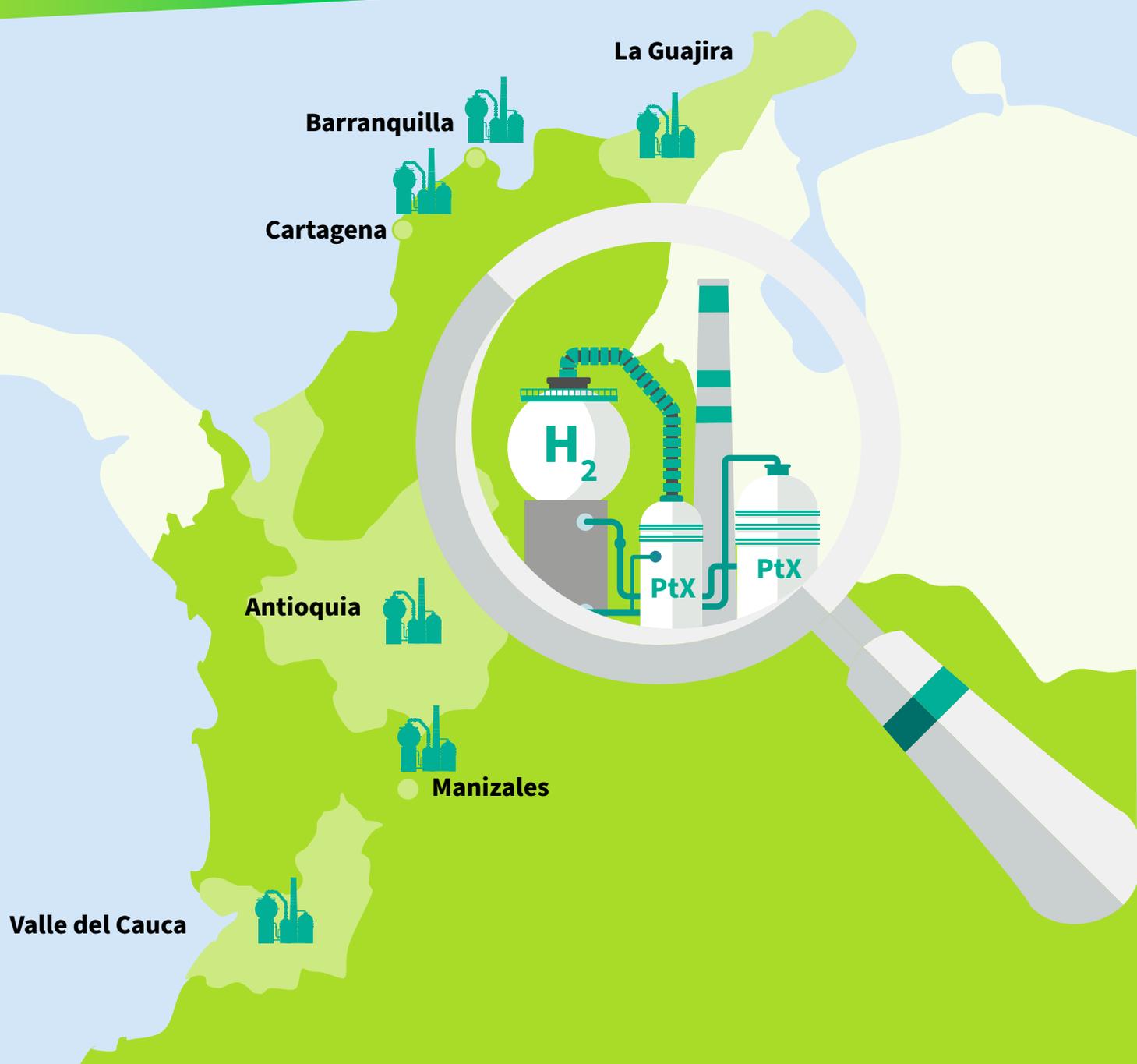


IDENTIFICACIÓN HUBS H₂ VERDE

En Colombia



IMPRESIÓN

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Domicilios de la Sociedad:

Bonn y Eschborn, Alemania

International PtX Hub
Potsdamer Platz 10
10785 Berlin, Germany
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@ptx-hub.org

I www.ptx-hub.org

Responsable:

Peter Foerster, Jorge Roncancio Gómez y Juan Manuel Salazar Gómez (GIZ)

Researcher:

Achim Stuibler y Adriana Gómez Mejía (Fichtner GmbH & Co. KG)

Material cartográfico:

Las representaciones cartográficas tienen carácter netamente informativo y no han sido validadas por fuentes del derecho internacional público en lo que respecta a la determinación de fronteras y territorios. La GIZ no garantiza la actualidad, exactitud o integridad del material cartográfico puesto a disposición. No se asume responsabilidad alguna por cualquier perjuicio surgido directa o indirectamente de su uso.

Para el desarrollo del estudio se realizaron entrevistas virtuales con autoridades nacionales y actores del sector privado y académico. Estas entrevistas fueron complementadas con visitas de campo realizadas entre el 5 y el 16 de septiembre de 2022 a diferentes regiones del país, incluyendo Bogotá, Cartagena, Barranquilla, Cali, Buenaventura y Medellín.

Las opiniones y recomendaciones expresadas no reflejan necesariamente las posiciones de las instituciones encargadas o del organismo de ejecución.

Bogotá, 2023



Fomentado por:



Ministerio Federal
de Economía
y Protección del Clima



Implementado por



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

TABLA DE CONTENIDOS

Antecedentes	1
Criterios de evaluación.....	2
Hubs H2 Verde Seleccionados	3
Hub Cartagena.....	5
Hub Barranquilla.....	7
Hub Valle del Cauca.....	9
Hub Antioquia.....	11
Hub Manizales.....	13
Hub La Guajira.....	15
Usos finales	18
Estimación de la demanda potencial nacional.....	18
Estimación de costos de transporte local.....	19
Estimación de la demanda potencial internacional.....	21
Estimación de costos de transporte intercontinental.....	22
Estimación de costos - LCOH.....	26
Barreras implementación de Hubs	28
Factores habilitadores	29
Factores habilitadores economicos.....	29
Factores habilitadores tecnologicos.....	29
Aspectos regulatorios y normativos.....	30
Aspectos ambientales.....	31
Aspectos sociales.....	31
Otros aspectos.....	31
BIBLIOGRAFÍA	33

Antecedentes

El presente estudio se enmarca en la implementación de los proyectos “Contribución al hidrógeno verde en Colombia” e “*International Power-to-X Hub (PtX Hub)*” que se encuentra a cargo de la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) en cooperación con el Ministerio de Minas y Energía. Queda destacar que ambos proyectos han sido encargados y financiados por el Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Protección Climática (BMWK) y el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de la República Federal de Alemania.

Cadena de valor PtX

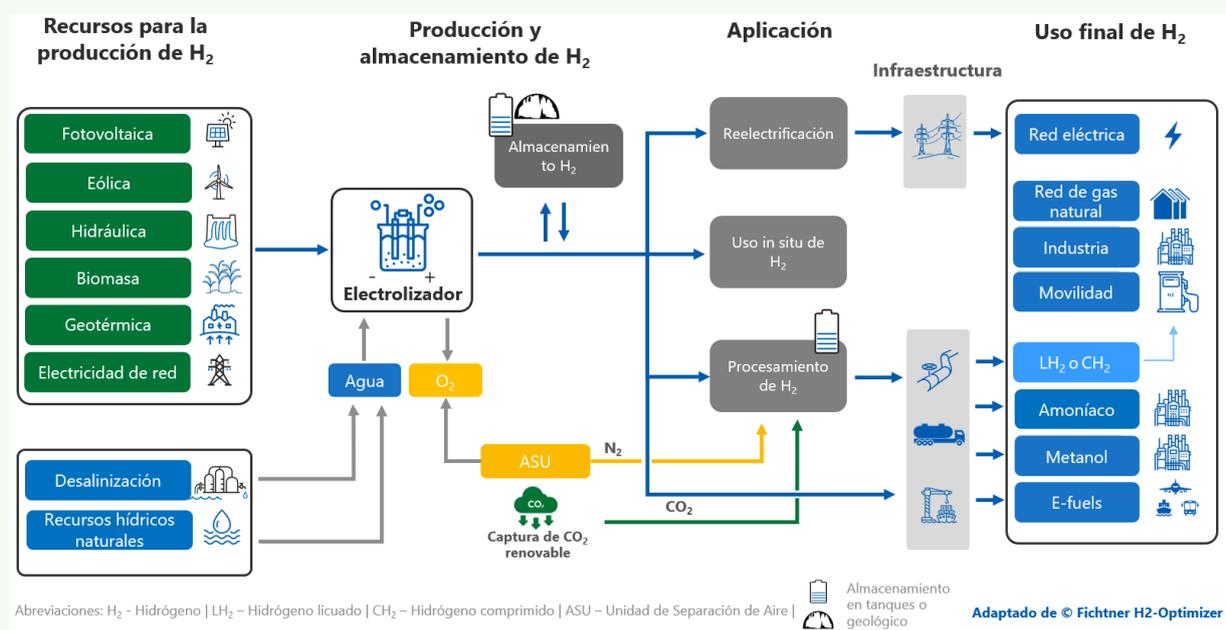


Figura 1: Elaboración propia de Fichtner

A través de este estudio técnico y económico se busca identificar regiones potenciales para el establecimiento de *hubs* de hidrógeno verde en Colombia, que presenten condiciones favorables para el desarrollo inicial de la economía del hidrógeno en el país.

A través de este estudio técnico y económico se **identificaron 6 regiones potenciales para el establecimiento de *hubs* de hidrógeno verde en Colombia**, que presenten condiciones favorables para el desarrollo inicial de la economía del hidrógeno en el país.

La creación de *hubs* de hidrógeno se puede considerar como una herramienta eficaz para la implementación de una economía del hidrógeno al permitir la conexión directa entre la oferta y la demanda, así como el uso de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución. La definición de clústeres de hidrógeno usada en la hoja de ruta del hidrógeno es equivalente a la definición de *hubs* de hidrógeno en este proyecto. Los términos clúster y *hubs* se usan, en algunos casos, de manera equivalente y pueden referirse a una limitación geográfica o a una limitación sectorial; sin embargo, se considera que el término *hub* es más adecuado en el marco de este proyecto, en donde se busca una delimitación geográfica.

Criterios de evaluación

El análisis nacional y regional se realizó considerando las condiciones actuales y criterios de sostenibilidad que incluyen aspectos técnicos, económicos, sociales, políticos y ambientales. La caracterización de las regiones se realizó considerando la cadena de valor del hidrógeno, agrupando los parámetros y criterios de evaluación en 4 ejes principales.

Tabla1: Criterios de evaluación

Potencial oferta de hidrógeno	Demanda local de hidrógeno	Infraestructura: Almacenamiento y transporte	Marco regulat6rio y de fomento
Energías renovables	Industrial	Gasoductos/Hidroductos	Aspectos ambientales
Recursos hídricos	Transporte	Vías terrestres	Aspectos sociales
Tierras aptas	Residencial y comercial	Portuaria marítima	Medidas regulatorias
		Almacenamiento	Medidas de fomento

Hubs H2 Verde Seleccionados

El *hub* de **Cartagena** presentaría condiciones óptimas para el desarrollo de proyectos de *blending*, producción de hidrógeno verde y amoníaco a escala comercial. Lo último queda facilitado por una demanda industrial relevante de hidrógeno por parte de actores como Ecopetrol para la Refinería de Cartagena y amoníaco para Yara.

En el *hub* de **Barranquilla** se identifican condiciones similares a las de Cartagena, entre las cuales se pueden considerar el *blending* o la producción de amoníaco verde. Cabe destacar que esta última puede reemplazar el consumo actual por parte de Monómeros.

El *hub* del **Valle del Cauca** aprovecha recursos renovables entre los que se cuentan la disponibilidad de biomasa residual de los cultivos de caña de azúcar en la región. La ubicación del *hub* en Yumbo, una zona industrial importante, permite potenciar la demanda local por hidrógeno verde y derivados como el metanol, además de contar con una infraestructura adecuada.

El *hub* de **Medellín** alrededores y sur de Antioquia para cubrir la demanda nacional por el potencial de energía renovable solar, hidráulica y biomasa disponible. Infraestructuras adecuadas para el transporte terrestre, conexión al sistema interconectado nacional y acceso al Océano Atlántico. Empresas activas e interesadas en el desarrollo de proyectos de producción y consumo de hidrógeno verde como OPEX, EPM, Celsia.

En el *hub* de **Manizales** (Caldas) se propone cubrir una demanda local delimitada y hacer uso de los recursos renovables disponibles, incluyendo la biomasa residual. Se cuenta con una buena infraestructura regional (Caldas, Risaralda y Quindío) de vías terrestres para la distribución de derivados.

El *hub* condicionado en **La Guajira** busca hacer uso de los excelentes potenciales de energía eólica y solar de la región que permiten alcanzar unos costos de producción muy competitivos. Se podría posicionar como *hub* exportador de amoníaco gracias a su infraestructura portuaria disponible. En este *hub* el enfoque debe estar en alcanzar un desarrollo social regional a partir de la implementación de estos *hubs*. Para esto se requiere un trabajo de cooperación estrecho con las comunidades, para adoptar de soluciones que les permitan a estas beneficiarse de los proyectos.

El cumplimiento de los criterios de sostenibilidad en La Guajira supondrían la oportunidad de implementar el **Valle del Hidrógeno del Caribe colombiano:** Cartagena, Barranquilla y La Guajira.

Regiones des Hubs H2 Verde Seleccionados

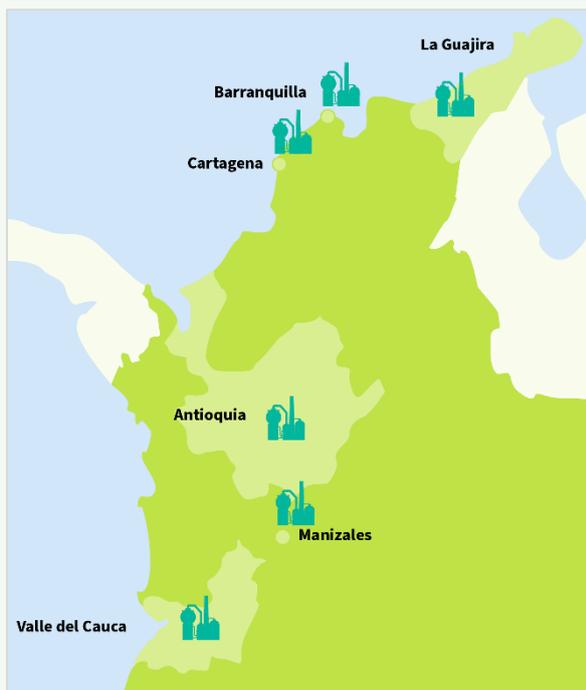


Figura 2: Ilustración propia

Hubs H2 Verde Seleccionados

HUB	REGIÓN	SOLAR	EÓLICA	HIDRO-ELÉCTRICA	GEOTERMIA	BIOMASA	RECURSO HÍDRICO	CUBRIMIENTO DEMANDA		INFRAESTRUCTURA
								Interna	Export	
HUB 1	Bolívar: Cartagena	●	●				●	●	●	
HUB 2	Atlántico: Barranquilla	●	●				●	●	●	●
HUB 3	Valle del Cauca: Yumbo - Palmira Buenaventura*	●		●		●	●	●	●	●
HUB 4	Antioquia: Medellín (alrededores) Sur antioqueño	●		●		●	●	●		●
HUB 5	Zona cafetera: Manizales	●		●	●	●	●	●		●
HUB condicional*	La Guajira Uribía	● ●	● ●					●	●	●

Tabla 2: Ilustración propia

Hub Cartagena

Ubicación geográfica y política

Norte de Colombia. Región Caribe. Departamento Bolívar dividido en 46 municipios.

Exportaciones

En 2021 de MUSD 1.603, donde los sectores con mayor participación involucran la fabricación de sustancias y productos químicos (20,9 %), fabricación de productos elaborados de metal (18,4 %), fabricación de metales comunes (15,3 %) El destino de las exportaciones es Estados Unidos.

Importaciones

En 2021 importó un monto de MUSD 3.048, los principales productos importados fueron el petróleo refinado (14,6 %), derivados halogenados (12,9 %), hidrocarburos acíclicos (11,8 %) entre otros. El origen es principalmente los Estados Unidos.

Actores Principales

Autoridades nacionales, Gobernación de Bolívar, Alcaldía de Cartagena, Cámara de Comercio de Cartagena, Electricaribe, Ecopetrol Refinería de Cartagena (Reficar), Promigas, Yara y los puertos de Cartagena y Mamonal con sus asociados.

Potencial Oferta Hidrógeno



Índice solar de irradiación global horizontal entre 4,23 a 5,68 kWh/m² de acuerdo al Global Solar Atlas. Factores de planta alrededor del 17 % (análisis de datos) y el 20 % (valores reales, planta piloto Promigas).



Densidad media de potencia entre 8-512 W/m² de acuerdo a Atlas Eólico a 50 m de altura y alrededor de 68 W/m² para el 10 % de las áreas con más viento de acuerdo al Global Wind Atlas. Factor de planta promedio de 39 %.



Potencial a partir de residuos de biomasa 11334 TJ/a a partir del maíz; 1590 TJ/a a partir del sector avícola; 936 TJ/a a partir de plantaciones de plátano; 739 TJ/a a partir de la palma de aceite; 3322 TJ/a a partir del arroz; 138 TJ/a a partir de la caña de azúcar.



Disponibilidad de drenajes dobles a menos de 100 km. Potencial para desalinización de agua salada, de ser requerido.



2.205.332 hectáreas disponibles teniendo en cuenta las áreas inundables, protegidas, y cercanas a fallas geológicas.

Actores de la demanda local de hidrógeno:

Demanda industrial

- Amoníaco: aprox. 136.000t/a
- Hidrógeno: aprox. 90.000t/a
- Gas Natural: 30,62 PJ/a
- Electricidad mercado no regulado: 4,80 PJ/a
- Electricidad mercado regulado: Consumo en la costa Caribe de 69,73 PJ/a, a la que pertenece el departamento de Bolívar.

Demanda sector transporte

- Gas natural: 0,88 PJ/a
- ACPM: 10,3 PJ/a
- Gasolina: 10,1 PJ/a

Demanda de usuarios residenciales

- Gas Natural: 3,65 PJ/a

Ubicación y actores con infraestructura:

Vías terrestres

- Red vial primaria de 157 km, de los cuales 81 km se encuentran en buen estado, 45 km en estado regular y 20 km en mal estado de acuerdo con INVÍAS. La red vial primaria comunica a Cartagena, Barranquilla, Mompo, Tlaiga Nuevo, Santa Ana, Magangué.
- Red vial secundaria con 130 km de cobertura que comunica cabeceras municipales a la red primaria.

Infraestructura fluvial

Transporte fluvial de principalmente de pasajeros y carga liviana. Infraestructura sin tecnificar. Río Atrato es la principal vía navegable del Chocó que sirve como ruta de comercio entre Antioquía y el puerto de Cartagena. Apto para embarcaciones de hasta 200 toneladas.

Infraestructura portuaria marítima

Diferentes sociedades portuarias ubicadas en los puertos de Cartagena y Mamonal. Se manejan productos como madera, cemento, carga general,

hidrocarburos, petróleo crudo, líquidos, productos químicos, contenedores, coque, gases licuados.

Almacenamiento de hidrógeno y productos derivados

Posibilidad de almacenamiento en pozos taponados y abandonados, se identifica un clúster en la zona aledaña del municipio de Cicuco a 234 km de Cartagena de acuerdo al banco de información petrolera. No existe información que reporte la presencia de cavernas salinas en Bolívar.

Elementos habilitadores para la implementación Potencial para la producción de hidrogeno verde

- Disponibilidad de energía renovable eólica onshore y offshore y solar fotovoltaica.
- Disponibilidad de agua, con la posibilidad adicional de implementar proyectos de desalinización de agua de salada.

Demanda de hidrógeno verde y productos PtX

- Cartagena es un centro industrial importante (concentrado en la zona de Mamonal) y cuenta con amplia experiencia operativa que puede beneficiar la implementación de proyectos de hidrógeno verde.
- Se identifica una demanda potencial de hidrógeno verde para sustituir usos actuales de hidrógeno gris, principalmente para la Refinería de Cartagena y para la planta de fertilizantes de Yara.
- Hub de productos PtX para exportación, preferiblemente amoníaco por la facilidad técnica y viabilidad económica de obtención de nitrógeno.
- Blending de H2 verde y gas natural para inyección en la red de gas natural (por ejemplo, en la red de transporte de Promigas).

Infraestructura

- Puerto marítimo existente con infraestructura adecuada y posibilidades de expansión. Se cuenta además con otras regiones adecuadas en el litoral para el desarrollo de nuevos puertos de ser necesario (p.ej. en Tolú).
- Si los proyectos se realizan en modalidad de plantas dedicadas para la generación de electricidad renovable, no se requerirán grandes trayectos de líneas de transmisión.
- Red de transporte de gas natural de Promigas que conecta gran parte del Caribe colombiano.
- Transición energética para las industrias de gas natural y combustibles fósiles para dedicar su infraestructura a proyectos de hidrogeno verde y PtX.
- Existencia de pozos secos en la región, ofreciendo potencial para el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno verde, en caso de ser requerido. Se hace necesario el desarrollo de proyectos que confirme la viabilidad técnica de esta opción.

Otras observaciones

El sector privado en Cartagena ha sido uno de los más activos en las etapas iniciales de desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, mostrando su carácter innovador. Para destacar están los dos proyectos piloto implementados en Cartagena, uno por Ecopetrol en la Refinería de Cartagena y otro por Promigas en sus instalaciones en Mamonal. Se resalta también el papel que juega la Cámara de Comercio de Cartagena en la transformación del sector productivo, impulsando desde hace años desarrollos importantes como la creación del Clúster Petroquímico-Plástico de Cartagena (en 2018), el Clúster de Energías Renovables del Caribe (en 2021) y el Clúster de Energía de Bolívar, del que hacen parte Ecopetrol, Promigas y la Alianza de Hidrógeno de Bayern, Alemania (en 2022).

Hub Barranquilla

Ubicación geográfica y política

Norte de Colombia. Región Caribe. Departamento Bolívar con 23 municipios.

Exportaciones

En 2021 exportó un monto de MUSD 2.541 FOB, donde los principales productos exportados fueron petróleo crudo (21,1 %), polímeros de cloruro (18,1%), polímeros de propileno (17,3 %), insecticidas (5,2 %), siendo el principal destino los Estados Unidos.

Importaciones

En 2021 importó un monto de MUSD 3.679 CIF, donde la principal participación incluye la fabricación de sustancias y productos químicos (24,6 %), fabricación de metales comunes (23,7 %).

Actores Principales

Autoridades nacionales, Gobernación de Atlántico, Alcaldía de Barranquilla, Cámara de Comercio de Barranquilla, Electricaribe, Monómeros y el Puerto de Barranquilla con sus asociados.

Potencial Oferta Hidrógeno



Índice solar de irradiación global horizontal entre 5,23 a 5,9 kWh/m² de acuerdo al Global Solar Atlas. Factor de planta alrededor del 16 %.



Densidad media de potencia entre 8-729 W/m² de acuerdo a Atlas Eólico a 50 m de altura y alrededor de 412 W/m² para el 10 % de las áreas con más viento de acuerdo al Global Wind Atlas. Factor de planta promedio de 54 % para proyectos en tierra firme.



Potencial a partir de residuos de biomasa 650 TJ/a a partir del maíz 1590 TJ/a a partir del sector avícola 44 TJ/a a partir de plantaciones de plátano 5 TJ/a a partir de la palma de aceite 79 TJ/a a partir del arroz.



De acuerdo al documento "Estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia" se identifica un potencial incipiente de 60 kW.



Disponibilidad de drenajes dobles a menos de 100 km. Potencial para desalinización de agua salada, de ser requerido.



291.016 Ha disponibles teniendo en cuenta las áreas inundables, protegidas, y cercanas a fallas geológicas.

Actores de la demanda local de hidrógeno

Demanda industrial

- Amoníaco: aprox. 50.000t/a
- Gas Natural: 55,53 PJ/a
- Electricidad mercado no regulado: 5,72 PJ/a
- Electricidad mercado regulado: Consumo en la costa Caribe de 69,73 PJ/a, a la que pertenece el departamento del Atlántico.

Demanda sector transporte

- Gas natural: 2,02 PJ/a
- ACPM: 9,7 PJ/a
- Gasolina: 10,9 PJ/a

Demanda de usuarios residenciales

- Gas Natural: 5,54 PJ/a

Ubicación y actores con infraestructura

Vías terrestres

Vías terrestres en buen estado de acuerdo a lo reportado por INVÍAS

- Red vial primaria de 77 km que comunica con Cartagena y Santa Marta.
- Red vial secundaria con 584 km de cobertura que comunica cabeceras municipales a la red primaria.

Gasoductos existentes

Gasoducto desde Ballena - Barranquilla - Cartagena - Santa Marta
Red de transporte de gas de Promigas conecta gran parte de la región Caribe.

Infraestructura fluvial

Río Magdalena con puertos fluviales en Barranquilla con infraestructura adecuada para la importación de amoníaco (usada actualmente por Monómeros), operados por Cormagdalena y Ministerio de Transporte. En enero de 2023 el Ministerio de Transporte anunció la adjudicación de un proyecto de obra pública para la navegabilidad del Río Magdalena en el primer semestre de este año. Esto incluiría actividades de dragado y construcción de muelles.

Infraestructura portuaria marítima

En Barranquilla se cuenta con diferentes terminales marítimas en las que se manejan productos como

carga general, carbón, graneles sólidos, insumos químicos y graneles líquidos, entre otros.

Almacenamiento de hidrógeno y productos derivados

Posibilidad de almacenamiento en pozos taponados y abandonados. De acuerdo con el banco de información petrolera se identifican alrededor de 27 pozos con estas características distribuidos en el departamento. No existe información que reporte la presencia de cavernas salinas en Atlántico.

Elementos habilitadores para la implementación Potencial para la producción de hidrógeno verde

- Disponibilidad de energía renovable eólica onshore y offshore y solar fotovoltaica.
- Disponibilidad de agua (desembocadura del Río Magdalena en Boca de Cenizas), con la posibilidad adicional de implementar proyectos de desalinización.

Demanda de hidrógeno verde y productos PtX

- Barranquilla cuenta con un sector industrial relevante, cuenta con experiencia operativa de procesos industriales que puede beneficiar la implementación de proyectos de hidrógeno verde.
- Se identifica una demanda potencial de hidrógeno verde para sustituir, en primera medida, la importación de amoníaco por parte de Monómeros para la producción de fertilizantes verdes, aumentando de esta manera la seguridad alimenticia del país.
- Hub de productos PtX para exportación, preferiblemente amoníaco por la

infraestructura disponible y la experiencia en el sector (Monómeros).

- Blending de H2 verde y gas natural para inyección en la red de gas natural (por ejemplo, en la red de transporte de Promigas).

Infraestructura

- Puerto marítimo existente con infraestructura adecuada y posibilidades de expansión.
- Si los proyectos se realizan en modalidad de plantas dedicadas para la generación de electricidad renovable, no se requerirán grandes trayectos de líneas de transmisión.
- Red de transporte de gas natural de Promigas que conecta gran parte del Caribe colombiano.
- Transición energética para la industria de producción de fertilizantes.
- Existencia de pozos secos en la región, ofreciendo potencial para el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno verde, en caso de ser requerido. Se hace necesario el desarrollo de proyectos que confirme la viabilidad técnica de esta opción.

Otras observaciones

En las entrevistas sostenidas tanto con la Sociedad Portuaria Puerto de Barranquilla como con Monómeros, se identificó un gran interés en el desarrollo de proyectos en energías renovables y producción de hidrógeno verde y sus derivados. Monómeros, por ejemplo, planea la producción local de hidrógeno verde en su planta industrial para sustituir las importaciones de amoníaco, de manera que pueda suplir sus necesidades y exportar el excedente.

Hub Valle del Cauca

Ubicación geográfica y política

Occidente de Colombia. Región Pacífica y Andina. Departamento Valle del Cauca con 42 municipios.

Exportaciones

En 2021 se exportó un monto de MUSD 1.835 FOB, donde los principales productos exportados fueron: azúcar (12,4 %), café (7,0 %), las demás preparaciones (6,3 %), acumuladores eléctricos (4,7 %) siendo el principal destino los Estados Unidos (25,5 %), seguido por Ecuador (16,5 %) y Perú (9,7 %).

Importaciones

En 2021 importó un monto de MUSD 5.258 CIF, donde la principal participación incluye el maíz (7,9 %), aceite de soya (3,7 %), residuos de aceite de soya (3,5%), trigo y morcajo (2,8 %).

Actores Principales

Autoridades nacionales, Gobernación del Valle del Cauca, Alcaldía de Cali, Alcaldía de Yumbo, Alcaldía de Palmira, Alcaldía Buenaventura, Cámara de Comercio de Cali, Celsia, Vatia, Fanalca, Gases de Occidente, Ingenio del Cauca, Ingenio de Providencia y Puerto de Buenaventura.

Potencial Oferta Hidrógeno



Índice solar de irradiación global horizontal entre 3,03 a 5,75 kWh/m² de acuerdo al Global Solar Atlas. Factor de planta alrededor del 16 %.



Densidad media de potencia entre 1-64 W/m² de acuerdo a Atlas Eólico a 50 m de altura y alrededor de 258 W/m² para el 10 % de las áreas con más viento de acuerdo al Global Wind Atlas. Factor de planta promedio de 8 % de acuerdo con Renewables Ninja para la mejor ubicación.



Potencial a partir de residuos de Biomasa 8.728 TJ/a a partir del maíz; 207.000 TJ/a a partir de la caña de azúcar; 4.361 TJ/a a partir del sector avícola; 3.097 TJ/a a partir de plantaciones de plátano; 807 TJ/a a partir del arroz y 3.525 TJ/a a partir del café.



Se identifican 7 proyectos de 19,5 a 20 MW y 6 proyectos de 15,0 a 19,0 MW de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).



Disponibilidad de drenajes dobles a menos de 100 km. Río Cauca atraviesa el departamento del Valle del Cauca.



1.608.388 Ha disponibles teniendo en cuenta las áreas inundables, protegidas, y cercanas a fallas geológicas.

Actores de la demanda local de hidrógeno

Demanda industrial

- Amplias áreas de cultivos (> 300.000 hectáreas) con demanda potencial de fertilizantes verdes.
- Gas Natural: 10,82 PJ/a
- Electricidad mercado no regulado: 10,35 PJ/a
- Electricidad mercado regulado: Consumo en el Valle de 25,69 PJ/a

Demanda sector transporte

- Gas natural: 2,66 PJ/a
- ACPM: 28,2 PJ/a
- Gasolina: 28,5 PJ/a

Demanda de usuarios residenciales

- Gas Natural: 7,96 PJ/a

Ubicación y actores con infraestructura

Vías terrestres

- Red vial primaria de 384 km, de los cuales 155 km se encuentran en buen estado, 181 km en estado regular y 48 km en mal estado de acuerdo con INVÍAS.
- Red vial secundaria con 905 km de cobertura que comunica cabeceras municipales a la red primaria.

Gasoductos existentes

Gasoducto operado por TGI, desde Ballena - Barrancabermeja - Vasconia - Manizales - Cali.

Infraestructura fluvial

Potencial transporte en el río Cauca. Se han realizado estudios de navegabilidad, pero aún no se desarrollan proyectos con este fin. Su navegabilidad ha sido limitada, dado que en épocas de sequías los niveles disminuían tanto que los barcos debían anclar y esperar las lluvias para que subieran los niveles nuevamente.

Infraestructura portuaria marítima

Acceso potencial a través del puerto de

Buenaventura. En Buenaventura se cuenta con terminales marítimas que manejan carga a granel, cereales, contenedores, carga general, vehículos, carbón, líquidos, entre otros.

Almacenamiento de hidrógeno y productos derivados

Posibilidad de almacenamiento en pozos taponados y abandonados, de acuerdo al banco de información petrolera se identifican 4 pozos con estas características distribuidas en el departamento. No existe información que reporte la presencia de cavernas salinas en el Valle del Cauca.

Elementos habilitadores para la implementación Potencial para la producción de hidrógeno verde

- Disponibilidad de energía renovable fotovoltaica e hidráulica.
- Disponibilidad de agua. Cercanía del Río Cauca a la zona industrial de Yumbo.

Demanda de hidrógeno verde y productos PtX

- Cali cuenta con un sector industrial relevante y cuenta con experiencia operativa de procesos industriales que puede beneficiar la implementación de proyectos de hidrógeno verde.
- El departamento del Valle del Cauca cuenta además con grandes cultivos de caña de azúcar, café y plátano, principalmente. Los grandes ingenios azucareros de la región permiten un acopio centralizado de residuos de biomasa.
- Se identifica una demanda potencial de hidrógeno verde para maquinaria agrícola y para la producción de fertilizantes verdes para uso directo en la región.
- Hub de hidrógeno verde y derivados para cubrir, principalmente, la demanda interna de

derivados que requieren una fuente sostenible de CO₂ (metanol, combustibles sintéticos).

Infraestructura

- Acceso a puerto marítimo a través del puerto de Buenaventura.
- Si los proyectos se realizan en modalidad de plantas dedicadas para la generación de electricidad renovable, no se requerirán grandes trayectos de líneas de transmisión.
- Red de transporte de gas natural de TGI.
- Transición energética para la industria de producción de fertilizantes.
- Uso eficiente de residuos de biomasa, no solamente para la cogeneración sino también como fuente de CO₂ para la producción de derivados.
- Existencia de pozos secos en la región, ofreciendo potencial para el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno verde, en caso de ser requerido. Se hace necesario el desarrollo de proyectos que confirme la viabilidad técnica de esta opción.

Otras observaciones

En las entrevistas sostenidas con actores privados en Cali (Fanalca, Vatia) y en el puerto de Buenaventura (Terminal Cascajal-Compas), se identificó un gran interés en el desarrollo de proyectos en energías renovables y de hidrógeno verde en diferentes partes de la cadena de valor. Fanalca, por ejemplo, aliada con Transmilenio y Ecopetrol planea una prueba de movilidad que incluye el sistema de generación y recarga de hidrógeno verde, así como un bus. Vatia, por su parte, se concentra en la generación y comercialización de eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica y PCH y planea un proyecto de producción de hidrógeno verde a través de parques solares.

Hub Antioquia

Ubicación geográfica y política

Noroccidente. Región Andina. Departamento Antioquia con 125 municipios.

Exportaciones

7.655.858 expresadas en miles de dólares FOB (2022 MinCIT 13,7% exportaciones nacionales). El oro es con el 40,5 % el principal producto exportado. El 35,9% de las exportaciones totales del departamento fueron a los Estados Unidos.

Importaciones

11.126.413 expresadas en miles de dólares FOB (2022 MinCIT). Los principales productos importados fueron demás aeronaves 10,9 % y maíz 7,2 %. Los principales orígenes de las importaciones a marzo de 2023 eran China 25,1%, Estados Unidos 16,6%, Brasil 10,7 %, Francia 9,4% y Alemania 4,7%.

Comercio exterior por acuerdo comercial con la Unión Europea por 327.332 miles de dólares FOB (exportaciones) y 806.478 miles de dólares FOB (importaciones).

Actores Principales

Autoridades nacionales, Gobernación de Antioquia, Alcaldía de Medellín, Cámara de Comercio de Medellín, EPM, Celsia, OPEX, Universidad de Antioquia.

Potencial Oferta Hidrógeno



Índice solar de irradiación global horizontal de 1988.7 kWh/m² en el perímetro urbano de Medellín de acuerdo al Global Solar Atlas. Factor de planta promedio del 14% en Medellín y 17% en Sonsón (114 Kms de Medellín) de acuerdo con Renewables Ninja para la mejor ubicación.



En Turbo (342 Kms de Medellín) densidad media de potencia de 189 W/m² para el 10 % de las áreas con más viento de acuerdo al Global Wind Atlas a 100 m de altura. Factor de planta promedio en Turbo de 4.1 % de acuerdo con Renewables Ninja.



Potencial a partir de residuos de biomasa 620 TJ/a arroz; 4.146 TJ/a banano; 8.661 TJ/a café; 9.719 TJ/a panela; 2.063 TJ/a plátano y 1.381 TJ/a maíz.



Factor de planta PCHs (año niño 2010, año niño 2015 y año promedio)

- Bello 61 % 68 % 65 %
- Cañasgordas 149 % 118 % 141 %
- Don Matías: 84 % 83 % 81 %
- Envigado 70 % 68 % 72 %
- Jericó 85 % 51 % 74 %
- San Carlos 55 % 43 % 47 %
- Sonsón 30 % 57 % 51 %
- Yarumal 42 % 24 % 65 %

14 proyectos de energía hidráulica vigentes en total 261 MW.



Principales ríos Magdalena, Cauca y el Atrato.

Actores de la demanda local de hidrógeno

Demanda industrial

- Amplias áreas de cultivos (>4.000.000 hectáreas) con demanda potencial de fertilizantes verdes.
- Gas Natural: 11,1 PJ/a
- Electricidad mercado no regulado: 10,42 PJ/a
- Electricidad mercado regulado: 23,20 PJ/a

Demanda sector transporte

- Gas natural: 1,79 PJ/a
- ACPM: 35,71 PJ/a
- Gasolina: 38,74 PJ/a

Demanda de usuarios residenciales

- Gas Natural: 7,23 PJ/a

Ubicación y actores con infraestructura

Vías terrestres

Antioquia cuenta con 17.869 Km de vías. De ellas 1.725 Kms son vías primarias, 4.637 Km vías secundarias y 11.507 vías terceras.

Gasoductos existentes

Gasoducto Sebastopol Medellín 190 km operado por Transmetano.

Infraestructura fluvial

Desde Puerto Berrio (172 Kms de Medellín) hay zonas de operación en motocanoas y chalupas con el Río Magdalena, Boca del Río San Bartolo, zona media antioqueña santandereana y con el magdanelana medio antioqueño y santandereano

Infraestructura portuaria marítima

Se encuentra en construcción Puerto Antioquia en

Turbo contara con 91 mts por < 570 mts y cinco posiciones de atraque con vocación multipropósito para movilizar contenedores, graneles, carga general y vehículos (ANI, 2022).

Elementos habilitadores para la implementación Potencial para la producción de hidrógeno verde

- Potencial de energías renovables (solar, hidráulico, biomasa) disponible. Factores de planta adecuados.
- Disponibilidad de agua.
- Si se considera la generación a partir de PCH, 6 unidades de 19,5 MW cada una, se obtiene un factor de utilización del electrolizador del 80 % y un LCOH de 3,70 USD/kg
- Para el caso de Antioquia donde el recurso hídrico es abundante, se plantea su integración con energía solar. Bajo este escenario, una planta solar de 250 MW ubicada en inmediaciones del municipio de Sonsón daría como resultado un factor de utilización del electrolizador del 42 % y un LCOH de 6,58 USD/kg.

Demanda de hidrógeno verde y productos PtX

- Medellín cuenta con un sector industrial relevante y cuenta con experiencia operativa de procesos industriales que puede beneficiar la implementación de proyectos de hidrógeno verde.
- El departamento del Antioquia cuenta con demanda regional, sector industrial, agrícola,

transporte. Empresas de cerámicas, alimentos, textiles entre otras.

- Disponibilidad regional de biomasa residual. Fuente de carbono renovable para la producción de metanol o combustibles sintéticos.
- Hub de hidrógeno verde y derivados para cubrir, principalmente, la demanda interna de derivados que requieren una fuente sostenible de CO₂ (metanol, combustibles sintéticos).

Infraestructura

Adecuadas para el transporte terrestre y conexión al sistema interconectado nacional.

Otras observaciones

Empresas activas e interesadas en el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde: Celsia (potencial productor), EPM (potencial productor), Opex (potencial productor), Familia (potencial consumidor), entre otras.

Algunas recomendaciones de empresarios locales que están entrando en el sector fuera de dotar de mayor seguridad jurídica a la inversión con normativas claras por ejemplo las normativas de estaciones de servicio de hidrógeno, aspectos de seguridad, incentivos no se crucen con la declaración de la renta sino con la inyección de capital por el CAPEX de los proyectos de H₂, permisos ambientales PCHs y expansión del sistema eléctrico nacional.

Hub Manizales

Ubicación geográfica y política

Interior de Colombia. Región Andina. Departamento de Caldas dividido en 27 municipios.

Exportaciones

En 2021 exportó un monto de MUSD 1.105 FOB, donde los principales productos exportados fueron café (59,1 %), extractos de café (14,1 %), refrigeradores y congeladores (7,2 %), siendo el principal destino los Estados Unidos (28,4 %), Bélgica (12,1 %), Alemania (6,4 %).

Importaciones

En 2021 importó un monto de MUSD 0.476 CIF, donde la principal participación incluye productos laminados en caliente (5,8 %), productos laminados (5,1%), polímeros de etileno (5,0%).

Actores Principales

Autoridades Nacionales, Gobernación de Caldas, Alcaldía de Manizales, Cámara de Comercio de Manizales, Mabe Colombia, CHEC-EPM, Efigas Gas Natural, Federación Nacional de Cafeteros de Caldas y Comité de cafeteros de Manizales.

Potencial Oferta Hidrógeno



Índice solar de irradiación global horizontal entre 3,51 a 5,75 kWh/m² de acuerdo al Global Solar Atlas. Factor de planta alrededor del 17 %.



Densidad media de potencia entre 8-216 W/m² de acuerdo a Atlas Eólico a 50 m de altura y alrededor de 125 W/m² para el 10 % de las áreas con más viento de acuerdo al Global Wind Atlas. Factor de planta promedio de 6 % de acuerdo a Renewables Ninja para la mejor ubicación.



Potencial a partir de residuos de biomasa 296 TJ/a a partir del maíz; 3721 TJ/a a partir de la caña de azúcar; 164 TJ/a a partir del sector avícola; 2809 TJ/a a partir de plantaciones de plátano; 79 TJ/a a partir del arroz; 4553 TJ/a a partir del café.



Se identifican 5 proyectos de 19,0 a 20 MW.



De acuerdo al documento "Estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia" se identifica un potencial de 241 MWe en una zona de alta entalpía. En fase de prefactibilidad Proyecto Valle de Nereidas en Villamaria a 35 Kms de Manizales financiado por CHEC-EPM, Ecopetrol y Baker Hugues.



Disponibilidad de drenajes dobles a menos de 100 km.



702.150 Ha disponibles teniendo en cuenta las áreas inundables, protegidas, y cercanas a fallas geológicas.

Actores de la demanda local de hidrógeno

Demanda industrial

- Amplias áreas de cultivos (> 140.000 hectáreas) con demanda potencial de fertilizantes verdes.
- Gas Natural: 1,91 PJ/a
- Electricidad mercado no regulado: 2,02 PJ/a
- Electricidad mercado regulado: Consumo en la región Quindío, Caldas y Risaralda de 10,53 PJ/a

Demanda sector transporte

- Gas natural: 0,36 PJ/a
- ACPM: 4,6 PJ/a
- Gasolina: 5,0 PJ/a

Demanda de usuarios residenciales

- Gas Natural: 1,93 PJ/a

Ubicación y actores con infraestructura

Vías terrestres

Red vial primaria de 185 km, de los cuales 141 km se encuentran en buen estado, 36 km en estado regular y 7 km en mal estado de acuerdo con INVÍAS. Red vial secundaria con 1318 km de cobertura que comunica cabeceras municipales a la red primaria.

Gasoductos existentes

Gasoducto operado por TGI, desde Ballena - Barrancabermeja - Vasconia - Manizales - Cali.

Infraestructura fluvial

Puerto fluvial en La Dorada sobre el río Magdalena.

No hay navegabilidad en el tramo que lleva hasta Puerto Berrio.

Almacenamiento de hidrógeno y productos derivados

Posibilidad de almacenamiento en pozos taponados y abandonados, de acuerdo al banco de información petrolera se identifican 13 pozos con estas características distribuidas en el límite con el departamento de Cundinamarca.

Elementos habilitadores para la implementación Potencial para la producción de hidrógeno verde

- Disponibilidad de energía renovable fotovoltaica e hidráulica.
- Disponibilidad de agua.

Demanda de hidrógeno verde y productos PtX

- Para este hub se considera un potencial cubrimiento de la demanda industrial agregada para los departamentos de Caldas, Risaralda y Quindío (también conocidos como el triángulo del café).
- Estos departamentos cuentan además con grandes cultivos de café, plátano, cacao y frutales, principalmente. Las asociaciones de agricultores de la región facilitan un acopio centralizado de residuos de biomasa.
- Se identifica una demanda potencial de hidrógeno verde para maquinaria agrícola y para la producción de fertilizantes verdes para uso directo en la región.
- Hub de hidrógeno verde y derivados para cubrir, principalmente, la demanda interna de derivados que requieren una fuente sostenible

de CO₂ (metanol, combustibles sintéticos).

Infraestructura

- Red de vías terrestres adecuada en todos los departamentos y debido al tamaño de estas distancias de transporte cortas.
- Si los proyectos se realizan en modalidad de plantas dedicadas para la generación de electricidad renovable, no se requerirán grandes trayectos de líneas de transmisión.
- Red de transporte de gas natural de TGI.
- Transición energética para la industria de producción de fertilizantes.
- Uso eficiente de residuos de biomasa, no solamente para la cogeneración sino también como fuente de CO₂ para la producción de derivados.
- Existencia de pozos secos en la región, ofreciendo potencial para el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno verde, en caso de ser requerido. Se hace necesario el desarrollo de proyectos que confirme la viabilidad técnica de esta opción.

Otras observaciones

La alianza de Solenium, Andes H2 y HPSG planea la implementación del hub de Manizales, que se ubicará en un área industrial cercana al aeropuerto de Manizales. Produciría hidrógeno verde para industrias cercanas (alrededor de 4 km de distancia máx..) con un electrolizador de 1 MW y una planta solar fotovoltaica de 2,8 MW. Se considera, además, una prueba de movilidad dentro del proyecto. Se cuenta con áreas adicionales para expansión futura del proyecto.

Hub La Guajira

Ubicación geográfica y política

Norte de Colombia. Región Caribe. Departamento de La Guajira dividido en 15 municipios.

Principales iniciativas productivas

La principal actividad que aporta al PIB en La Guajira es la minería (46,1 % del PIB). Las principales actividades relacionadas con el sector energético y de manufactura incluyen:

- Industrias manufactureras (11,5 % del PIB): Elaboración de productos químicos, industrias básicas de hierro y acero, fabricación de sustancias químicas básicas, abonos y compuestos inorgánicos nitrogenados, plásticos y caucho sintético en formas primarias.
- Electricidad, gas y agua (4,3 % del PIB)
- Construcción (4,5 % del PIB)

Exportaciones

En 2021 exportó un momento de MUSD 1.731 FOB, donde los principales productos exportados fueron las hullas (99, 8%) y los destinos principales son los Países Bajos, Turquía, Israel y Chile.

Importaciones

En 2021 importó un monto de MUSD 0.366 CIF, donde la principal participación incluye el petróleo refinado (35,4 %), abonos minerales nitrogenados (12,2 %) y neumáticos nuevos (4,9 %).

Actores Principales

Autoridades nacionales; Gobernación de la Guajira. Cámara de Comercio de la Guajira; Transportadores de gas natural (Promigas y TGI); Cerrejón; Ecopetrol; Hocol y Salinera del Caribe.

Potencial Oferta Hidrógeno



95 GW con un factor de planta de 20% y el mayor índice solar de irradiación global horizontal con un valor de 6.5 KWh/m².



En tierra firme Pinilla (35GW), Carvajal (39.3GW), García (43 GW) onshore Costa afuera: 50 GW, de acuerdo con la hoja de ruta para energía eólica costa afuera. Factor de planta promedio de hasta 77% (Uribía).



Potencial a partir de residuos de biomasa 1400 TJ/a a partir del maíz; 9,5 TJ/a a partir del sector avícola; 888 TJ/a a partir de plantaciones de

plátano; 27 TJ/a a partir de la palma de aceite; 310 TJ/a a partir del arroz; 11 TJ/a a partir de la caña de azúcar. Recursos hídricos disponibles: Escasez de agua dulce en la región. Acceso a agua salada, en una extensión de litoral marítimo de aproximadamente 450 km. 1.843.079 Ha.

Escasez de agua dulce en la región. Acceso a agua salada, en una extensión de litoral marítimo de aproximadamente 450 km. 1.843.079 Ha.

1.843.079 Ha disponibles teniendo en cuenta las áreas inundables, protegidas, y cercanas a fallas geológicas.



Actores de la demanda local de hidrógeno

Demanda industrial

- Gas Natural: 6,51 PJ/a
- Electricidad mercado no regulado: 0,78 PJ/a
- Electricidad mercado regulado: Consumo en la costa Caribe de 69,73 PJ/a, a la que pertenece el departamento de La Guajira.
- Carbón: La Guajira aportó 8,4 Mt de las 30,2 Mt generadas en el país en el 2022. El 8 % de la producción es empleada para suplir la demanda interna en la producción de energía eléctrica, siderúrgicas, cementeras, y en la industria papelera.

Demanda sector transporte

- Gas natural: 0,08 PJ/a
- ACPM: 14,4 PJ/a
- Gasolina: 5,9 PJ/a

Demanda de usuarios residenciales

- Gas Natural: 1,05 PJ/a

Ubicación y actores con infraestructura

Vías terrestres

- Red vial primaria de 157 km, de los cuales 135 km se encuentran en buen estado y 14 km en estado regular de acuerdo con invias.
- Red vial secundaria con 498 km de cobertura que comunica cabeceras municipales a la red primaria.

Gasoductos existentes

- Ballena - Barranquilla - Cartagena - Santa Marta

- Ballena - Interior del país

Infraestructura fluvial

Ríos Ranchería y Cesar.

Infraestructura portuaria marítima

- Puerto Brisa ubicado a 7 km de Riohacha y 100 Km de Santa Marta, con una capacidad de 180000 toneladas, un calado de 18.5 metros. Puerto Brisa moviliza principalmente carbón (aprox. 90%), además de otros tipos de carga como maíz, chatarra y clinker.
- Puerto Bolívar, propiedad del Cerrejón, ubicado en Bahía Porte, principal puerto de exportación de carbón en Colombia y Suramérica, con una profundidad de 19 metros, capacidad de 175000 toneladas y carga media anual de 5500 toneladas /hora y máxima de 9000 toneladas/horas.
- El departamento de la Guajira tiene una extensión de litoral marítimo de aproximadamente 450 km, dentro del cual se pueden encontrar profundidades de aproximadamente 19 m, condiciones que habilitan construcción de nuevos puertos.

Almacenamiento de hidrógeno y productos derivados

Se requiere conocer si existe en el país estudios geológicos que hayan identificado cavernas salinas en el departamento de la Guajira.

El yacimiento de Chuchupa onshore, en el mar Caribe, y Ballena, cuando expiren se podrán convertirse potencialmente

Aspectos ambientales a considerar

La prevención y rechazo de las comunidades indígenas a los proyectos de energías renovables. El departamento cuenta con 880.560 habitantes más de la mitad de la población no tienen servicios de acueducto. Solo 6 de 15 municipios cuentan con agua potable (Censo 2018). 39% de los hogares no tiene electricidad 77.601 familias (2022).

Los impactos ambientales que generen los parques eólicos relacionados con la desviación de las trayectorias migratorias de aves y/o la muerte interferencias con las turbinas eólicas.

La deposición y/o valorización de la salmuera que se produzca cuando se obtenga agua potable para electrólisis a partir de la desalinización de agua salada.

Deterioro de fauna y flora en el suelo marítimo en aguas profundas ante decisiones de construcción de nuevos puertos.

Medidas de regulatorios y de fomento regionales

Las medidas regulatorias y de fomento deben ser formuladas a nivel nacional. Las gobernaciones y alcaldías, entre otras autoridades locales, pueden impulsar programas que fomenten la implementación de proyectos en las regiones (todo dentro del marco establecido a nivel nacional). No menos importante es considerar que los hubs de hidrógeno verde y PTX deben constituirse en una estrategia de desarrollo productivo nacional para diversificar la matriz energética interna y las exportaciones de manera que se sustituyan fuentes energéticas fósiles. Para esto se requiere un trabajo conjunto de diferentes ministerios (p.ej. Ministerio de Minas y Energía, Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Transporte y Ministerio de Industria y Comercio, entre otros) que promueva y apoye el despliegue de una economía de hidrógeno verde.

Para La Guajira es necesario hacer énfasis en la participación y empoderamiento de las comunidades Wayú en los proyectos.

Barrera identificadas

- Se requiere un marco regulatorio que le permita a los desarrolladores de proyectos tener seguridad en las inversiones requeridas.
- Se hace necesario fortalecer la formación de personal en nuevas áreas productivas (energías renovables, hidrógeno verde, derivados), pero la amplia experiencia industrial ofrece un buen punto de partida.
- La prevención y rechazo de las comunidades indígenas a los proyectos de energías renovables en la región.
- Falta mayor desarrollo industrial; tipo industrias petroquímicas, siderúrgicas

Elementos habilitadores para la implementación Potencial para la producción de hidrogeno verde

- Disponibilidad de energía renovable onshore y offshore.
- Disponibilidad de agua, al poderse obtener agua potable por desalinización.

Demanda de hidrógeno verde y productos PtX

Demanda de hidrógeno verde y productos PtX, más allá del complejo carbonífero del Cerrejón y la planta de tratamiento de gas natural de Hocol, en la Guajira no existen complejos petroquímicos, químicos, siderúrgico como por ejemplo el que se encuentra en la zona de Mamonal en Cartagena o Monómeros en Barranquilla. Sin embargo, analizando en perspectivas posibilidades de establecimiento de demandas, se pueden enunciar las siguientes posibilidades:

- Hub de productos PTX para exportación, preferiblemente amoníaco por la facilidad técnica y viabilidad económica de obtención de nitrógeno a partir también de electricidad renovable, iniciativa que se pudiera complementar para la producción en la región de fertilizantes para recuperar suelos y volverlos productivos para la producción de alimentos.
- Blending de H2 verde y gas natural u obtención de gas natural sintético (Power to Gas), para suministrar a los gasoductos Ballena al interior del país y Ballena a Santa Marta, Barranquillas y Cartagena Blending o transporte de hidrógeno puro al complejo petroquímico de Maracaibo.

Infraestructura

- Puertos existentes de alto calado y capacidad de carga, como también extensos trayectos en el litoral con aguas profundas para la construcción de nuevos puertos.
- Si los proyectos se realizan en modalidad de plantas dedicadas para la generación de electricidad renovable, no se requerirán grandes trayectos de líneas de transmisión.
- Gasoductos Ballena al interior del país, a las capitales costera del Caribe y al golfo de Maracaibo.

- Reversión, adaptación y repotenciación de la infraestructura carbonífera a la Nación, para dedicarla a proyectos de hidrogeno verde y PTX.
- Plataforma marítima offshore de Chuchupa la cual se viene utilizando desde los años setenta para la extracción de gas natural, cual puede ser útil para operaciones costa afuera para proyecto de hidrogeno verde y PTX.
- Cuando el yacimiento de Chuchupa expire, el cual está actualmente en acelerada declinación, eventualmente pudiera ser utilizado como una fuente almacenamiento de hidrógeno de gran capacidad. Para tener mayor información sobre reservas de cabinas salinas habría que revisar si en Colombia hay estudios y evaluaciones que indiquen disponibilidad en la Guajira.

Otras observaciones

Reversión del complejo carbonífero del Cerrejón a la Nación, puede habilitar condiciones para la adaptación y ajuste de la infraestructura disponible para hubs de hidrógeno verde y derivados Power to X.

La armonización de las relaciones colombo - venezolanas, pueden habilitar el uso del gaseoducto Ricaurte, para transportar hidrógeno verde hacia el complejo petroquímico venezolano ubicado en el golfo de Maracaibo.

Usos finales

Escenarios de usos finales

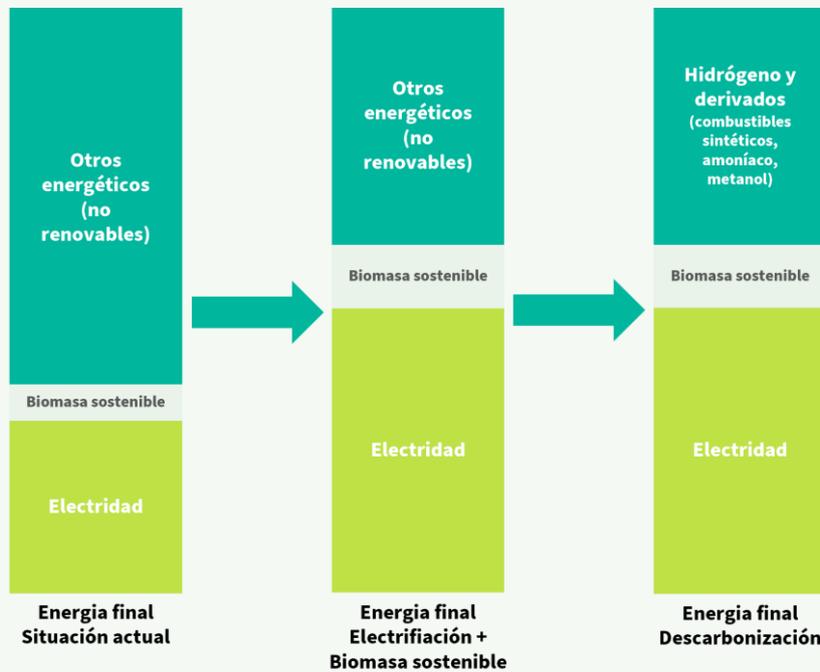


Figura 3: Basado en elaboración propia de Fichtner

Estimación de la demanda potencial nacional

El cubrimiento de la demanda deberá realizarse a través de una combinación de hidrógeno puro y de derivados. Esto se puede ejemplificar con el **sector de transporte**. Hacia el 2050 una gran proporción de los requerimientos energéticos de este sector podrá ser electrificada y otra proporción, donde la electrificación directa no es posible, podrá ser cubierta por hidrógeno a través de FCEV (por ejemplo, vehículos de servicio pesado y larga distancia), sin embargo, aún quedará una proporción para la que no se puede aplicar ni una ni la otra opción, como es el caso del transporte aéreo. Es por esto que se requerirá de combustibles sintéticos (derivados de hidrógeno verde) para lograr la descarbonización total del sector. Principalmente para el transporte marítimo se discuten y desarrollan en la actualidad tecnologías que permitan el uso de amoníaco y metanol verdes como combustibles. Teniendo en cuenta la relevancia que tiene en Colombia el consumo energético en el sector del

transporte, este sector ofrece el mayor potencial para el uso de hidrógeno verde y sus derivados a futuro. A modo de ejemplo cabría citar el proyecto piloto llevado a cabo por el Grupo Familia en conjunto con Opex, Solenium y Unergy para desarrollar el primer vehículo de carga con hidrógeno y diésel en Colombia.

El siguiente sector que ofrece un potencial de sustitución es el industrial. Los sectores residencial, comercial y público presentan potenciales de sustitución bastante limitados; esto se debe a que Colombia no tiene requerimientos de calefacción (como sí los tienen países con estaciones), lo que hace teóricamente posible electrificar casi por completo su uso final de energía.

Tabla 3: Requerimientos de hidrógeno verde para cubrir el consumo final de energía determinado

ENERGÉTICO	UNIDAD	2020	2030	2040	2050
Hidrógeno	PJ	-	17	330	962
	TWh	-	5	92	267
Derivados	PJ	-	24	472	1.375
	TWh	-	7	131	382

La cantidad de hidrógeno requerida determina la capacidad de electrólisis que deberá ser instalada, como se presenta en la

Tabla 4: Capacidad de electrólisis requerida para cubrir la demanda potencial de hidrógeno (usos futuros)

ENERGÉTICO	UNIDAD	2020	2030	2040	2050
Sólo hidrógeno	GW	-	1	16	47
Sólo derivados	GW	-	1	23	67

Estas estimaciones permiten determinar una demanda potencial de hidrógeno a futuro. Adicionalmente, y como se mencionó al comienzo del análisis, **el hidrógeno verde deberá también reemplazar los usos actuales que tiene el hidrógeno gris**. Existe un consumo por parte de la industria, **principalmente en refinerías y plantas de fertilizantes el cual en total requiere de 163.000 toneladas anuales de hidrógeno**. Se tienen consumos adicionales de hidrógeno en otros sectores, los cuales son, sin embargo, muy bajos. Para generar esta cantidad de hidrógeno se requerirán aproximadamente 2 GW adicionales de electrólisis.

Tabla 5: Capacidad de electrólisis requerida para demanda total potencial de hidrógeno.

ENERGÉTICO	UNIDAD	2020	2030	2040	2050
Sólo hidrógeno	GW	-	3	18	49
Sólo derivados	GW	-	3	25	69

•

Estimación de costos de transporte local

En casos en que la generación de hidrógeno no se haga completamente distribuida, será necesario transportarlo a los usuarios finales. Las estimaciones de costos se realizan de manera generalizada, es decir no se consideran consumidores específicos. Debido a los requerimientos energéticos asociados a la transformación de hidrógeno en derivados y su posterior reconversión a hidrógeno, en los casos en los que se requiere hidrógeno con alta pureza la mejor opción será el transporte de CH_2 a través de gasoductos dedicados o con camiones/remolques.

Los análisis se realizan para 3 distancias definidas:

- 25 km - transporte urbano: Por ejemplo, la distancia aproximada entre Bosa y Usaquén,
- 100 km - transporte interdepartamental: Por ejemplo, la distancia aproximada entre Pereira e Ibagué o entre Cali y Buenaventura,
- 300 km - transporte interdepartamental: Por ejemplo, la distancia aproximada entre Bogotá y Neiva.

Teniendo en cuenta que los costos de transporte varían con las distancias y los volúmenes transportados, además de las tres distancias definidas, se analizan 3 volúmenes diferentes:

- Volúmenes pequeños de 4.000 toneladas anuales.
- Volúmenes intermedios de 20.000 toneladas anuales.
- Volúmenes grandes de 115.000 toneladas anuales.

Comparación de los costes de transporte de hidroproductos frente a camiones con distintos volúmenes de transporte al año



Figura 4: Volúmenes de transporte de 4.000 toneladas anuales. Elaboración propia de Fichtner

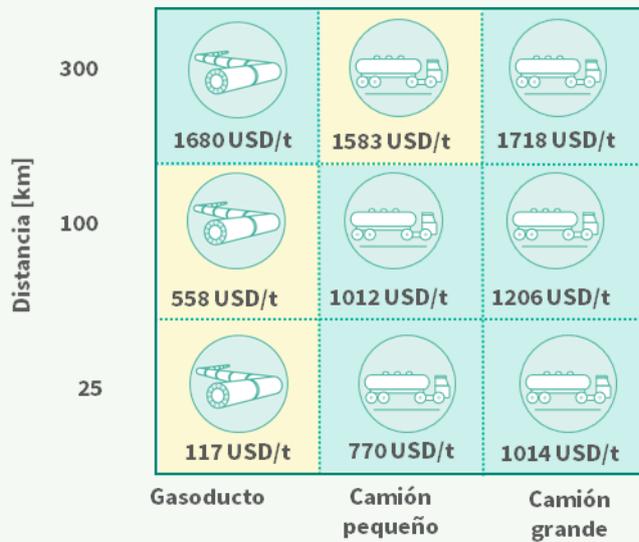


Figura 5: Volúmenes de transporte de 20.000 toneladas anuales. Elaboración propia de Fichtner

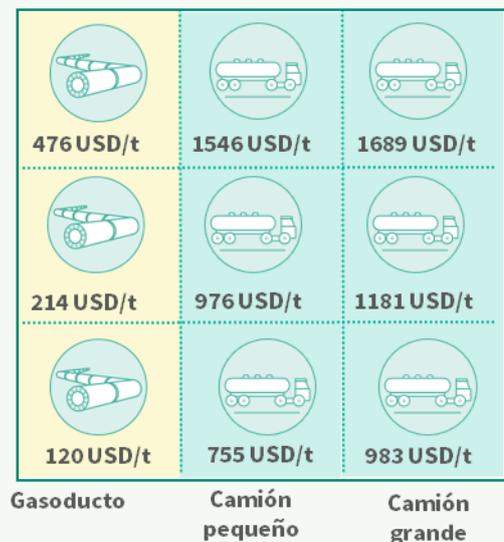


Figura 6: Volúmenes de transporte de 115.000 toneladas anuales. Elaboración propia de Fichtner

Estimación de la demanda potencial internacional

Se puede concluir que a corto y mediano plazo el amoníaco y el metanol verdes jugarán un papel clave para cubrir sus requerimientos de importación, los cuales pueden ser necesarios como portadores de hidrógeno, como producto final o insumo para otros procesos industriales. Adicionalmente, se consideran importaciones de hidrógeno licuado y de combustibles sintéticos (incluyendo SAF). La viabilidad del transporte de hidrógeno licuado se definirá en los próximos años. En etapas posteriores (hacia el 2050), se prevé que también el acero verde haga parte de los productos derivados de hidrógeno que puedan ser comercializados a nivel global, este sí exclusivamente como producto final.

Tabla 1: Estimación de la demanda de hidrógeno a importar por potenciales regiones importadoras

	UNIDAD	2030	2040*	2050
ALEMANIA				
Demanda	Mt	3	8 - 14	12 - 25
Porcentaje de importación	%	80 -90 %	80 -90 %	> 95 %
Hidrógeno importado	Mt	2 - 3	6 - 13	11 - 23
COREA DEL SUR				
Demanda	Mt	4	16	28
Porcentaje de importación	%	50 %	65 %	> 80 %
Hidrógeno importado	Mt	2	10	23
JAPÓN				
Demanda	Mt	3	12	20
Porcentaje de importación	%	40 %	65 %	> 90 %
Hidrógeno importado	Mt	1	8	18

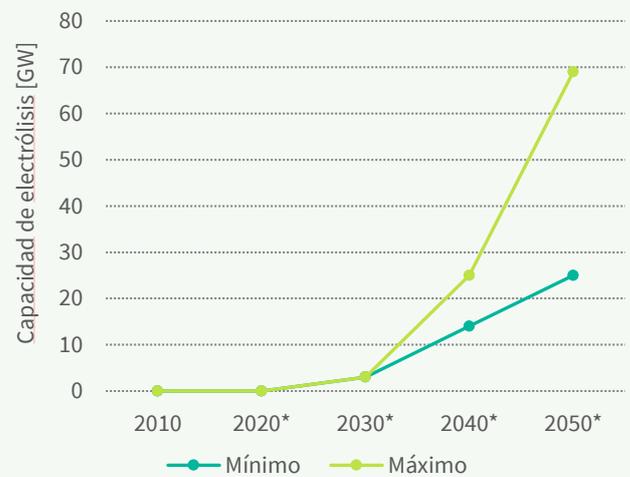
* Los valores para 2040 se calcularon por interpolación lineal entre 2030 y 2050.

Colombia tiene ventajas competitivas para convertirse en un exportador de hidrógeno verde y sus derivados a costos competitivos para los 3 países analizados. En el análisis que se hace en esta sección no se hace una diferenciación de proporciones entre hidrógeno verde y sus derivados.

Para las estimaciones presentadas a continuación se consideran pérdidas de transporte, las cuales dependen en gran medida de las distancias de

transporte y del producto a transportar. Para el transporte hacia Europa se considera que las pérdidas por transporte alcanzarán como máximo un 5 %, mientras que para el transporte a más largas distancias (Corea del Sur, Japón) estas pueden llegar a ser superiores, dependiendo del producto transportado. Para las estimaciones a continuación se toma 5 % de pérdidas de transporte como punto de referencia preliminar.

Capacidad de electrólisis mínima y máxima requerida según los escenarios y casos considerados



* Valores estimados

Figura 7: Basado en elaboración propia de Fichtner

Adicionalmente hay que considerar que la transformación de hidrógeno a derivados también está asociada a pérdidas debido a la ineficiencia de los procesos. En una primera aproximación se asume una eficiencia promedio de 70 % para todos los procesos de transformación.

Si se fija como meta cubrir un **1 % de la demanda total de importación de hidrógeno a 2030** para Alemania, Corea del Sur y Japón se tiene:

- Demanda total a exportar: 60.000 toneladas de hidrógeno por año.
- La producción de hidrógeno requerida será de máximo 90.000 toneladas por año para lo cual se requerirá una capacidad de electrólisis de 1 GW. Si se fija como meta cubrir un **1 % de la demanda total de importación de hidrógeno a 2040** se tiene:
- Demanda total a exportar: 300.000 toneladas de hidrógeno por año.

La producción de hidrógeno requerida será de máximo 450.000 toneladas para lo cual se requerirá una capacidad de electrólisis de 5 GW.

Si se fija como meta cubrir **entre el 1 % y el 3 % de la demanda total de importación de hidrógeno a 2050** se tiene:

- Demanda total a exportar: 600.000 - 1.800.000 toneladas de hidrógeno.
- La producción de hidrógeno requerida será de entre 0,9 y 2,7 Mt para lo cual se requerirá una capacidad de electrólisis de entre 10 y 19 GW.
- De acuerdo con los resultados del análisis presentado en las secciones previas, se requerirían los volúmenes de producción resumidos en la siguiente tabla. Estos se pueden considerar como volúmenes máximos ya que se refieren al cubrimiento de la demanda interna y externa exclusivamente con derivados, los cuales requieren mayores cantidades de hidrógeno verde.

Tabla 7: Requerimientos máximos de hidrógeno verde para cubrir la demanda estimada

DEMANDA	UNIDAD	2020	2030	2040	2050
Nacional ¹	Mt		0,3	2,4	6,5
Inter-nacional ²	Mt		0,06	0,3	1,8
Total	Mt		0,36	2,7	8,3

¹ Para la tabla se toman los valores más altos para el caso base (demanda de derivados de H₂V).

² Para la tabla se toman los volúmenes de exportación máximos.

Tabla 8: Capacidad de electrólisis requerida para cubrir la demanda potencial de hidrógeno

CAPACIDAD	UNIDAD	2030	2040	2050
Demanda nacional ¹	GW	3	25	69
Demanda internacional ²	GW	1	5	19
Total	GW	4	30	88

¹ Datos para el caso base (lineal - histórico), considerando sólo derivados (valores más altos).

² Para la exportación se consideran sólo derivados.

Estimación de costos de transporte intercontinental

Para el transporte intercontinental de hidrógeno se requiere su acondicionamiento físico o químico, debido a su baja densidad energética volumétrica.

La siguiente figura presenta las diferentes opciones de transporte que se analizan actualmente para el transporte intercontinental de hidrógeno. Dentro de las opciones más prometedoras se consideran el transporte de amoníaco, metanol, LH₂ y LOHCs, mientras que otras opciones como los hidruros metálicos aún se encuentran en una etapa temprana de desarrollo.

Opciones de transporte intercontinental de hidrógeno

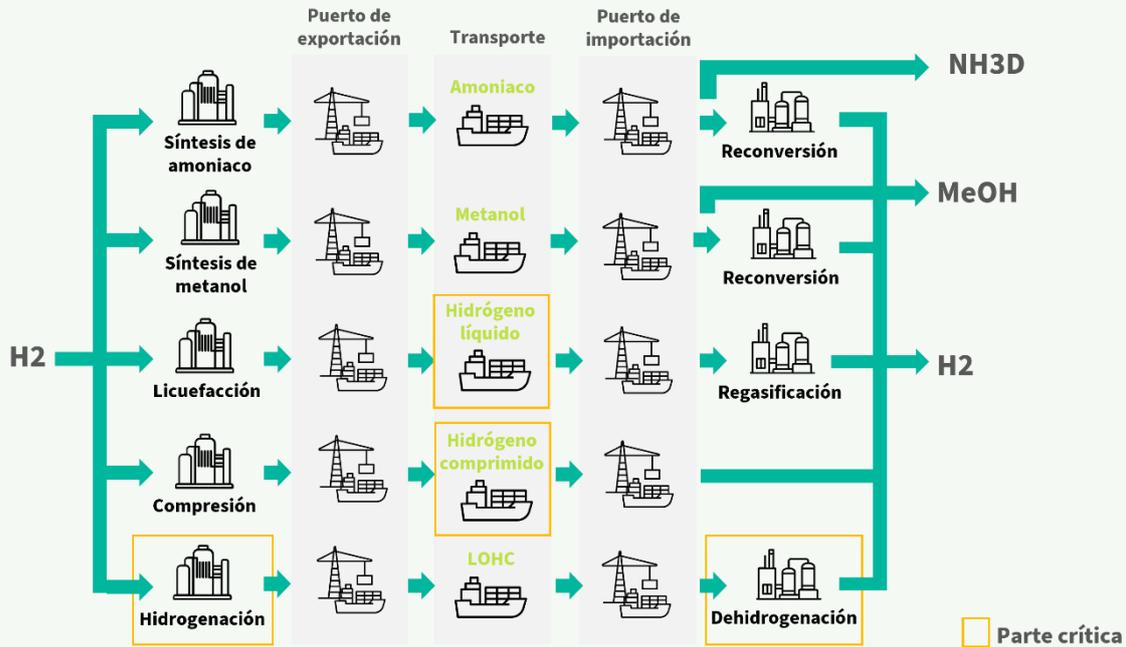


Figura 7: Basado en elaboración propia de Fichtner

La situación geopolítica actual y la pandemia han llevado a un fuerte aumento en los costos de transporte a nivel global en el cual se observa además una alta volatilidad; sin embargo, las estimaciones presentadas a continuación no toman como punto de partida estas condiciones actuales que se consideran, por ahora, excepcionales. Los supuestos usados para estas estimaciones se listan a continuación:

- Capacidad anual de transporte de hidrógeno: 165.000 toneladas.
- Costos de electricidad en el puerto de salida: 49 US\$/MWh.

- Tarifas de transporte marítimo (capacidad, US\$/día, *Ballast shares*¹):

NH ₃ :	75.000 m ³ ,	34.000
US\$/d;	100 %,	
LH ₂ :	160.000 m ³ ,	185.000
US\$/d;	100 %,	
MeOH, LOHC:	82.000 m ³ ,	9.800
US\$/d;	90 %	
- Tipo de combustible para el transporte: Amoníaco - 900 US\$/t (+1 %/a).
- Tipo de energía de conversión y reconversión: Renovable.
- Precio de suministro del hidrógeno: 3.700 US\$/t
- Costos de suministro de CO₂ sostenible: 100 US\$/t.
- WACC: 6 %.

¹ El término *Ballast shares* del inglés, traducido como „proporción de lastre“ en español, hace referencia a una técnica empleada en navegación marítima para procurar la estabilidad de un buque. El porcentaje descrito en este estudio hace referencia al grado de aprovechamiento de cada producto (NH₃, LH₂, MeOH y LOHC) mediante la instalación de tanques de almacenamiento en los tanques lastre del buque, evitando así una ocupación adicional del espacio de carga.

Costos en el puerto de destino para una distancia de transporte de 3000 NM

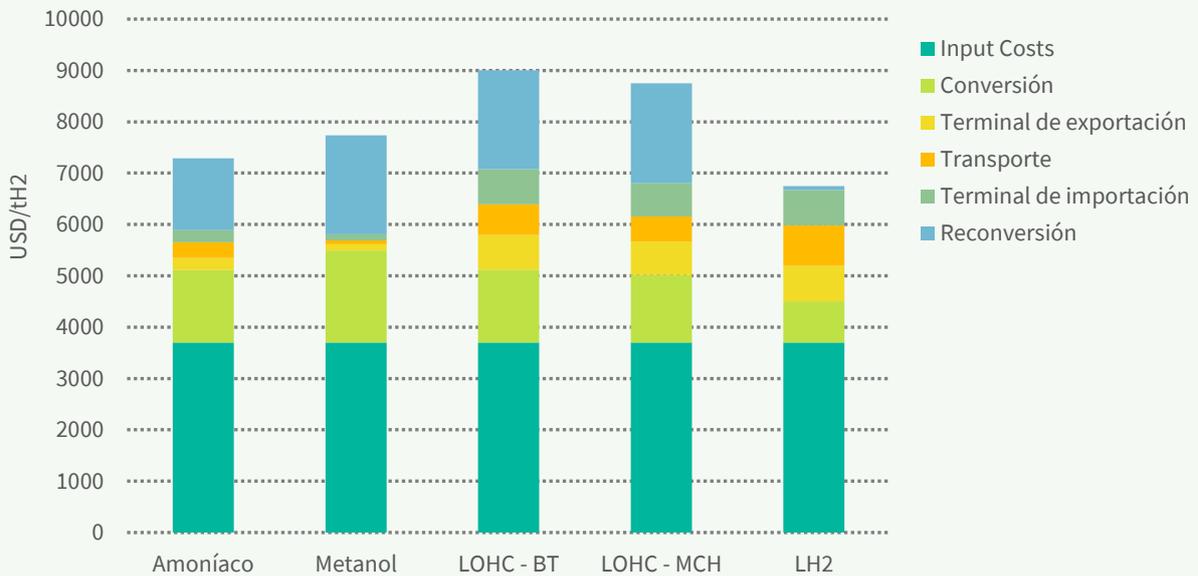


Figura 8: Basado en elaboración propia de Fichtner

De la Figura 9 se puede observar que los costos finales de hidrógeno siempre serán más elevados si este se transporta como LOHC. El transporte de LH2, una vez la tecnología esté disponible a escala comercial, podrá ofrecer costos menores a otros portadores para distancias de hasta 6.000 NM.

Costo final del hidrógeno en el puerto de destino en función de la opción y la distancia de transporte

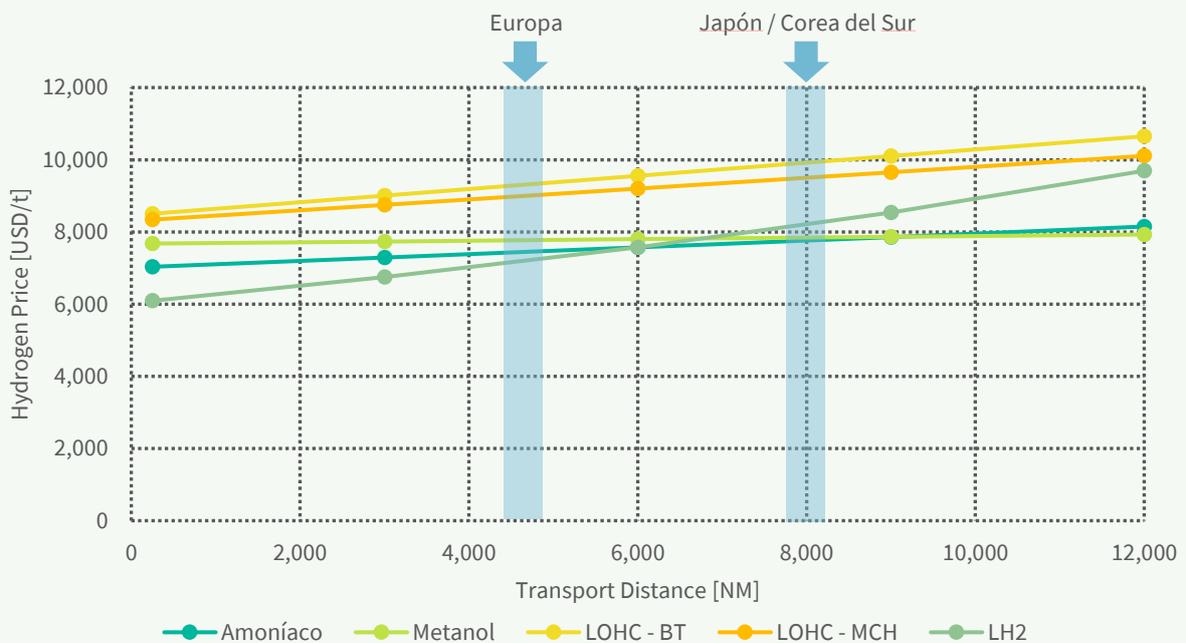


Figura 9: Basado en elaboración propia de Fichtner

Tabla 9: Ventajas y desventajas asociadas al transporte intercontinental de hidrógeno y derivados

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Amoníaco	<ul style="list-style-type: none"> Elevado almacenamiento de H₂. Cuenta con una cadena de valor madura excepto por el craqueo. El amoníaco es un químico ampliamente usado y comercializado. 	<ul style="list-style-type: none"> La conversión de hidrógeno a amoníaco y su reconversión son intensivas en energía. La falta de madurez del proceso de craqueo de amoníaco. El amoníaco es una sustancia tóxica y contaminadora del aire, que requiere un manejo cuidadoso. Se deben definir rutas de transporte fijas si se requiere reconversión.
Metanol	<ul style="list-style-type: none"> Elevado almacenamiento de H₂. Facilidad de almacenamiento y transporte por ser líquido a condiciones ambientales. La cadena de valor del metanol es madura. El metanol es un producto químico ampliamente utilizado y comercializado, por lo que se tiene experiencia en su manejo. 	<ul style="list-style-type: none"> La conversión de hidrógeno a metanol y su reconversión son intensivas en energía. La necesidad de una fuente de CO₂ renovable con la complejidad y los costos de captura relacionados. Se deben definir rutas de transporte fijas si se requiere reconversión.
LH₂	<ul style="list-style-type: none"> La densidad volumétrica del LH₂ es mayor que la del CH₂. El hidrógeno transportado es de alta pureza y no requerirá procesos de refinación. La adopción de diferentes rutas de transporte es relativamente simple. El país importador tendría requerimientos energéticos mínimos. 	<ul style="list-style-type: none"> El proceso de licuefacción tiene un alto requerimiento de electricidad. El almacenamiento y el transporte tienen una alta complejidad. Las pérdidas por evaporación (<i>boil-off</i>) a lo largo de la cadena de transporte pueden ser significativas (entre mayores las distancias de transporte, mayores las pérdidas). Se van a requerir grandes cantidades de transporte para que sea viable económicamente.
CH₂	<ul style="list-style-type: none"> No se requieren ni conversión ni reconversión. El hidrógeno transportado es de alta pureza y no requerirá procesos de refinación. La adopción de diferentes rutas de transporte es simple. El país importador no tendría requerimientos energéticos. 	<ul style="list-style-type: none"> La baja densidad energética volumétrica del CH₂ lo hacen inadecuado para el transporte de grandes cantidades por largas distancias. Las altas presiones que se deben manejar son un riesgo en sí mismo.
LOHC	<ul style="list-style-type: none"> Los LOHC ofrecen una alta capacidad de almacenamiento de hidrógeno. La facilidad de transporte y almacenamiento. Se puede usar infraestructura existente (por ejemplo, a través del uso de tecnologías de productos petrolíferos). El transporte es más seguro comparado con otras formas de transporte de hidrógeno. No hay pérdidas por evaporación durante el transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> No se cuenta en la actualidad con experiencia operativa. El proceso de deshidrogenación en el país importador requiere una gran cantidad de energía térmica. Después de la hidrogenación es necesario transportar de regreso el portador orgánico. Los costos asociados a los LOHC son elevados. Los LOHC y las plantas sufrirán de degradación con el paso del tiempo, lo que implica reinversiones y costos más elevados.

Estimación de costos - LCOH

Una de las regiones con mayor potencial para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos es la región Caribe y el despliegue de una economía nacional del hidrógeno verde tendrá que hacer énfasis estratégico en esta región.

La Guajira ofrece el mejor costo nivelado de producción del hidrógeno empezando en el 2022 con 2,58 USD/kg (eólica) y 5,51 USD/kg (solar fotovoltaica) y disminuyendo en el año 2050 hasta 0,96 USD/kg (eólica) y 0,76 USD/kg (solar fotovoltaica). El Atlántico presenta valores de LCOH superiores: 3,33 USD/kg (eólica) y 6,51 USD/kg (solar fotovoltaica) en el 2022 y 1,31 USD/kg (eólica) y 0,89 USD/kg (solar fotovoltaica) en el año 2050.

Estructura de costos del LCOH a partir de energía solar fotovoltaica y eólica en Barranquilla para el año 2022 (R = reemplazo)

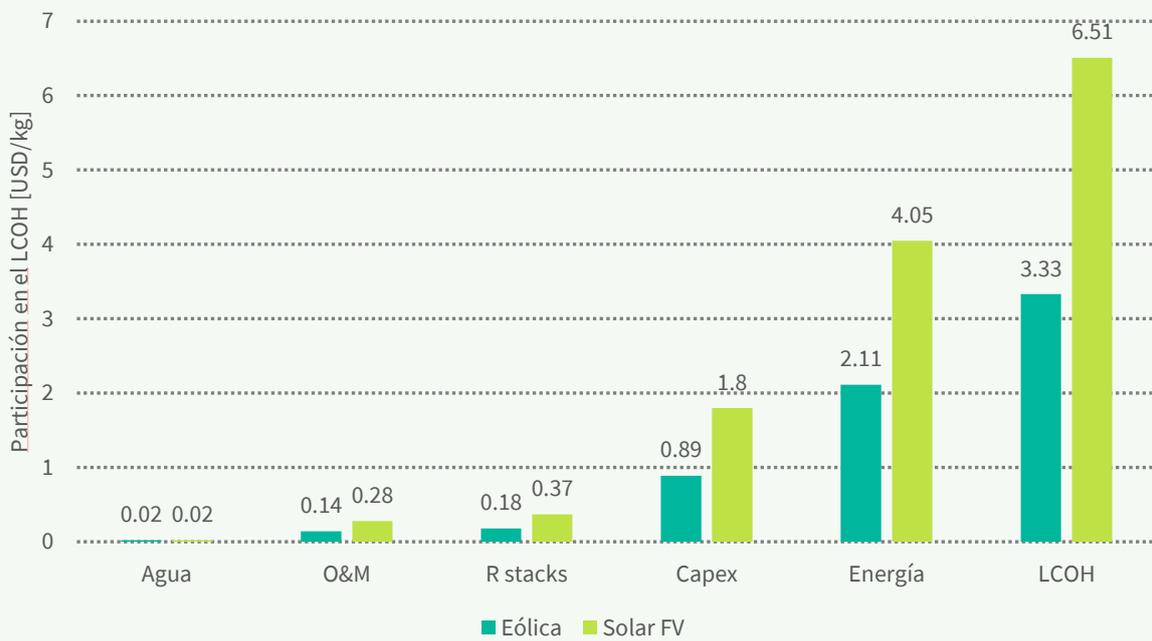


Figura 10: Basado en elaboración propia de Fichtner

LCOH para diferentes departamentos en los años 2022, 2030, 2040 y 2050

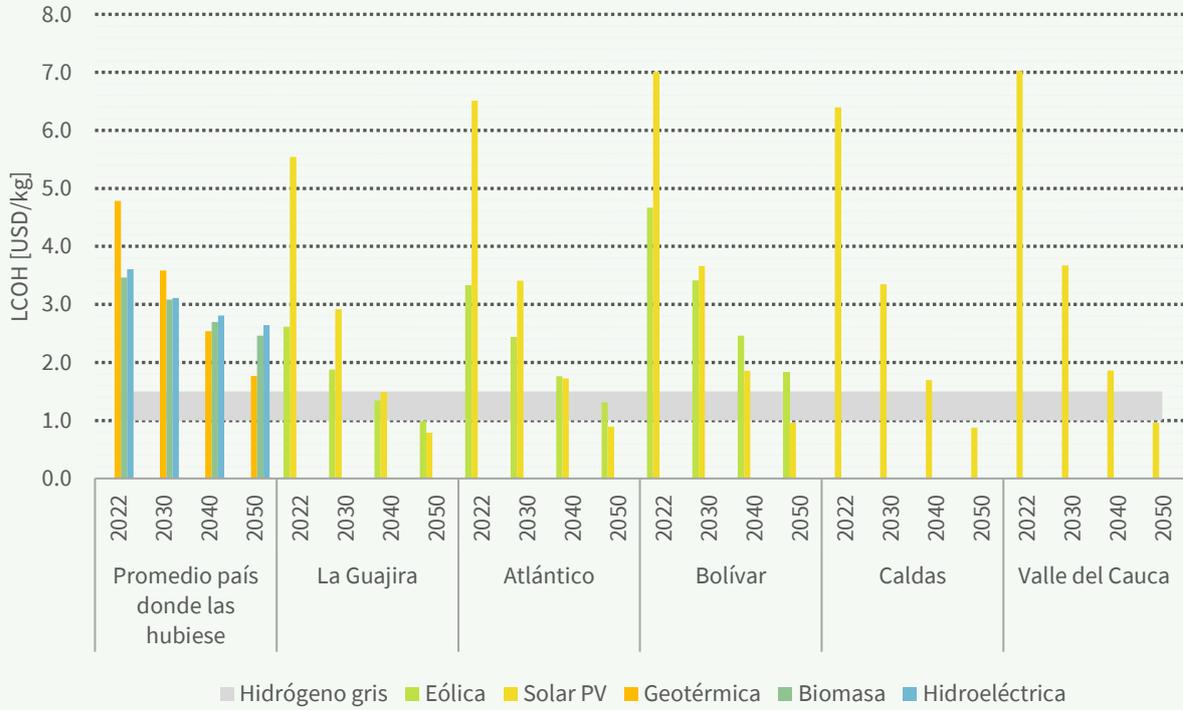


Figura 11: Basado en elaboración propia de Fichtner LCOH para diferentes departamentos en los años 2022, 2030, 2040 y 2050

Barreras implementación de Hubs

Del análisis se concluye que la primera barrera por superar para la implementación de estos *hubs* de hidrógeno verde será la regulatoria y normativa. En Colombia, al igual que en muchos otros países, aún hace falta una adecuación de la regulación existente que permita considerar al hidrógeno dentro de su matriz energética y que reglamente de manera clara las diferentes etapas de la cadena de valor. Paralelamente, se hace necesario crear mecanismos de fomento claros y estables en estas fases iniciales de desarrollo, que permitan superar la barrera que implican los elevados costos de inversión inicial en la actualidad.

Barreras implementación de Hubs



Figura 12: Basado en elaboración propia de Fichtner

La proactividad de la industria colombiana en los últimos años con la implementación de varios proyectos piloto para la producción de hidrógeno verde (Opex, Promigas, y Ecopetrol) y con la planeación de otros más (Vatia, Fanalca, Monómeros, Solenium, Celsia, EPM entre otros) debería recibir un apoyo directo y decidido por parte de las autoridades nacionales, departamentales y/o locales, para que estos se conviertan en el trampolín requerido para la implementación de los primeros proyectos a escala comercial. Con este estudio se comprueba también que una de las regiones con mayor potencial para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos es la región Caribe y que el despliegue de una economía nacional del hidrógeno verde tendrá que hacer énfasis estratégico en esta. Por otra parte, la actividad agrícola del país le permite tener acceso a grandes volúmenes de biomasa residual como fuente de CO₂ biogénico para la

producción de derivados como el metanol y los combustibles sintéticos, por lo que la implementación de *hubs* en estas regiones también debe ser priorizada. Finalmente, se considera conveniente que los *hubs* seleccionados tengan objetivos y condiciones marco diferentes, de manera que sirvan de modelo para su reproducción posterior en otras regiones. Basado en lo previamente descrito se proponen 6 *hubs* localizados en: Cartagena, Barranquilla, La Guajira, Valle del Cauca, Medellín y Manizales.

En conclusión para abastecer la demanda de hidrógeno verde y derivados proyectada al 2050 en uno de los escenarios de crecimiento planteados es crucial la instalación de grandes capacidades de FNCER. Está capacidad corresponde a 176 GW, lo cual representa 10 veces la capacidad actual instalada de energía total y pretende abastecer tanto la demanda interna como las exportaciones.

Factores habilitadores

El despliegue de una economía del hidrógeno dependerá, entre otros aspectos, del nivel de planeación que se logre para impulsar el sector a nivel nacional. Si bien el sector privado tiene un papel fundamental, son las autoridades nacionales las que deben asumir una posición de liderazgo en el desarrollo de políticas y mecanismos que fomenten el desarrollo del sector de una manera coordinada entre todas las instituciones relevantes: El Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Transporte, la UPME y la CREG.

Considerando las barreras que se han identificado hasta el momento se sugieren a continuación diferentes acciones a corto, mediano y largo plazo que serán necesarias para impulsar el despliegue del sector y que serán, por tanto, los factores habilitadores para esto.

Factores habilitadores económicos

En las fases iniciales de despliegue la existencia de incentivos o beneficios tributarios será fundamental para el desarrollo de proyectos piloto y de proyectos a pequeña escala comercial. Colombia ha mostrado avances importantes en esta área, entre otros, con la creación de beneficios tributarios bajo la Ley 1715 de 2014 y la promoción de aplicaciones de hidrógeno verde a través de la iniciativa H2 Colombia lanzada por FENOGE. Respecto a la convocatoria actual y las futuras de FENOGE será necesario aclarar las reglas de juego para estas iniciativas en un muy corto plazo de tiempo (máx. 6 meses), de manera que se pueda ofrecer seguridad jurídica a los interesados en desarrollar proyectos bajo este esquema.

Con respecto a los beneficios tributarios actuales, se sugiere a corto plazo (máx. 2 años) evaluar los mecanismos actuales y una adaptación potencial de estos, de manera que también se consideren otros mecanismos de fomento con incentivos directos que

no dependan de la renta líquida de los potenciales inversionistas.

A mediano o largo plazo (más de 3 años) se recomienda un ajuste al impuesto nacional al carbono; el cuál actualmente es de COP 23.394,60 por t_{CO_2e} (equivalente a unos 4,48 EUR), este impuesto debería destinarse, parcial o totalmente, al fomento de la implementación de proyectos de energías renovables, hidrógeno verde y derivados.

En línea con lo anterior, también se sugiere desarrollar la reglamentación del sistema de comercio de emisiones denominado "Programa Nacional de Cupos Transables", cuyo mecanismo actualmente es voluntario en Colombia, se recomienda que la reglamentación de este sistema debe estar alineado con el ajuste al impuesto al carbono con el objetivo de dar liquidez al mercado e incentivar la demanda de hidrógeno y sus derivados en el país.

La introducción de mecanismos de fomento económico se debe realizar paralelamente a la implementación de un programa de evaluación anual, en el cual se analicen y cuantifiquen los efectos reales obtenidos y se puedan hacer los ajustes necesarios. Esta es una acción que se debe implementar a corto plazo (en el marco de evaluación o actualización de los beneficios tributarios actuales, máx. 2 años).

Factores habilitadores tecnológicos

Las medidas a implementar están relacionadas directamente con campañas de información para el público en general y con el desarrollo de capacidades locales que permitan obtener conocimientos sobre las tecnologías a implementar. Debe ser una tarea a desarrollar por autoridades gubernamentales a nivel nacional y regional y por actores privados, que deben trabajar para esto de manera conjunta.

El desarrollo de capacidades técnicas específicas deberá estar a cargo de los centros educativos (universidades y centros de formación como el SENA), quienes deberán integrar los temas relevantes a sus currículos académicos (para lo cual se debería comenzar inmediatamente). El Ministerio de Educación deberá liderar estos esfuerzos, que se complementarán con un desarrollo completo de capacidades a lo largo de toda la cadena de valor, que si bien no se centran solamente en aspectos tecnológicos fomentarán en gran medida el despliegue exitoso del sector.

Se debe hacer uso de la red de instituciones educativas para promover la investigación e innovación, la cual se debe dar tanto en instituciones públicas como privadas e idealmente de la mano de los actores privados de la industria. Esto debe complementarse con la creación de líneas específicas de investigación y desarrollo, apoyado en centros de investigación como los acuerdos de Ecopetrol, MinCiencias y MinEnergía con USD \$33 mil millones de pesos para formular soluciones tecnológicas orientadas al desarrollo de energías renovables. Este acuerdo es el punto de partida para que Ecopetrol, junto con sus centros de innovación abierta Econova en Bogotá, Bucaramanga, Medellín, Cartagena y departamento del Meta puedan impulsar los ecosistemas de ciencia, tecnología e innovación desde los territorios con un foco específico y una red de aliados locales con inversiones estimadas de USD \$18 millones para la puesta en marcha entre el 2023 y 2025. En este sentido también será importante el papel que desempeñe el Instituto Nacional de Transición Energética, cuya creación fue anunciada por el Ministerio de Minas y Energía en diciembre de 2022 como parte del diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia. Como se ha venido concibiendo, la transición energética en Colombia tiene cuatro objetivos principales: Migrar hacia una combinación de energías más competitiva, eficiente y resiliente a través de la masificación de las fuentes no convencionales de energía renovable y la adopción de nuevas tecnologías. Si se logra una implementación y operación exitosa de estos centros e institutos, pioneros en el área, será un modelo a replicar en diferentes regiones del país, lo cual ocurriría a mediano y largo plazo (hacia 2030).

Aspectos regulatorios y normativos

Los vacíos regulatorios o zonas grises se tienen a lo largo de toda la cadena de valor del hidrógeno. Esta adaptación del marco regulatorio debe darse a corto plazo (más. 2 años) pues es la base que le permite tener seguridad jurídica de planeación a los desarrolladores de proyectos.

Entre las áreas que necesitan regulación está:

- Definición clara del hidrógeno como vector energético y como insumo, que reglamente tanto su uso como el de sus derivados. Esto sería responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía.
- La CREG, como ente regulador del servicio de gas natural, deberá desarrollar un marco regulatorio que permita la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural (*blending*), definiendo parámetros operativos y tarifarios claros, así como determinando los actores que podrán realizar este *blending*.
- Desarrollar una reglamentación para la construcción y operación de hidroductos, actividad en manos del Ministerio de Minas y Energía. El proceso de licenciamiento deberá desarrollarse en coordinación entre el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Reglamentaciones para el transporte terrestre o fluvial de hidrógeno verde y sus derivados que deberían estar a cargo del Ministerio de Transporte.
- Reglamentaciones para el licenciamiento y la operación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno verde o derivados, a cargo del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. Esto incluye el almacenamiento geológico (subterráneo) y el almacenamiento superficial en tanques.
- Limitaciones en el acceso a agua superficial o subterránea para procesos de electrólisis y para enfriamiento (en la transformación de derivados). Deberá ser una responsabilidad asumida por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Revisión conjunta entre los ministerios, comunidades y actores privados del procedimiento de consulta previa, de manera que las autoridades nacionales y regionales tengan un papel más activo y sirvan como intermediarios durante las mismas. Aclarar si se encuentran vacíos legales en los procedimientos, de manera que se pueda establecer una reglamentación clara que pueda ser aplicada de manera eficiente.
- Otro aspecto adicional que debería estar liderado por el Ministerio de Minas y Energía es el desarrollo de certificaciones para hidrógeno verde (o derivados verdes). Acá es importante que se cree una mesa de trabajo que impulse el desarrollo de un mecanismo de certificación y de los requerimientos que este tendrá a nivel nacional, pero que esta propuesta considere también los mecanismos y requisitos que se estén desarrollando a nivel internacional. Se considera importante en esta área lograr una cooperación regional con otros países como Chile, Brasil o Uruguay, que permita el desarrollo de estándares de

aplicación conjunta. La certificación habilitará las exportaciones, y deberá contar con mecanismos que le verifiquen que la producción de hidrógeno se realiza bajo los estándares requeridos por el mercado importador, la adopción de un esquema de certificación existente y reconocido internacionalmente es una de las mejores opciones que tiene el país para certificar la trazabilidad del hidrógeno.

- Es importante desarrollar espacios de intercambio y divulgación del sistema de taxonomía verde el cual presenta una clasificación de las actividades económicas que contribuyen al logro de objetivos ambientales, con el objetivo de facilitar el financiamiento de proyectos verdes. El hidrógeno ya hace parte de esta clasificación, estableciendo que la producción de hidrógeno debe tener emisiones directas de CO₂ iguales o inferiores a 3t_{CO2e}/t de hidrógeno; sin embargo, se requiere armonizar mencionado umbral con la reglamentación que sea expedida por el Ministerio de Minas y Energía.
- El ajuste del marco regulatorio requerirá, de forma complementaria, la adopción de normas técnicas para toda la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados. Muchas de estas normas ya existen, si se considera que algunos de los productos analizados son utilizados; en otros casos se requerirá la adopción de estándares internacionales (p.ej. ISO).
- Incluir al hidrógeno y sus derivados como una de las componentes fundamentales a futuro de la seguridad energética y alimentaria del país. Las grandes capacidades de electrólisis requeridas para el despliegue de una economía del hidrógeno convierten a los electrolizadores en un consumidor más dentro del sector energético que no puede ser ignorado. Estas responsabilidades estarían en manos del Ministerio de Minas y Energía a través de la UPME.

Aspectos ambientales

Es necesario tener claridad sobre el consumo de agua que se requiere para los procesos de electrólisis y para el enfriamiento en los procesos de producción de derivados; si bien Colombia cuenta con recursos hídricos suficientes, la sostenibilidad del uso de estos

recursos se dará solamente en paralelo con la implementación de programas (obligatorios) para el uso y la reutilización eficiente de estos recursos.

Se hace, además, necesario evaluar y cuantificar el efecto que podrá tener la inyección de salmuera en el mar, después de los procesos de desalinización, sobre todo si se consideran grandes capacidades instaladas.

Aspectos sociales

Necesitarán de programas liderados por las autoridades nacionales, departamentales y municipales en los que se tenga un diálogo directo con los ciudadanos y se permita su participación e integración en diferentes etapas del proyecto. Construyendo de forma colectiva con las comunidades la política pública y desarrollo de proyectos en torno a las necesidades de la comunidad.

Los programas de socialización (comunicación básica sobre los proyectos) deberán comenzar de manera inmediata, para lo cual se puede aprovechar el lanzamiento de la hoja de ruta de la transición energética justa, y los diálogos sociales que plantea el Ministerio de Minas y Energía para esta, teniendo en cuenta que el hidrógeno será una componente determinante de esta transición.

De manera complementaria será indispensable que las comunidades no se mantengan solamente bien informadas, sino que las autoridades nacionales velen porque estas se vean beneficiadas con la implementación de proyectos en sus regiones, a través del mejoramiento en el acceso a servicios públicos básicos como electricidad y agua, pero también a través de programas de capacitación, generación local de empleo y encadenamientos productivos.

Otros aspectos

El sector privado como el principal motor para grandes volúmenes de inversión en infraestructura requiere de un marco político estable que le permita tener seguridad jurídica sobre sus inversiones. Para esto se requiere el compromiso del gobierno para dar continuidad a estrategias y políticas energéticas que requieren períodos de tiempo de implementación largos. Mientras el desarrollo de infraestructura pública deberá estar liderada por autoridades nacionales o regionales - por ejemplo, la navegabilidad de ríos por el

Ministerio de Transporte a través de la Agencia Nacional de Infraestructura o la expansión de redes de transmisión eléctrica por el Ministerio de Minas y Energía a través de la UPME, el desarrollo de otra infraestructura, como la de almacenamiento geológico o portuaria marina, podrá estar, principalmente, en manos de actores privados.

En el área de investigación y desarrollo sería también de gran importancia tener una cooperación

internacional con países que estén a la vanguardia en procesos tecnológicos de descarbonización como, por ejemplo, Alemania y Japón, para fomentar una transferencia tecnológica y de conocimientos que fortalezca los avances que se hagan en el país. Igualmente podría considerarse la cooperación regional con los países que lideren avances tecnológicos en áreas específicas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. d. E. Urgente, «FundéuRAE,» [En línea]. Available: <https://www.fundeu.es/recomendacion/hub-alternativas-en-espanol/>. [Último acceso: Julio 2022].
- [2] Ministerio de Minas y Energía - Gobierno de Colombia, BID, «Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia,» Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://cyted.org/sites/default/files/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-colombia.pdf>. [Último acceso: Julio 2022].
- [3] Carvajal, G et al, «Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status and future projects,» *Sustainable Energy Technology Assessment* (36), 2019.
- [4] BID, «La red del futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina,» 2017.
- [5] García, Simón, «Análisis espacial multicriterio para la ubicación de parques eólicos y granjas solares en Colombia,» Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia, 2021.
- [6] UPME, «Implementación Procedimiento Solicitud de Conexiones,» Bogotá, Colombia, 2022.
- [7] IRENA, «Renewable capacity statistics,» 2022.
- [8] «Enel Green Power inaugura El Paso Solar, la planta fotovoltaica más grande de Colombia,» [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2019/04/planta-fotovoltaica-el-paso-colombia-puesto-marcha>. [Último acceso: 2 Febrero 2023].
- [9] «Power Technology,» [En línea]. Available: <https://www.power-technology.com/marketdata/la-sierpe-solar-pv-park-colombia/>. [Último acceso: February 2023].
- [10] «Empezó a generar energía Celsia Solar Yumbo, primera granja fotovoltaica de Colombia,» [En línea]. Available: <https://www.celsia.com/es/noticias/empezo-a-generar-energia-celsia-solar-yumbo-primera-granja-fotovoltaica-de-colombia/>. [Último acceso: Febrero 2023].
- [11] Vatia, «Parque Solar TRINA-VATIA BSL1,» [En línea]. Available: <https://vatia.com.co/Generacion-de-energ%C3%ADa/Parque-Solar-TRINA-VATIA-BSL1>. [Último acceso: Febrero 2023].
- [12] World Bank Group, «Global Wind Atlas,» [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/area/Colombia?download=print>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [13] Ministerio de Minas y Energía de Colombia; World Bank Group, «Hoja de Ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombi,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-eolica-offshore/src/document/Espa%C3%B1ol%20Hoja%20de%20ruta%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20costa%20afuera%20en%20Colombia%20VE.pdf>. [Último acceso: Febrero 2023].
- [14] Pinilla, A.; Huertas, L., «Predicción de rendimiento de parques eólicos como herramienta de evaluación,» 2007.
- [15] Carvajal, G. et al., «Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status and future prospects,» *Sustainable Energy Technology Assessments* (36), 2019.
- [16] UMPE, «INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE 2022,» www1.upme.gov.co/siel/Seguimiento_proyectos_generacion/Informe_Avance_proyectos_Generacion_Diciembre_2022.pdf, 2022.
- [17] EPM, «Jepirachi: una experiencia con la comunidad indígena Wayuu de la Alta Guajira colombiana,» 13 marzo 2023. [Online]. Available: <https://www.epm.com.co/site/documentos/mediosdecomunicacion/publicacionesimpresas/jepirachi/LibroJepirachienespanol.pdf>.
- [18] E. Estratégica, «Duque inaugura hoy el parque eólico Guajira I de Isagen,» 13 marzo 2023. [Online]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/duque-inaugura-hoy-el-parque-eolico-guajira-i-de-isagen/>.
- [19] UPME, «Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia,» 2015. [En línea]. Available: https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p1-24.pdf. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [20] J. Arias-Gaviria, B. van der Zwaan, T. Kober y S. Arango-Aramburo, «The prospects for Small Hydropower in Colombia,» 16 marzo 2023. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.054>.
- [21] UPME, «Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia,» 2011. [En línea]. Available: <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1058>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [22] Rincón, S. et al., «Potencial energético teórico y técnico de biomasa residual disponible en Colombia para el aprovechamiento en procesos de transformación termoquímica,» Bogotá, Colombia, 2016.
- [23] IRENA, «IRENA Statistics,» 09 03 2023. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Data>.
- [24] Servicio Geológico Colombiano, «Proyecto de Investigación Geotérmica de Colombia - Estudio preliminar del potencial geotérmico en Colombia,» Agosto 2020. [En línea]. Available:

- https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/742_2021EstiPrePotGeotColombia/Documento/Pdf/EstiPrePotenGeoterColom.pdf. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [25] UPME, «Colombia STN actual - 2019,» [En línea]. Available: http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_PLAN_ACTUAL_2019.pdf. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [26] UPME, «Boletín estadístico 2018-2021-S1,» Colombia, 2021.
- [27] UPME, «Plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica. PIEC 2019-2023,» Colombia, 2019.
- [28] Grupo Energía Bogotá, «Colectora 500kV (UPME 06 – 2017) – La Guajira y Cesar,» [En línea]. Available: <https://www.grupoenergiabogota.com/transmision/proyectos-en-desarrollo/colectora-500kv-upme-06-2017-la-guajira-y-cesar>. [Último acceso: 07 03 2023].
- [29] V. Analitik, «Proyecto de transmisión de energía Colectora operaría en 2026: Irene Vélez,» 16 marzo 2023. [Online]. Available: <https://www.valoraanalitik.com/2023/03/07/proyecto-de-transmision-de-energia-colectora-operaria-en-2026-irene-velez/>.
- [30] Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial, «Plan de acción nacional de lucha contra la desertificación y la sequía en Colombia - PAN,» Bogotá, Colombia, 2004.
- [31] Ministerio del Medio Ambiente, «Política Nacional para Humedales interiores de Colombia. Estrategias para su conservación y uso sostenible,» Bogotá, Colombia, 2002.
- [32] DANE, 26 Abril 2022. [En línea]. Available: https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/condiciones_vida/pobreza/2021/Comunicado-pobreza-monetaria_2021.pdf. [Último acceso: 20 Marzo 2023].
- [33] Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), «Colombia en mapas,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.colombiaenmapas.gov.co/>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [34] Banco Mundial, «Recursos de agua dulce internos renovables per cápita (metros cúbicos),» 2018. [En línea]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/ER.H2O.INTR.PC>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [35] Energía Estratégica, «Alrededor del 40% de las propuestas de hidrógeno de Colombia ya están prefabricadas,» 2 Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/alrededor-del-40-de-las-propuestas-de-hidrogeno-de-colombia-ya-estan-prefabricadas/>. [Último acceso: Julio 2022].
- [36] +H2 Colombia FENOGE, «Convocatoria "Manifestación de interés para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y azul en Colombia" Modificación 4,» Diciembre 2022. [En línea]. Available: <https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/comunicado-modificacion-AFPEI-H2.pdf>. [Último acceso: Febrero 2023].
- [37] M. d. Transporte, «Caracterización del Transporte en Colombia. Diagnóstico y Proyectos de Transporte e Infraestructura,» 16 marzo 2023. [En línea]. Available: file:///C:/Users/MorenoJ/Downloads/Caracterizacion_Transporte_Colombia.pdf.
- [38] COLUMBIA SIPA Energy and Environment, «Cartagena como centro industrial de hidrógeno de bajo carbono,» 2022.
- [39] openDemocracy, «La gigantesca mina de carbón de Cerrejón, denunciada por atentar contra derechos humanos y ambientales,» 10 Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.opendemocracy.net/es/gigantesca-mina-de-carb%C3%B3n-colombiana-denunciada-por-atentar-contra-derechos-humanos-y-ambientales/>.
- [40] C. d. Comercio, «Informe Económico Anual Manizales y Caldas 2018,» 13 marzo 2023. [En línea]. Available: <https://estudios.ccmpec.org.co/wp-content/uploads/2019/01/Informe-Econ%C3%B3mico-Anual-de-Manizales-y-Caldas-2018.pdf>.
- [41] R. d. C. Ministerio de minas y energía, «Diálogo social para definir la hoja de ruta para la Transición Energética Justa en Colombia,» 09 03 2023. [Online]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/documents/9497/HojaRutaTransicionEnergeticaJustaColombia.pdf>.
- [42] IEA, «Electrolysers,» 09 03 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/electrolysers>.
- [43] Unidad de Planeación Minero Energética, «Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2020 - 2034,» Bogotá, 2020.
- [44] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, «Gestión Integral del Recurso Hídrico - Demanda,» [En línea]. Available: <https://www.minambiente.gov.co/gestion-integral-del-recurso-hidrico/demanda/>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [45] International Renewable Energy Agency, «Renewable Power Generation Costs in 2021,» IRENA, Abu Dhabi, 2021.
- [46] A. Christensen, «Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe,» International Council on Clean Transportation, 2020.
- [47] International Energy Agency, «The Future of Hydrogen,» IEA, 2019.
- [48] Hydrogen Council, «Path to hydrogen competitiveness A cost perspective,» Hydrogen Council, 2020.
- [49] Servicio Geológico Colombiano, «Banco de Información Petrolera,» [En línea]. Available: https://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor_BIP/. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [50] Schlegel, Matthias, Wasserstoff: Das Handbuch für Investoren und Projektentwickler, Stuttgart: Fichtner, 2021.

- [51] IEA, «Hidrógeno en América Latina,» 08 03 2023. [En línea]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/8bad1e39-1587-4770-b60a-c9368e6347ae/IEA_HydrogeninLatinAmerica_Fullreport_Spanish.pdf.
- [52] IEA, «Global Hydrogen Review 2022,» International Energy Agency, 2022.
- [53] DVGW, «H2 Vor Ort - Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen,» Noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [54] The World Bank, Solargis, «Mapas de recursos solares de Colombia,» 2017. [En línea]. Available: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/colombia>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [55] UPME, «Atlas de radiación solar de Colombia,» [En línea]. Available: http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/2-Mapas_Radiacion_Solar.pdf. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [56] Agencia Nacional de Tierras, «Zonas de Reserva Campesina,» 2021. [En línea]. Available: <https://data-agenciadetierras.opendata.arcgis.com/datasets/agenciadetierras::zonas-de-reserva-campesina-2/explore?location=5.057566%2C-74.455450%2C6.00>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [57] Agencia Nacional de Tierras, «Resguardos Indígenas,» 2022. [En línea]. Available: <https://data-agenciadetierras.opendata.arcgis.com/datasets/agenciadetierras::resguardos-ind%2C3%ADgenas-1/explore?location=4.046986%2C-72.744581%2C5.72>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [58] Agencia Nacional de Tierras, «Consejos Comunitarios,» 2022. [En línea]. Available: <https://data-agenciadetierras.opendata.arcgis.com/datasets/agenciadetierras::consejos-comunitarios/explore?location=5.678294%2C-75.883206%2C6.00>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [59] L. E. Cáceres Martínez, Technical evaluation of available residual biomass in Colombia for its thermochemical conversion in fluidized bed reactors, Bogotá, 2018.
- [60] S. Pfenninger y I. Staffell, «Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data,» *Energy*, vol. 114, pp. 1251-1265, 2016.
- [61] Department of Energy and Climate Change, «Electricity generation costs,» 2012 Octubre. [En línea]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65713/6883-electricity-generation-costs.pdf. [Último acceso: Septiembre 2022].
- [62] UPME - Ministerio de Minas y Energía, «Balance Energético Colombiano - BECO - Año 2021,» Bogotá, 2022.
- [63] UPME - Ministerio de Minas y Energía, «Plan Energético Nacional 2020-2050. La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible,» Bogotá, 2021.
- [64] Hydrogen Council - McKensy & Company, «Hydrogen for Net-Zero. A critical cost-competitive energy vector,» 2021.
- [65] ehb, «European Hydrogen Backbone,» Abril 2022. [En línea]. Available: <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>. [Último acceso: Julio 2022].
- [66] International Renewable Energy Agency, «Renewable Power Generation Costs in 2021,» IRENA, Abu Dhabi, 2021.
- [67] I. Staffell y S. Pfenninger, «Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output,» *Energy*, vol. 114, pp. 1224-1239, 2016.
- [68] MAPCO, «Manglares, pastos marinos y comunidades locales,» 10 Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://natura.org.co/tematicas/conservacion-y-restauracion-de-la-biodiversidad,ejecutados-conservacion-y-restauracion-de-la-biodiversidad/mapco-manglares-pastos-marinos-y-comunidades-locales/>.
- [69] 3. Radio, «Energía Geotérmica en Colombia: Ecopetrol sella alianza con Baker Hughes y CHEC,» 13 marzo 2023. [En línea]. Available: <https://360radio.com.co/energia-geotermica-en-colombia-alianza-ecopetrol/>.
- [70] Semana, «Así avanza Colectora, el proyecto de transición energética que busca aprovechar el potencial eólico y solar del Caribe colombiano,» 16 marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.semana.com/foros-semana/articulo/asi-avanza-colectora-el-proyecto-de-transicion-energetica-que-busca-aprovechar-el-potencial-eolico-y-solar-del-caribe-colombiano/202308/>.