su parte, los proyectos de metanol podrían beneficiarse de esquemas de financiamiento concesional promovidos por instituciones que adopten un enfoque basado en la amortización del costo total durante el ciclo de vida del proyecto. Estas y otras fuentes de financiamiento concesional pueden ser exploradas a través de una colaboración estratégica con iniciativas como la 10 GW Clean Hydrogen Initiative o el nuevo Fondo de Transición Energética para Colombia.

²¹ CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) es la agencia de desarrollo económico de Chile. Con el apoyo de bancos de desarrollo estadounidenses y europeos, incluido el Banco Mundial, CORFO desarrolló un fondo cuyos recursos están destinados a mitigar los riesgos de los proyectos nacionales de hidrógeno verde. Actualmente, el fondo cuenta con una capitalización de 1.000 millones de dólares estadounidenses.



Conclusiones

- Desarrollar una economía del hidrógeno verde en Colombia se asemeja a armar un rompecabezas, en el que algunas piezas esenciales pueden colocarse desde la perspectiva del transporte marítimo.
- Comprender y moldear de forma proactiva el papel futuro del transporte marítimo y los puertos ayudará a Colombia a posicionarse como un líder en el mercado global del hidrógeno verde.

Desarrollar una economía del hidrógeno verde, como en el caso de Colombia, puede compararse con armar un rompecabezas. Tal como se ilustra en la Figura 5.1, es necesario encajar muchas piezas distintas en el lugar correcto hasta que se forme una imagen completa.

Algunas de estas piezas clave consisten en definir el papel del transporte marítimo y los puertos, así como su lugar dentro de las cadenas de valor futuras y su contribución a estas, en relación con el hidrógeno, el amoníaco y el metanol verdes “hechos en Colombia”. Otras piezas importantes están relacionadas con la energía, el agua, el uso del suelo, la industria, entre otros aspectos. Todas estas piezas deben alinearse mediante la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde que Colombia viene desarrollando, así como con otros documentos estratégicos orientadores, con el fin de construir cadenas de valor funcionales.

Figura 5.1. Metáfora del rompecabezas de la economía del hidrógeno verde, con piezas faltantes marítimas y no marítimas



Fuente: Adobe Stock y Banco Mundial.

Este análisis representa un primer paso para destacar y definir las piezas del rompecabezas de la descarbonización del transporte marítimo en Colombia. A partir de ello, se extraen las siguientes conclusiones clave:

1. La descarbonización del transporte marítimo dependerá de los combustibles basados en hidrógeno verde, y la economía global del hidrógeno verde dependerá del transporte marítimo.
2. Se identificaron siete oportunidades clave de inversión para proyectos emblemáticos de hidrógeno verde a lo largo de la costa Caribe de Colombia.
3. Las mayores oportunidades de negocio para comercializar combustibles basados en hidrógeno verde provenientes de estos proyectos potenciales se encuentran en los mercados internacionales de exportación, seguidas por la demanda para *bunkering*.

4. Aunque los proyectos prioritarios son financieramente viables con precios promedio que incluyan prima verde, su viabilidad sigue siendo altamente sensible a los precios futuros de mercado, los cuales están determinados por decisiones de política internacional.
5. Si se siguen las recomendaciones de la hoja de ruta para proyectos emblemáticos, tanto el sector público como el privado pueden maximizar la contribución de los puertos colombianos a una economía nacional del hidrógeno verde.

Al igual que ocurre con los rompecabezas complejos, los proyectos de infraestructura requieren mucho tiempo para completarse, por lo que la preparación debe comenzar lo antes posible. El desarrollo de proyectos de infraestructura a gran escala —especialmente aquellos de carácter intersectorial que abordan simultáneamente energía, transporte, agua y agricultura— demanda plazos prolongados. Al mismo tiempo, están surgiendo competidores potenciales por la cuota de mercado internacional en otras regiones del mundo. Por ello, se recomienda al Gobierno de Colombia y a los actores del sector privado continuar y fortalecer sus esfuerzos estratégicos para construir una economía nacional del hidrógeno verde que sea competitiva a nivel internacional. Esto implica avanzar con algunos de los proyectos emblemáticos de inversión, así como crear un entorno habilitante mediante la superación de desafíos y brechas en ámbitos como la regulación pendiente, los temas sociales y ambientales, y las opciones de financiamiento.

Comprender y articular las piezas del rompecabezas del transporte marítimo y los puertos ayudará a Colombia a posicionarse como líder en el mercado global del hidrógeno. Incorporar esta perspectiva marítima en futuros análisis y estrategias permitirá al país aprovechar todo su potencial portuario y marítimo —no solo en el transporte y los puertos, sino también en energía eólica marina, desalación de agua de mar, entre otros. Este enfoque puede contribuir al desarrollo económico sostenible del país y sus habitantes. El Banco Mundial reitera su disposición para seguir apoyando al Gobierno de Colombia en este camino, y espera con interés seguir construyendo conjuntamente la imagen completa del potencial de combustibles basados en hidrógeno verde “hechos en Colombia”.



Anexo 1. Principales actores involucrados

Sector público	Sector privado	Academia/Consultoría
Corporación Autónoma Regional del Río Grande de la Magdalena Cormagdalena	Asociación Colombiana de Hidrogeno	Cenit
Departamento Nacional de Planeación (DNP)*	Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI)	Hinicio
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)	Cerrejón	Universidad de los Andes
Dirección General Marítima y Portuaria (DIMAR)	Ecopetrol	
Gobernación de Bolívar	Enertrag	
Gobernación del Atlántico	Monómeros	
Ministerio de Transporte	Palermo Sociedad Portuaria S.A.	
Ministerio Minas y Energía	Puerto Brisa	
Superintendencia Financiera de Colombia	Sociedad Portuaria de Puerto Bahía	
Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte (UPIT)	Vopak Colombia	
	Yara	

* Principal contraparte gubernamental en esta actividad.

Anexo 2. Marco de evaluación para la valoración preliminar de alto nivel en la Etapa 1




Criterio	Subcriterios	Peso
C1: Infraestructura portuaria	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura adecuada para recibir buques de gran calado Planes de desarrollo o expansión portuaria Disponibilidad de terreno para construir infraestructura en la zona portuaria o cerca de ella. Potencial para manejo de cargas sobredimensionadas. 	15%
C2: Potencial energético e infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> Costos nivelados de producción de hidrógeno verde para 2030 Costos nivelados de producción de hidrógeno verde para 2050 Recursos hídricos Existencia y cercanía de ductos (poliductos, oleoductos o gasoductos) en la zona portuaria Existencia y proyección de líneas de transmisión Sinergias con el desarrollo de energías renovables 	45%
C3: Seguridad	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia previa en el manejo de productos químicos Vulnerabilidad de la infraestructura o exposición al cambio climático Presencia de grupos armados ilegales Distancia a centros poblados/radio de seguridad para el manejo de sustancias explosivas o tóxicas 	5%
C4: Financiero y económico	<ul style="list-style-type: none"> Inversión extranjera directa Compradores alternativos locales (<i>off-takers</i>) Volumen de tráfico portuario El puerto cuenta con zona franca 	15%
C5: Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> Existencia y tipo de licencia para explotar recursos químicos, petroquímicos o convencionales Áreas para la protección ambiental 	7,5%
C6: Social	<ul style="list-style-type: none"> Orden social Fuerza laboral calificada Existencia de grupos étnicos o poblaciones protegidas 	7,5%
C7: Político	<ul style="list-style-type: none"> Desempeño institucional Consulta previa relacionada con proyectos de energía Consulta previa relacionada con proyectos portuarios 	5%

Anexo 3. Opciones de diseño detalladas para 18 configuraciones de proyecto




N°	Ubicación	Molécula	Fuentes de energía	Fuente de agua	Origen del CO ₂	Transporte de moléculas
1	Cartagena	Amoniacó	Energía renovable+ red eléctrica	Agua dulce por tubería	--	--
2	Cartagena	Amoniacó	Energía renovable	Agua dulce por tubería	--	--
3	Cartagena	Amoniacó	Energía renovable	Agua desalinizada	--	--
4	Cartagena	Amoniacó	Energía renovable (transportada al área portuaria)	Agua desalinizada	--	--
5	Cartagena	Metanol	Energía renovable	Agua dulce por tubería	Biomasa	--
6	Cartagena	Metanol	Energía renovable	Agua dulce por tubería	CO ₂ industrial	--
7	Barranquilla	Amoniacó	Energía renovable+ red eléctrica	Agua dulce por tubería	--	--
8	Barranquilla	Amoniacó	Energía renovable + red (solo para síntesis de amoniacó)	Agua dulce por tubería	--	--
9	Barranquilla	Amoniacó	Energía renovable	Agua dulce por tubería	--	--
10	Barranquilla	Amoniacó	Energía renovable + red (solo para síntesis en Cartagena)	Agua dulce por tubería	--	H ₂ a Cartagena
11	Barranquilla	Amoniacó	Energía renovable	Agua dulce por tubería	--	NH ₃ a Cartagena

N°	Ubicación	Molécula	Fuentes de energía	Fuente de agua	Origen del CO ₂	Transporte de moléculas
12	Barranquilla	Metanol	Energía renovable	Agua dulce por tubería	Biomasa	--
13	Barranquilla	Metanol	Energía renovable	Agua dulce por tubería	CO ₂ industrial	--
14	Puerto Brisa	Amoniaco	Energía renovable+ red eléctrica	Agua de río	--	--
15	Puerto Brisa	Amoniaco	Energía renovable	Agua de río	--	--
16	Puerto Brisa	Amoniaco	Energía renovable (incluye parque solar en el puerto; parque eólico permanece en su ubicación original)	Agua desalinizada	--	--
17	Puerto Bolívar	Amoniaco	Energía renovable	Agua dulce por tubería	--	--
18	Puerto Bolívar	Amoniaco	Energía renovable	Agua desalinizada	--	--

Anexo 4. Detalles de la hoja de ruta para proyectos emblemáticos

Corto Plazo 2025 - 2030						Mediano Plazo 2031 - 2040										Largo Plazo 2041 - 2050													
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050			
 (1) Gobernanza	Establecer una Gobernanza			★	Articulación permanente de Gobernanza para el desarrollo de proyectos en ubicaciones portuarias de La Guajira, Cartagena y Magdalena																								
	Declarar proyectos H ₂ como estratégicos y de interés nacional, y potenciarlos por POT a nivel local						★																						
							Monitoreo de la HdR y difusión de indicadores de impacto y beneficios																						
 (2) Regulatorio, Normativa y Seguridad	Diseño e implementación de marco normativo institucional para la seguridad de los procesos de producción, almacenamiento, exportación y suministro de combustibles cero emisiones en puertos									★																			
	Evaluar contratos de concesión portuaria e implementar modificaciones para habilitar planes de inversiones asociados a la producción de H ₂ verde y derivados									★	Implementación de nuevas modalidades de contratos de concesión portuaria vía modificación de Ley Primera y Ley de APP																		
	Reconocimientos del H ₂ y derivados como tipo de carga para exportación y como energético a ser suministrado para transporte marítimo									★																			
 (3) Mercado	Crear y Consolidar el Mercado de Exportación a Panamá y Europa																★												
							Expandir el Mercado de Exportación hacia Japón y Corea del Sur																						
	Evaluar y crear el mercado de suministro de combustibles marítimos basados en H ₂ y derivados, cabotaje e internacional																★	Posicionamiento de Colombia como hub energético para el suministro de combustibles marítimos basados en H ₂ y derivados											
	Fomentar el uso de H ₂ y derivados a nivel doméstico para las cuatro ubicaciones portuarias																★												

★ Iniciativa Estratégica Priorizada

		Corto Plazo 2025 - 2030						Mediano Plazo 2031 - 2040								Largo Plazo 2041 - 2050												
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
	(4) Infraestructura y Cadena de Valor	Implementar Proyecto de producción de MeOH con H ₂ verde y Biomasa de Gob. Departamental de Bolívar, Atlántico y/o Magdalena								★	Implementar Proyecto de producción de NH ₃ en ubicaciones portuarias de Cartagena y Barranquilla																	
		Implementar Proyecto de producción de NH ₃ en Puerto Brisa								★	Implementar Proyecto de producción de NH ₃ en Puerto Bolívar																	
		Adecuación de infraestructura portuaria requerida para construcción de proyectos NH ₃ en la Guajira y MeOH en Barranquilla y Cartagena								★																		
		Exploración de escalamiento de proyectos de las 4 ubicaciones portuarias																										
		Evaluar y Habilitar infraestructura de uso compartido (portuaria, almacenamiento, transmisión, ductos) para integrar otros desarrollos H ₂ verde y derivados ubicados en La Guajira, Cartagena y Barranquilla																										
		Desarrollo e implementación de programas de formación y capacitación para integrar capital humano local																	★									
		Impulsar el desarrollo de servicios básicos que habiliten el desarrollo de los proyectos de H ₂ y derivados																										
	(5) Social y Ambiental	Estrategia Social Participativa para el desarrollo de proyectos de combustibles cero emisiones – Ubicaciones portuarias de La Guajira, Cartagena y Barranquilla								★																		
		Revisar, actualizar y estandarizar los procesos de consultas previas y licenciamiento ambiental para proyectos de H ₂ y derivados								★	Desarrollar una estrategia de circularidad asociada a la cadena de valor de la producción de H ₂ y derivados																	
		Definición e Implementación de buenas prácticas para el manejo de la salmuera y para el uso de terrenos para el desarrollo de parques de generación renovable																										
	(6) Financiera y Económica	Identificación de esquema de financiamiento contemplando participaciones públicas																										
		Atracción de inversionistas y consecución de recursos																										
		Diseño y creación de mecanismo de financiación específico para proyectos de combustibles cero emisiones										Evaluación y creación de esquema de regalías asociada a los combustibles cero emisiones																
		Analizar e implementar esquemas de incentivos para promover el uso de H ₂ y derivados en el mercado local (industrial, fertilizantes, movilidad) para el corto y mediano plazo																										

Referencias

AIE (Agencia Internacional de la Energía). (2023). *Global Green Hydrogen Review 2023*.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>.

AIE (Agencia Internacional de la Energía). (2024). *Green Hydrogen Review 2024*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/hydrogen-demand>.

AIE (Agencia Internacional de la Energía). (2025). Base de datos de proyectos de producción e infraestructura de hidrógeno. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database#data-sets>.

ANI (Agencia Nacional de Infraestructura). (2018). Más de 70 navieras del mundo llegan a los puertos colombianos. Obtenido de <https://www.ani.gov.co/mas-de-70-navieras-del-mundo-llegan-los-puertos-colombianos>.

Banco Mundial. (2021). *Charting a Course for Decarbonizing Maritime Transport*. <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/680021617997493409>.

Banco Mundial. (2023). *World Bank Proposes 10 GW Clean Hydrogen Initiative to Boost Adoption of Low-Carbon Energy*. Obtenido de <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/11/17/world-bank-proposes-10-gw-clean-hydrogen-initiative-to-boost-adoption-of-low-carbon-energy>.

Bunker Price. (2024). *Median grey methanol price which was sold in Rotterdam, Singapore and Houston from 2021 to July 2024*. <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam#MEOH>.

Deloitte. (2023). *Green hydrogen: Energizing the path to net zero*. Obtenido de <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/green-hydrogen.html>.

DIAN (Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales). (2020). Estadísticas de Carga de las Importaciones y Exportaciones en Colombia. Dian. Coordinación de estudios económicos.

DIMAR (Dirección General Marítima). (2024). Contaminación y Emisiones atmosféricas. Obtenido de Compromiso de Colombia: https://www.dimar.mil.co/proteccion_del_medio_marino/prevencion_de_la_contaminacion_marina/contaminacion_y_emisiones_atmosfericas#:~:text=Espec%C3%ADficamente%2C%20la%20navegaci%C3%B3n%20mar%C3%ADtima%20y,la%20fluvial%20en%20el%20pa%C3%ADs.

DIMAR (Dirección General Marítima). (2024). Datos portuarios confidenciales de DIMAR.

ESMAP (Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) y Facilidad Global de Infraestructura y Consejo del Hidrógeno. (2024). Ampliación del financiamiento del hidrógeno para el Desarrollo. https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/SpanishResumenEje_Hidrogeno.pdf.

Gischler, Christiaan; Boeck Daza, Eric Fernando; Galeano, Paola; Ramírez, Michelle; González, Julián; Cubillos, Fernando; Hartmann, Nuria; Pradelli, Valentina; Márquez, Juan Sebastián; Gutiérrez, Juan Antonio; Juárez Hermosillo, Juan Gerardo; Alonso Rodríguez, Carolina; Souilla, Laura; Rabinovich, Julieta. *Unlocking Green and Just Hydrogen in Latin America and the Caribbean*. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo. <http://dx.doi.org/10.18235/0004948>.

Hinicio. (2024). Datos internos confidenciales.

IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables). (2020). *Scaling Up Renewable Energy Investment in Colombia*.

IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables). (2022). Geopolítica de la Transformación Energética: El Factor hidrógeno. <https://www.irena.org/Publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen-ES>.

Ministerio de Minas y Energía. (2022). Hoja de ruta para la energía eólica costa afuera en Colombia. [https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-eolica-offshore/src/document/Español Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia VE.pdf](https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-eolica-offshore/src/document/Español%20Hoja%20de%20ruta%20energía%20eólica%20costa%20afuera%20en%20Colombia%20VE.pdf).

Ministerio de Minas y Energía. (2022). Hoja de Ruta del Hidrógeno. https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf.

OMI (Organización Marítima Internacional). (2020). *Fourth Greenhouse Gas Study 2020*. <https://www.imo.org/en/ourwork/Environment/Pages/Fourth-IMO-Greenhouse-Gas-Study-2020.aspx>.

ProColombia. (2024). ¿Por qué Colombia? Obtenido de <https://compradores.colombiatrader.com.co/por-que-colombia>.

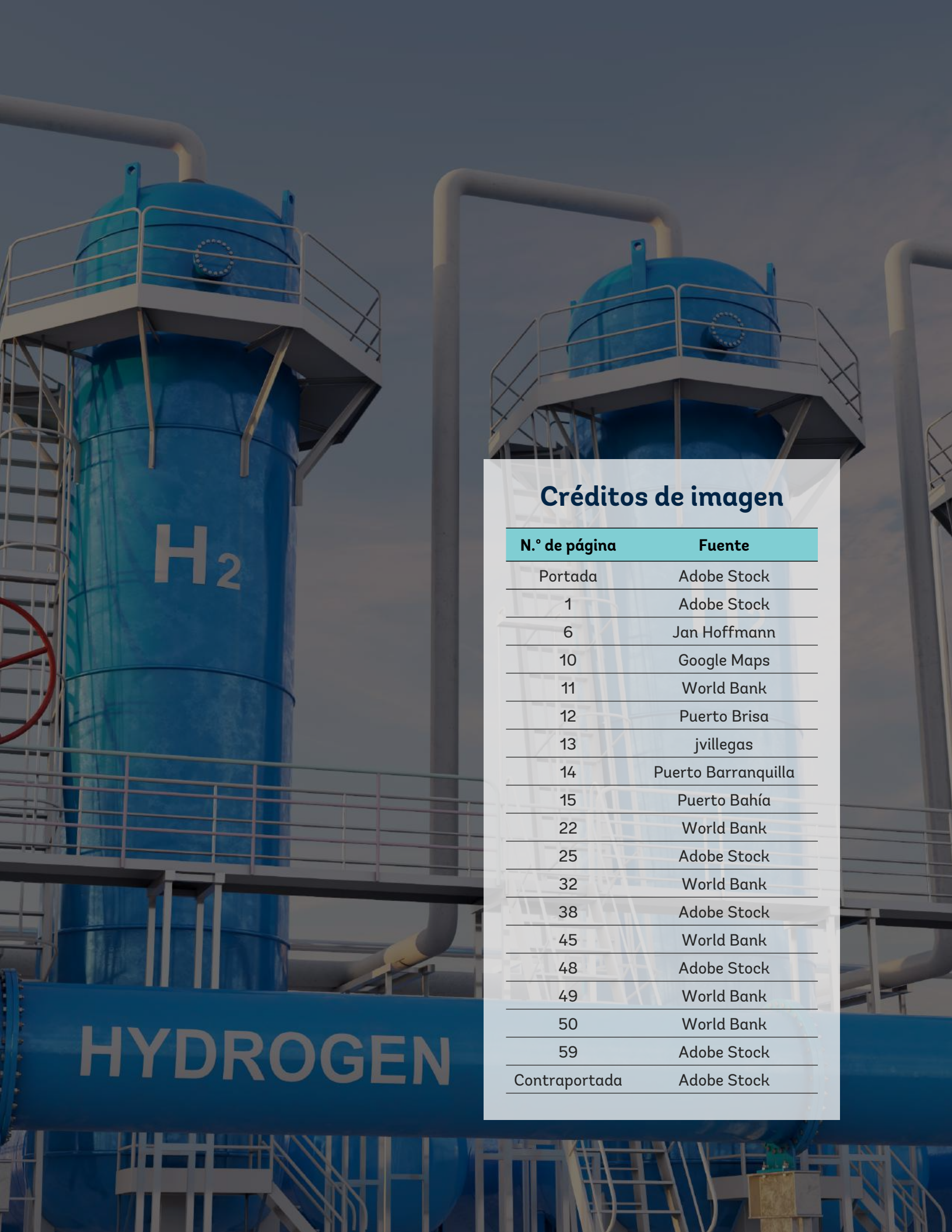
Salmon, N., y Bañares-Alcántara, R. (2021). *Green ammonia as a spatial energy vector: a review*. *Sustainable Energy & Fuels*, 5, 2814–2839. <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2021/se/d1se00345c>.

Secretaría Nacional de Energía de Panamá. (2023). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá. Obtenido de https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29771_B/98196.pdf.

Supertransporte. (2023). Tráfico Portuario 2022. Obtenido de https://www.supertransporte.gov.co/documentos/2023/Febrero/Puertos_28/BOLETIN-TRAFICO-PORTUARIO-2022.pdf.

Trade Map. (2024). *Price of Ammonia*. https://www.trademap.org/Country_SelProductCountry_TS.aspx?nvpm=3%7c170%7c%7c%7c2814%7c%7c%7c4%7c1%7c1%7c2%7c2%7c1%7c2%7c3%7c1%7c1.

UE (Unión Europea). (2023). Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión de 10 de febrero de 2023, específicamente el artículo 4. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>.



Créditos de imagen

N.º de página	Fuente
Portada	Adobe Stock
1	Adobe Stock
6	Jan Hoffmann
10	Google Maps
11	World Bank
12	Puerto Brisa
13	jvillegas
14	Puerto Barranquilla
15	Puerto Bahía
22	World Bank
25	Adobe Stock
32	World Bank
38	Adobe Stock
45	World Bank
48	Adobe Stock
49	World Bank
50	World Bank
59	Adobe Stock
Contraportada	Adobe Stock

