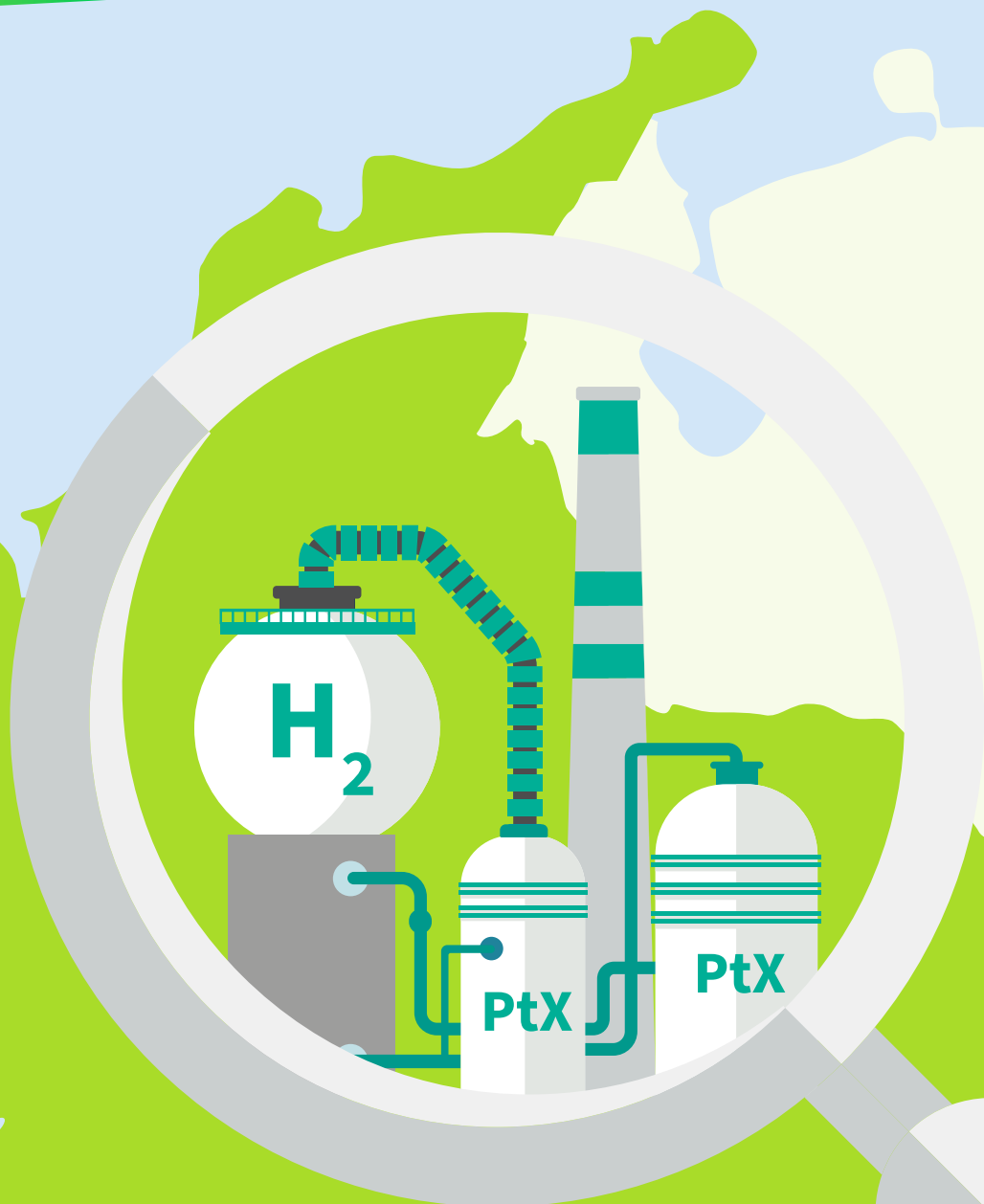


POTENCIAL POWER TO X (PTX)

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 Gomez,
Juan Manuel Salazar Gomez y Mascha Kuzay (GIZ)

Researcher:

Achim Stuible 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

TABLA DE CONTENIDOS

ANTECEDENTES.....	4
Análisis técnico de tecnologías Power to x.....	5
Insumos adicionales requeridos (nitrógeno y CO₂)	9
Nitrogeno	9
CO ₂	9
POTENCIAL PTX EN COLOMBIA.....	12
Criterios para la evaluación de tecnologías PtX.....	12
Hubs de PtX Propuestos	13
Hub Cartagena.....	15
Hub Barranquilla	16
Hub Valle del Cauca.....	18
Hub Manizales.....	19
Hub La Guajira	21
Usos finales	23
Estimación de la demanda potencial nacional e internacional	23
Estimativos de Costos – LCOx	24
Estimación de costos de transporte local.....	25
Estimación de costos de transporte interconten intercontinental	26
Políticas publicas, incentivos y promociones en el corto, mediano y largo plazo para implementación de hubs de PtX	27
BIBLIOGRAFÍA	31

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

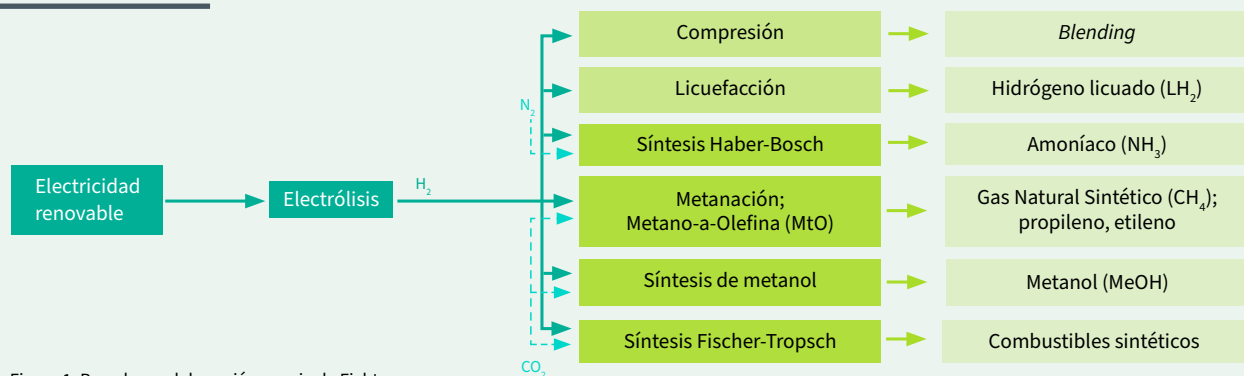


Figura 1: Basado en elaboración propia de Fichtner

A través de este estudio técnico y económico se busca identificar y evaluar tecnologías *Power-to-X (PtX)* en Colombia que permitan establecer condiciones favorables para el desarrollo inicial de la economía del hidrógeno y sus derivados en el país.

Ofreciendo una presentación de los diferentes productos que se pueden obtener a través de procesos *PtX*, incluyendo parámetros y características técnicas, así como de su nivel de madurez tecnológica y las ventajas y desventajas de su implementación a lo largo de toda la cadena de valor. De manera análoga, el análisis también busca evaluar qué tipo de insumos adicionales son requeridos para los procesos *PtX*, así como una descripción de sus posibles fuentes.

A través de este estudio técnico y económico **se identificaron 5 regiones potenciales para el establecimiento de hubs de Power to X (PtX) en Colombia**, que presenten condiciones favorables para el desarrollo inicial de la economía del hidrógeno y sus derivados en el país.

Teniendo en cuenta criterios específicos de sostenibilidad que incluyan aspectos medioambientales, económicos, sociales y de gobernanza, actualmente existe un amplio abanico de posibilidades para el hidrógeno y sus derivados en territorio Colombiano. El despliegue de una tecnología u otra dependerá de una serie de factores locales y globales de carácter técnico, normativo o regulatorio y de mercado. Por ello, este estudio ofrece un análisis de posibles políticas públicas, señales de desarrollo de mercado, acciones de innovación y desarrollo tecnológico y despliegue de infraestructura para la implementación de tecnologías de *PtX*, en un horizonte temporal de corto, mediano y largo plazo (años 2030, 2040 y 2050), a partir de un modelo de demanda propuesto para cada uno de los derivados estudiados. Como resultado, se plantean 44 acciones para desplegar el potencial de *PtX* en Colombia, como una medida de descarbonización de la economía nacional, el desarrollo de nuevas ventajas competitivas como la exportación de productos finales con atributos "verdes" y la participación en los mercados internacionales de hidrógeno y sus derivados.



Criterios de sostenibilidad PtX Hub

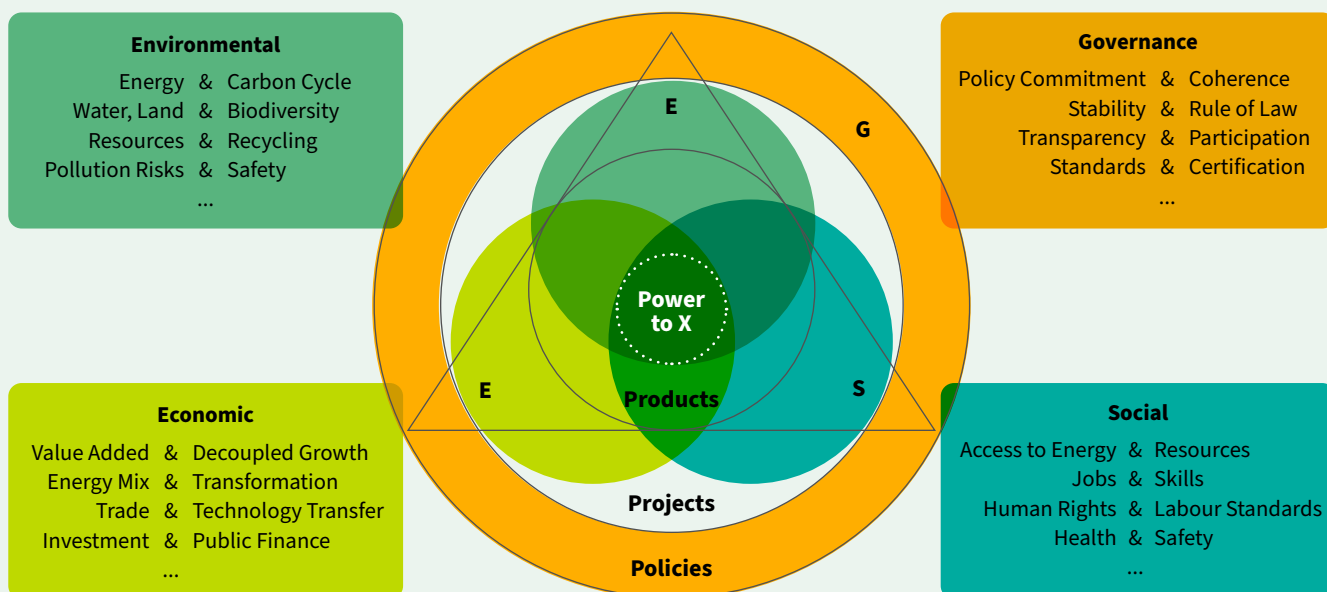


Figura 2: Ilustración propia

Los resultados obtenidos en este estudio identifican que se debe priorizar la implementación de proyectos de **blending** de hidrógeno en las redes de gas natural. El blending de hidrógeno verde en las redes de gas natural existentes puede ocurrir entre 2025 y 2039, una vez se haya comprobado la adecuación de la infraestructura existente. De igual manera se recomienda priorizar los proyectos PtX de síntesis de **amoníaco** tanto para exportación como para la producción nacional de fertilizantes verdes. El amoníaco verde puede sustituir el uso actual de amoníaco convencional para la producción de fertilizantes a corto plazo (2025 - 2030). Otra tecnología PtX con un elevado nivel de madurez tecnológica y de índice de madurez comercial es la síntesis de **metanol**. El metanol verde puede sustituir el uso actual de metanol convencional a corto plazo (2025 - 2030) lo cual incluye sustitución de importaciones y, de implementarse como combustible, se crea una demanda adicional a mediano o largo plazo. Esta, sin embargo, puede, al menos en las etapas iniciales a corto plazo, presentar restricciones geográficas para su implementación al tener en cuenta que se requiere una fuente de CO₂ renovable para el proceso de síntesis. A mediano (2030) o largo (2050) plazo se podría considerar, adicionalmente, la implementación de proyectos PtX de **gas natural sintético (GNS)** y de **combustibles sintéticos**. El gas natural sintético tiene el potencial de sustituir completamente

el uso actual de gas natural, permitiendo un uso de toda la infraestructura de gas natural existente sin requerir cambios. Los combustibles sintéticos podrían por su parte sustituir el uso actual de combustibles fósiles líquidos. La recomendación a mediano o largo plazo se debe a consideraciones económicas: Los costos actuales de la tecnología no solo son elevados, sino que tienen una alta incertidumbre asociada.

Análisis técnico de tecnologías Power to X

A continuación se presentan los diferentes productos que se pueden obtener a través de procesos *Power-to-X*, en la cual se incluyen los niveles de madurez tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés). Dentro de los procesos *PtX* considerados, hay dos que no implican una transformación química subsecuente del hidrógeno sino solamente un tratamiento físico: el *blending* o mezclado de hidrógeno en las redes de gas natural y el licuado de hidrógeno (LH₂). Para los procesos, en los que ocurre una transformación química del hidrógeno verde, se incluyen los balances de masa y energía correspondientes. Para la transformación de hidrógeno verde en derivados verdes se debe tener en cuenta que los requerimientos energéticos adicionales de los procesos también deben suplirse con energías renovables a través de procesos sostenibles.



Tabla 1: Varios productos PtX

Producto y proceso	Consumo energético, rendimiento y madurez tecnológica	Ventajas	Desventajas
<p>Blending</p> <p>Mezcla de hidrogeno verde com gas natural</p>	<p>Rendimiento depende del volumen de la mezcla.</p> <p>TRL 8 y 9. Sin conocimiento a largo plazo (2040-2050) de los efectos de la mezcla</p>	<p>El hidrógeno no requiere transformaciones químicas, es una alternativa para impulsar la demanda de hidrógeno y acelerar la reducción de emisiones</p>	<p>En mezclas superiores al 5% se requieren adaptaciones en las estaciones de compresión y cromatógrafos. Colombia no cuenta con términos de referencia para las mezclas ni para hidroductos</p>
<p>LH₂</p> <p>Licuefacción de hidrógeno</p>	<p>12 y 15 KWh/KgH₂</p> <p>Plantas actuales entre 5 y 10 T/día.</p> <p>La licuefacción de hidrógeno es un proceso ampliamente probado, el almacenamiento de LH₂ también ha sido probado aunque a pequeña escala y el transporte tiene un TRL entre 6 y 7</p>	<p>El LH₂ se puede usar como combustible, insumo o almacenador de energía, no requiere procesos de purificación o reconversión, únicamente gasificación en destino</p>	<p>La licuefacción de hidrógeno tiene un alto requerimiento energético, el almacenamiento, transporte y manejo de LH₂ puede conllevar a pérdidas por evaporación de aproximadamente 0,2% por día</p>
<p>GNS</p> <p>Producción de gas natural sintetic por metanización catalitica</p>	<p>54 y 60 KWh/KgH₂</p> <p>Las plantas de metanación son una tecnología probada con TRL entre 8 y 9</p>	<p>Se puede hacer uso de toda la infraestructura existente para gas natural</p>	<p>Insuficiencia de fuentes de CO₂ renovable, la producción de GNS puede competir en el caso de Colombia con alternativas como el biogás</p>
<p>Amoniaco</p> <p>Sintesis de amoniaco por Haber-Bosch</p>	<p>7,7 KWh/KgH₂ aprox.</p> <p>Plantas a pequeña escala: 5.000 toneladas anuales y plantas a gran escala: > 1.000.000 toneladas anuales</p> <p>TRL 9</p>	<p>El amoniaco es uno de los productos químicos más usados en el mundo, no contiene CO₂, se evalúa su uso como combustible especialmente en el transporte marítimo</p>	<p>Si se usa el amoniaco solamente como portador de hidrógeno se debe tener en cuenta que los procesos de conversión y reconversión son intensivos energéticamente, es una sustancia altamente tóxica</p>
<p>Metanol</p> <p>Sintesis de metanol</p>	<p>10 KWh/KgH₂ aprox.</p> <p>Plantas actuales de metanol verde a pequeña escala: > 10.000 toneladas anuales y plantas actuales convencionales a gran escala: > 1.000.000 toneladas anuales</p> <p>La síntesis de metanol convencional es un proceso estándar en la industria química y petroquímica y hay posibilidades de uso de las plantas existentes</p>	<p>es actualmente una materia prima importante de la industria química, ya se cuenta con una amplia infraestructura de transporte y almacenamiento</p>	<p>Insuficiencia de fuentes de CO₂ renovable, si se usa el metanol solamente como portador de hidrógeno se debe tener en cuenta que los procesos de conversión y reconversión son intensivos energéticamente</p>
<p>Combustibles sintéticos</p> <p>Ruta a traves de metanol o sintesis de Fischer-Tropsch</p>	<p>Depende del proceso de producción.</p> <p>Plantas a pequeña escala (demostración): > 10.000 litros anuales y plantas a gran escala (a largo plazo, 2040-2050): > 100 millones de litros anuales</p>	<p>fácilmente transportables y tienen una alta densidad energética</p>	<p>Insuficiencia de fuentes de CO₂ renovable, el metanol para su producción es una sustancia contralada en Colombia</p>



Balance de masa y energía producción GNS

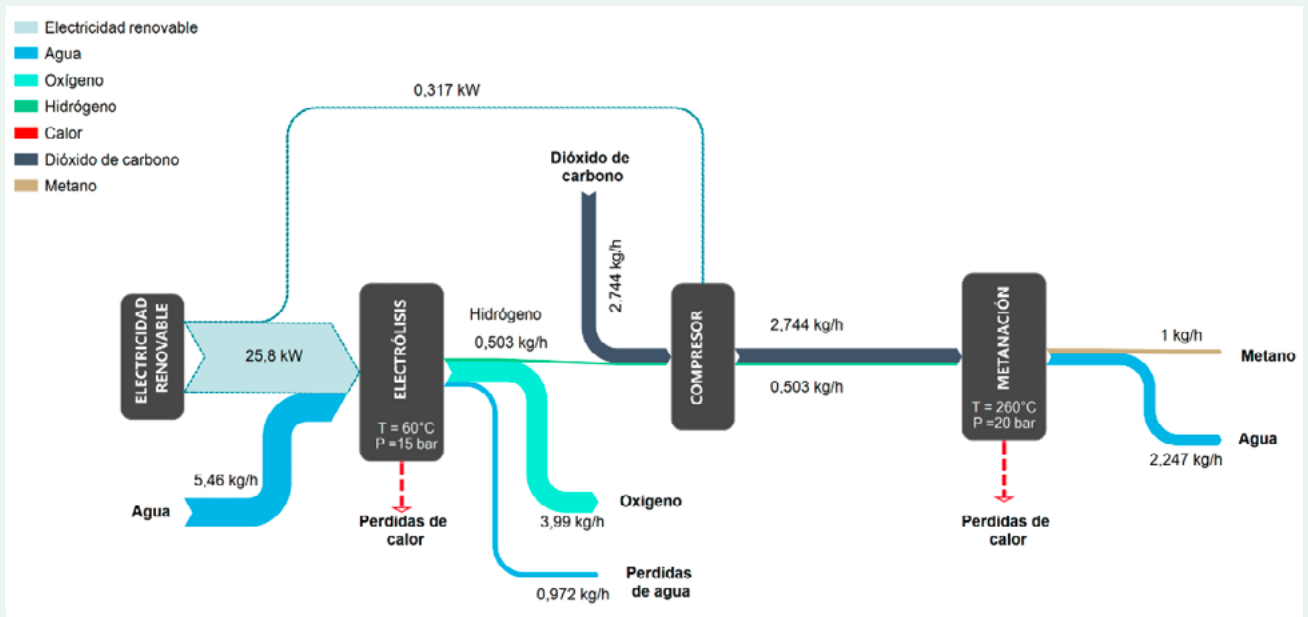


Figura 3: Elaboración propia de Fichtner

Balance de masa y energía producción de Amoniaco por Haber-Bosch

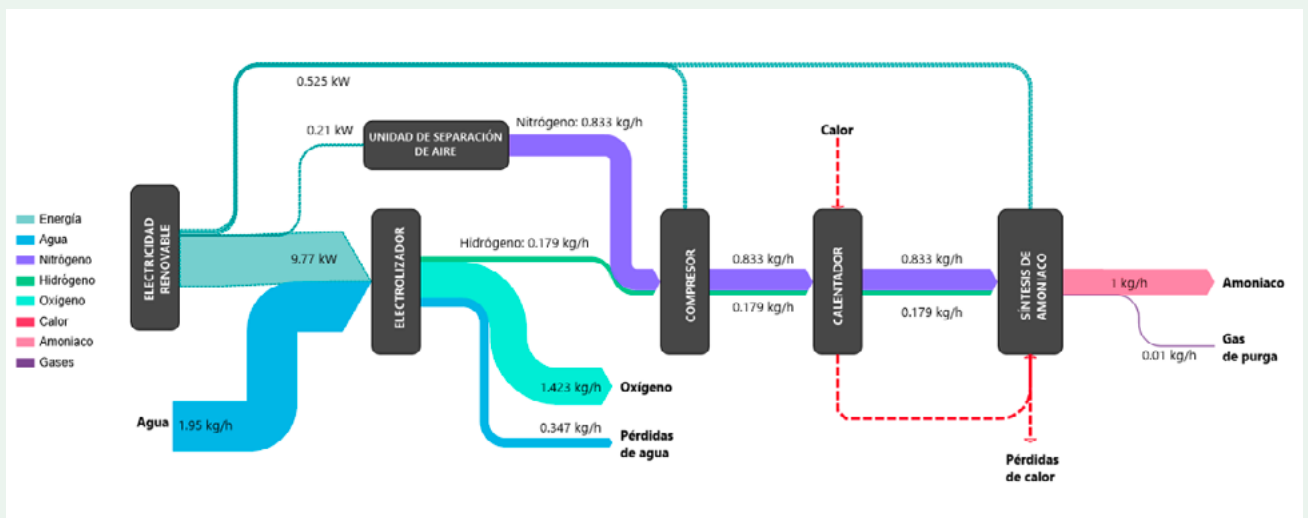


Figura 4: Elaboración propia de Fichtner



Balance de masa y energía producción de Metanol

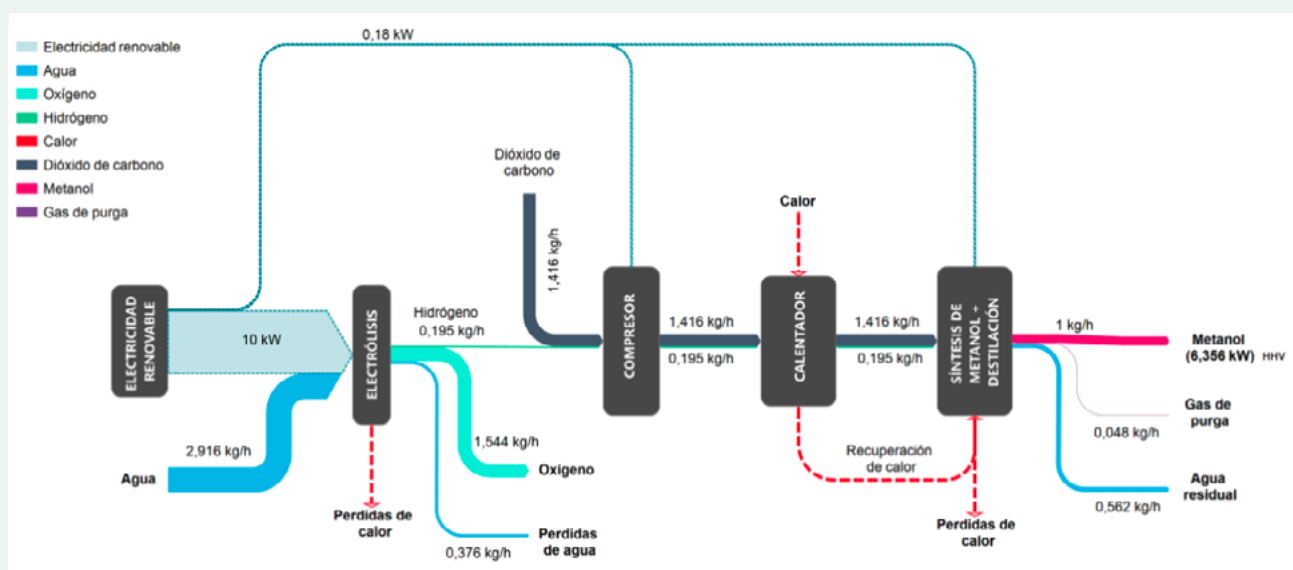


Figura 5: Elaboración propia de Fichtner

Balance de masa y energía producción de gasolina por la ruta MtG

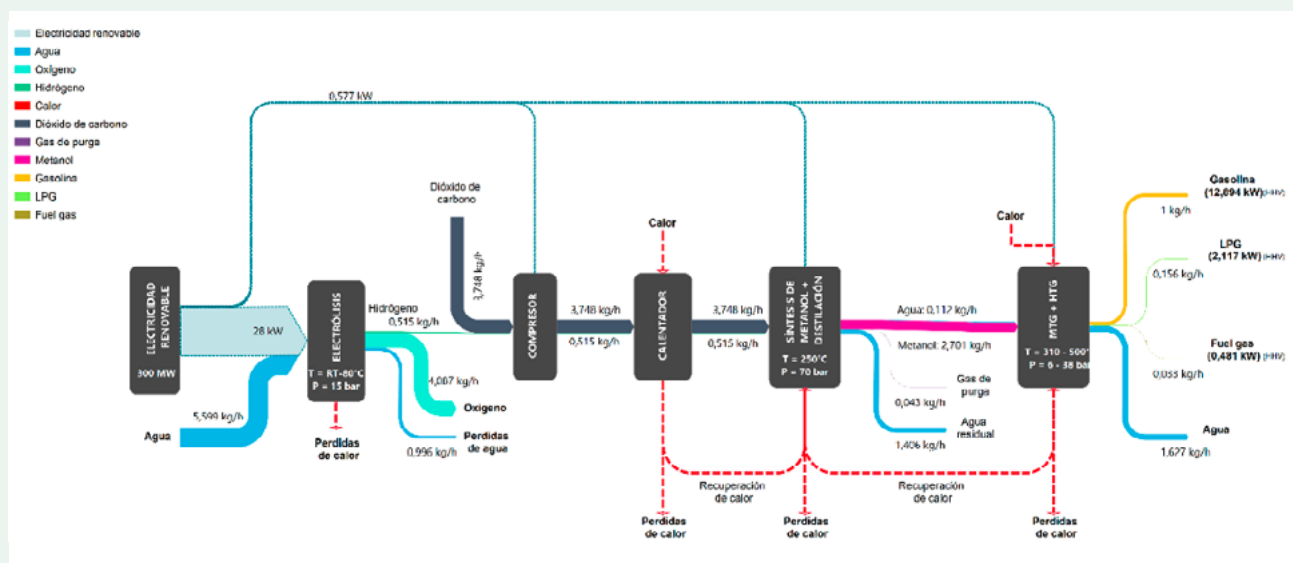


Figura 6: Elaboración propia de Fichtner



Balance de masa y energía producción de diesel por síntesis Fischer-Tropsch

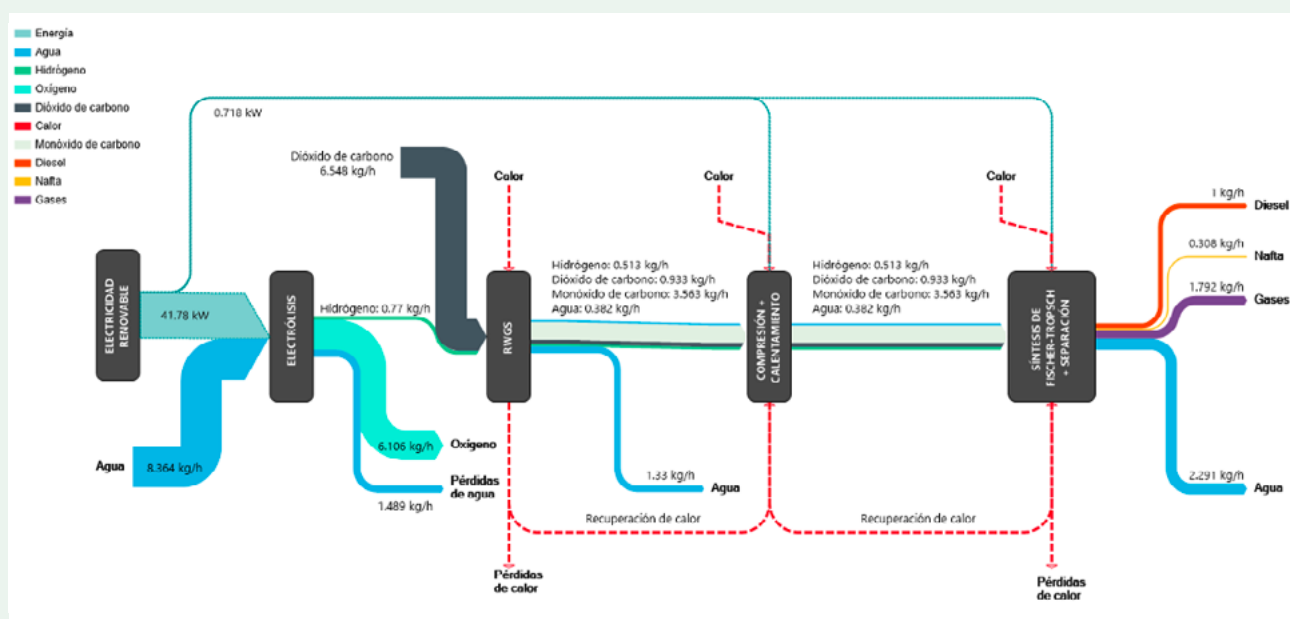


Figura 7: Elaboración propia de Fichtner

Insumos adicionales requeridos (nitrógeno y CO₂)

La producción de derivados requiere insumos adicionales que son, principalmente, nitrógeno para la síntesis de amoníaco y CO₂ para la síntesis de metanol, gas natural sintético y combustibles sintéticos. A continuación se presenta una descripción de las posibles fuentes para estos insumos.

Nitrógeno

El nitrógeno requerido para la síntesis de amoníaco se extrae directamente del aire, donde tiene una concentración gravimétrica mayor del 75%. Para la síntesis de 1 kg de amoníaco se requieren aprox. 0,83 kg de nitrógeno. Los requerimientos energéticos para su obtención variarán dependiendo de la calidad del aire y la tecnología que se seleccione.

Para la obtención de nitrógeno a partir del aire se aplican principalmente dos tecnologías: la adsorción por oscilación de presión (*Pressure Swing Adsorption*, PSA) y la unidad de separación de aire (*Air Separation Unit*, ASU), aunque también existen sistemas de membrana. Todas las tecnologías son maduras (TRL 8-9).

La selección de una tecnología de obtención de nitrógeno específica dependerá, principalmente de dos parámetros: los requerimientos de pureza del nitrógeno y la capacidad de producción. De las tecnologías presentadas, el ASU y el PSA son las más indicadas para plantas de síntesis de amoníaco; sin embargo, la decisión final sobre cuál de las dos implementar dependerá de las condiciones específicas del proceso.

La obtención de nitrógeno a través del aire es un proceso establecido que no depende de factores geográficos. Empresas como Linde o Air Liquide, consideradas como líderes a nivel mundial, también ofrecen sus servicios en el territorio colombiano. Por lo tanto, sus características técnicas, así como su potencial de implementación en Colombia, se pueden considerar equivalentes a las ya conocidas en otros países del globo, sin presentar grandes barreras. Para los análisis de costos presentados en la sección 8.2 se toma como referencia la tecnología ASU.

CO₂

Para la producción de derivados verdes como el metanol, el gas natural sintético y los combustibles sintéticos se requieren moléculas de CO₂ que sean sostenibles.



Diferentes formas de obtener estas moléculas de CO₂ para los procesos PtX

Sources	Closed carbon cycle	Availability & Scalability	Technology maturity	Costs	Sustainability requirements
Ambient air (DAC)	✓	high	low	high (currently)	Upscaling needs Energy requirements Land use management
Biogenic sources	✓	medium	high	low, but depend on regional availability	Land use risk (ILUC) Biodiversity risk Efficient allocation (e.g. biofuels)
Industrial point sources (CCU)	X	low	medium-high	low	Lock-in risks (for fossil technologies) Phase-out trajectories Contracts only with highly efficient hard to electrify industries

Figura 8: Ilustración propia

Se debe tener en cuenta que la captura de CO₂ de procesos industriales sólo se discute como opción en la actualidad siempre y cuando se demuestre que estas emisiones son inevitables (por ejemplo, cuando se generan en los procesos de producción en sí mismos mas no por requerimientos energéticos). Se tiene, por ejemplo, el caso de la producción de cemento. En la producción de cemento, los hornos calcinadores reducen la piedra caliza a cal y CO₂, generando emisiones asociadas directamente al proceso y de esta manera, al menos en la actualidad, inevitables. El enfoque principal es la captura de las emisiones de CO₂ directamente en el proceso en las que estas se forman, es decir, en este caso, directamente en los hornos calcinadores. Aunque aún no hay industrias que hayan implementado estos procesos a escala comercial, si se muestra cada vez más interés en el desarrollo de los mismos y su implementación a gran escala, como, por ejemplo, los proyectos que planea Leilac actualmente en conjunto con Cemex en plantas ubicadas en Alemania, Polonia y Estados Unidos (Leilac, s.f.) o el proyecto WESTKÜSTE100, el cual es un laboratorio a escala real del que hace parte una planta de producción de cemento de Holcim en Alemania.

Se prevé que el potencial de captura de CO₂ de fuentes industriales disminuya a medida que aumente la descarbonización global de la economía, se implementen

nuevas tecnologías y se desarrollen procesos alternativos. Por esto, si bien se puede tener la captura de CO₂ de gases industriales como una fuente disponible a corto o mediano plazo, se considera que la captura directa del aire y la captura de procesos de transformación de biomasa sostenible serán las fuentes que provean los requerimientos de CO₂ sostenible a mediano y largo plazo.

Balance de masa y energía para la captura de CO₂ en un proceso de oxidación de biomasa

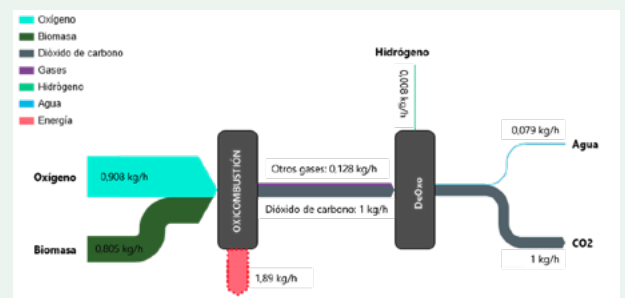


Figura 9: Elaboración propia de Fichtner



El balance de masa y energía variará ligeramente dependiendo de la biomasa disponible en una ubicación específica. La Tabla 2 presenta un listado con los tipos de biomasa residual más típicos en Colombia, su composición y los flujos de masa y energía que se obtienen para cada uno de ellos. La Figura 34 representa un atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia.

Debido al alto contenido de humedad típico para algunos tipos de biomasa y su baja densidad a granel, su transporte por grandes distancias no es una opción viable. Idealmente, las plantas de captura de carbono se ubican directamente o muy cerca de los puntos de generación de los residuos de biomasa. En Colombia, de manera general, se encuentra biomasa residual a lo largo del país; sin embargo, hay centros agrícolas donde se concentran algunas biomásas residuales específicas como, por ejemplo:

Regiones agrícolas de concentración de algunas biomásas en Colombia



Figura 10: Ilustración propia

Otra fuente potencial para CO₂ es su captura de los procesos de tratamiento de residuos sólidos urbanos. Lo cual es una opción adecuada siempre y cuando se consideren todas las restricciones necesarias a nivel local e internacional. La clasificación de residuos sólidos urbanos como una fuente renovable para CO₂ aún no es homogénea alrededor del mundo, lo cual puede llegar a afectar el carácter “verde” de los derivados producidos. El parlamento europeo, por ejemplo,

anunció en 2022 que quiere reformar y hacer más restrictivos los criterios de sostenibilidad para el tratamiento de residuos sólidos urbanos para que estos puedan considerarse como una fuente renovable. Es por esto que en el momento de considerar estos residuos para la captura de CO₂ para la producción de derivados se requerirá un análisis específico del uso que se dará a estos derivados (nacional o exportación) y de su clasificación en diferentes regiones.



POTENCIAL PTX EN COLOMBIA

Criterios para la implementación de tecnologías PtX

Teniendo en cuenta criterios específicos de sostenibilidad que incluyan aspectos ambientales, económicos, sociales y de gobernanza¹, la implementación de una economía de hidrógeno verde permite incentivar los procesos de descarbonización a través de su uso directo como energético o como insumo para la síntesis de otros productos y energéticos. Estos procesos de transformación de energía eléctrica renovable en otras moléculas es lo que se conoce como *Power-to-X*, donde la X representa toda la variedad de productos que pueden generarse.

Aunque la demanda actual de hidrógeno verde y sus derivados es bastante limitada, o prácticamente inexistente, se prevé un incremento significativo incluso a partir de 2023 no solo por las políticas internacionales de la implementación de estrategias de descarbonización, sino también por los conflictos energéticos que derivan en una alta demanda de energías y aumento de precios a nivel global.

¹ Criterios de sostenibilidad considerados por la iniciativa International PtX Hub.

Dentro de los derivados más prometedores que se discuten en la actualidad a nivel global se encuentran el amoníaco verde, el metanol verde y los combustibles sintéticos. Sin embargo, existen procesos de transformación adicionales que pueden ganar más importancia en el futuro o bajo condiciones locales específicas que favorezcan su implementación.

Criterios para la evaluación de tecnologías PtX

La viabilidad de implementación de tecnologías y proyectos PtX depende en primera medida de la disponibilidad que se tenga de hidrógeno verde (H2V), por lo que se debe partir de un mismo sistema de evaluación para la producción y para la transformación de este hidrógeno en derivados.

A continuación, se presentan los parámetros usados para la evaluación y clasificación de regiones con potencial para convertirse en *hubs* de hidrógeno, los cuales aplican para la primera etapa de evaluación de la viabilidad de la implementación de proyectos PtX.

Tabla 3: Parámetros utilizados para la evaluación y clasificación de las regiones

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



Hubs de PtX Propuestos

Existe una amplia variedad de derivados del hidrógeno, que cuentan, sin embargo, con niveles de madurez tecnológica e índices de madurez comercial diferentes. Es por esto que, aunque se trabaje actualmente en un amplio abanico de posibilidades para el uso de hidrógeno verde y sus derivados, las discusiones actuales a nivel global se centran, principalmente, en dos derivados verdes a corto plazo (hasta 2030): amoníaco y metanol. Teniendo en cuenta el requisito primordial de disponibilidad de hidrógeno verde, para el análisis se consideran 5 hubs de acuerdo con el proyecto de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia.

El *hub* de **Cartagena** presentaría condiciones óptimas para el desarrollo de proyectos de *blending* a escala comercial, haciendo uso de la experiencia recolectada por Promigas en su proyecto piloto y del interés que han mostrado en escalar el proceso a escalas mayores. Adicionalmente, la demanda industrial relevante para ser reemplazada a corto plazo por actores como Ecopetrol en la Refinería de Cartagena o Yara son factores adicionales para la implementación del *hub*, en el cual además de *blending* se produzca amoníaco a corto plazo. En el *hub* de **Barranquilla** se identifican condiciones similares a Cartagena para el desarrollo de proyectos en *PtX*, en los cuales se pueden considerar el *blending* (la red de gas acá es operada por Promigas al igual que en Cartagena) o amoníaco, en donde este puede reemplazar el uso actual por parte de Monómeros.

El *hub* propuesto en **La Guajira** busca hacer uso de los excelentes potenciales de energía eólica y solar de la región² que permiten alcanzar unos costos de producción muy competitivos. Sin embargo, en este *hub* el enfoque debe estar en alcanzar un desarrollo social regional a partir de la implementación de estos proyectos *PtX*. Para esto se requiere un trabajo de cooperación estrecha con las comunidades en la búsqueda de soluciones que les permitan a estas beneficiarse de los proyectos. Teniendo en cuenta que los proyectos requieren dos insumos fundamentales - electricidad y agua - y que las comunidades tienen poco acceso (o ninguno) a estos, la planeación de los proyectos debería incluir - por ejemplo - el acceso a electricidad y agua a las comunidades cercanas³.

Debido a las malas experiencias con las que cuentan las comunidades locales con la implementación de proyectos productivos en la región en el pasado, el proceso requerido para informarlas de manera correcta y suficiente y para que estas cambien su concepción, por lo menos, en referencia a la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados va a requerir un trabajo intensivo que tomará tiempo. Es por esto que el desarrollo de esta *hub* se dará más probablemente a mediano plazo. Si se logran acelerar los procesos de aceptación por parte de las comunidades, se cuenta con la viabilidad técnica y económica requerida para su implementación más pronta.

² Los potenciales de generación eólica pertenecen a los mejores a nivel mundial.

³ Para todos los proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados que se implementen en La Guajira se debe considerar que los requerimientos de agua serán suministrados por desalinización de agua de mar.

Regiones de Hubs PtX propuestos



Figura 11: Ilustración propia



Inicialmente, se hace énfasis en su función como *hub* exportador de amoníaco verde porque permite hacer uso de la infraestructura portuaria disponible y no se cuenta con restricciones en los procesos de obtención de nitrógeno. A mediano y largo plazo se puede planear también el transporte de derivados también hacia el interior del país.

El *hub* del **Valle del Cauca** aprovecha los recursos renovables disponibles, 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 que se cuenta con una infraestructura adecuada. De esta manera, en la etapa inicial se da un enfoque al cubrimiento de una demanda regional, mientras que a mediano o largo plazo se podría considerar además la exportación de derivados (metanol y amoníaco hasta el 2030, y combustibles sintéticos después del 2030). La exportación de derivados producidos en el Valle del Cauca debería ser a través del puerto de **Buenaventura**. Para esto será necesario adecuar y expandir la infraestructura portuaria de Buenaventura. Buenaventura podría, de esta forma, convertirse

a futuro en un *hub* logístico. Para la zona del puerto de Buenaventura también se debe tener en cuenta el bajo nivel de desarrollo social con el que se cuenta en la región, por lo que el desarrollo de este *hub* logístico debe ir de la mano del desarrollo de políticas sociales que les permitan a las comunidades beneficiarse.

Finalmente se propone el *hub* de **Manizales** (Caldas), teniendo en cuenta que existe una propuesta de un proyecto piloto aprobado por FENOGÉ para la implementación de este *hub*. Este *hub* puede ser el modelo representativo para un *hub* pequeño que empiece por cubrir una demanda local delimitada⁴ y que pueda escalarse en etapas posteriores para hacer uso de los recursos renovables disponibles, incluyendo la biomasa residual - principal pero no exclusivamente de los cultivos de café de la región, del potencial de producción de derivados que se deriva de esto y de la buena infraestructura regional (Caldas, Risaralda y Quindío) de vías terrestres para la distribución de derivados en la región con distancias moderadas, haciendo énfasis en la producción de otros derivados como amoníaco y combustibles sintéticos después del 2030.

⁴ El proyecto piloto a ser financiado por FENOGÉ ya cuenta con una ubicación definida para la planta de electrólisis y con una demanda industrial por parte de diferentes empresas ubicadas en cercanías de la planta.

Hubs de PtX Propuestos

































	Hoy	2030	2040	2050	
Hub PtX 1 Atlántico – Barranquilla		 		 	 H ₂ (blending)
Hub PtX 2 Bolívar – Cartagena		 		 	 Amoníaco
Hub PtX 3 La Guajira			  	 	 Methanol
Hub PtX 4 Valle del Cauca – Yumbo		 	 	   	 GNS
Hub PtX 5 Caldas – Manizales		 			 Combustibles sintéticos

Figura 12: Basado en elaboración propia de Fichtner



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, Mompox, 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 Antioquia 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 hidrógeno 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 hidrógeno 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 MUS\$ 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 MUS\$ 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 (metano, 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 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 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 hidrógeno 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 amoniaco 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 nuevo 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 hidrógeno 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 hidrógeno 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

Estimación de la demanda potencial nacional e internacional

La demanda de hidrógeno verde y sus derivados es prácticamente inexistente en la actualidad. Sin embargo, la implementación global de estrategias de hidrógeno verde, específicamente, y de descarbonización, en general, implican un crecimiento significativo de esta demanda a corto, mediano y largo plazo (años 2030, 2040, 2050). Alcanzar la demanda proyectada en los plazos establecidos dependerá del nivel de avance en políticas como el ajuste al impuesto al carbono, al desarrollo de planes sectoriales para la descarbonización y el establecimiento de acuerdos internacionales de suministro de hidrógeno y derivados hacia países importadores.

En el desarrollo de planes sectoriales para la descarbonización, tanto el gobierno nacional como los gremios jugarán un rol fundamental, estableciendo metas de reducción al 2030, 2040 y 2050 para cada uno de los sectores, priorizando sectores de altas emisiones. En la se identifica el crecimiento de la demanda proyectado.

Esta estimación fue realizada bajo el supuesto de abastecer una demanda energética interna con hidrógeno y productos derivados de: 11 PJ para el año 2030, 215 PJ para el año 2040 y 626 PJ para el año 2050, en línea con las demandas totales estimadas para los hubs de hidrógeno verde y teniendo como objetivo final alcanzar la neutralidad de carbono en 2050.

También se consideró el reemplazar la demanda actual de ciertos insumos con sus correspondientes derivados PtX: 67.000 toneladas de metanol, 190.000 toneladas de amoníaco y 130.000 toneladas de hidrógeno gris hasta el 2050.

De igual manera, se asumió cubrir una porción de la demanda de importación de hidrógeno o derivados de Alemania, Corea del Sur y Japón estimada total de: 1 millón de toneladas para 2030; de 31 millones de toneladas para 2040 y 64 millones de toneladas para 2050, de los cuales se estimó que Colombia suplirá los porcentajes de 1%, 1% y 3% correspondientemente. La distribución exacta de los productos que se priorizarán para importación a futuro por estos países es aún incierta; sin embargo, sus estrategias nacionales dan indicativos claves para una primera estimación: las primeras exportaciones serán de productos que a día de hoy cuenten con aplicaciones industriales, experiencia en el manejo, producción a escala comprobada y costos de transporte competitivos. Por esto se asumió que para el 2030 se cubrirá la demanda de exportación con metanol y amoníaco; para el 2040 se expandirá el portafolio colombiano de exportación con combustibles sintéticos, y finalmente LH₂ se incluirá dentro del portafolio para 2050.

Estimación de demanda de hidrógeno y productos derivados para uso interno y exportación

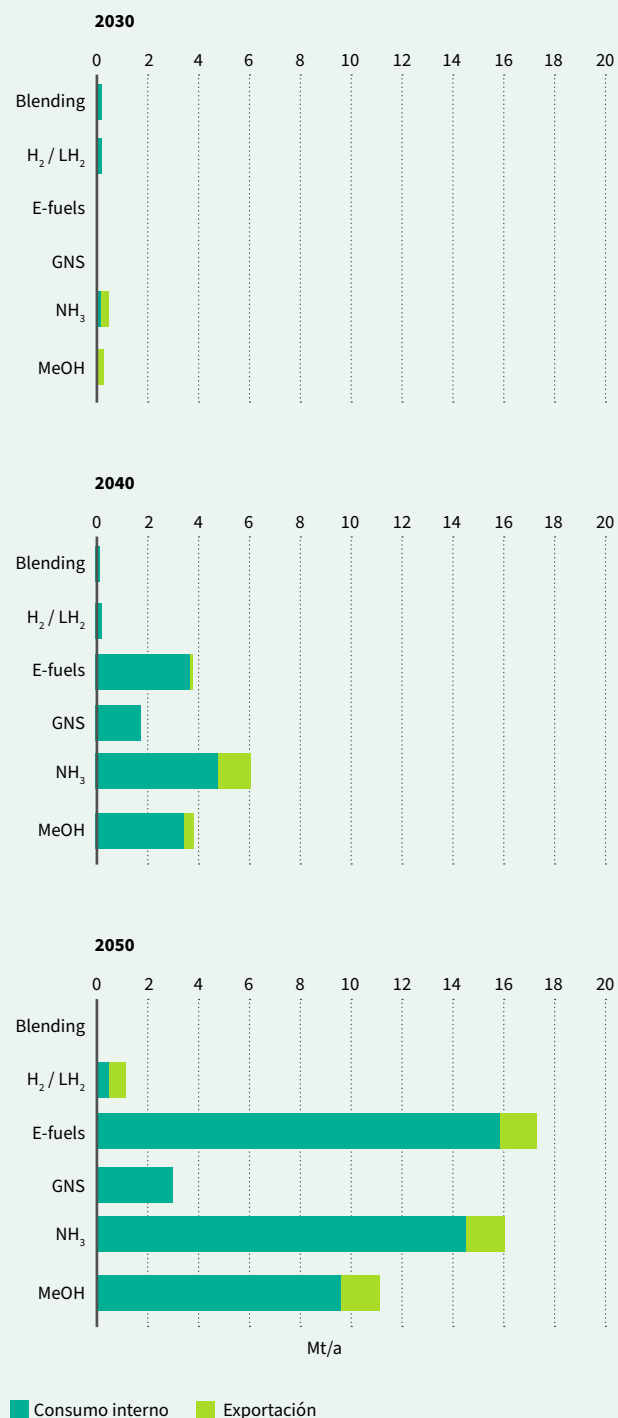


Figura 13: Basado en elaboración propia de Fichtner



Estimativos de Costos - LCOx

Se muestran los diferentes costos nivelados de producción de derivados para los 5 hubs propuestos en Colombia. Para el caso de la zona costera compuesta por Atlántico, Bolívar y La Guajira se observan los mejores costos nivelados de producción de los derivados analizados. Estos resultados dependen de los factores de planta del electrolizador, los cuales afectan el costo nivelado de producción del hidrógeno, pero también la disponibilidad de hidrógeno para la operación de los procesos PtX.

LCOx para los derivados seleccionados en los 5 hubs propuestos

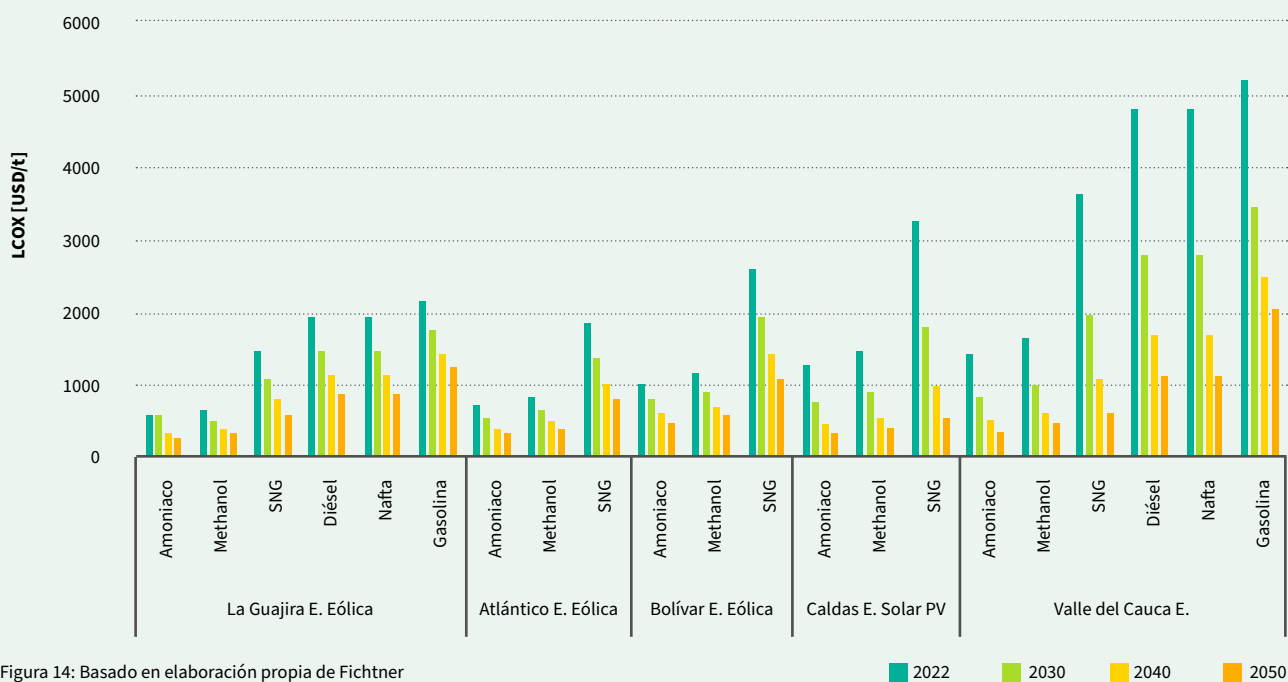


Figura 14: Basado en elaboración propia de Fichtner

LCOx para Amoniaco escenarios 2022 – 2050

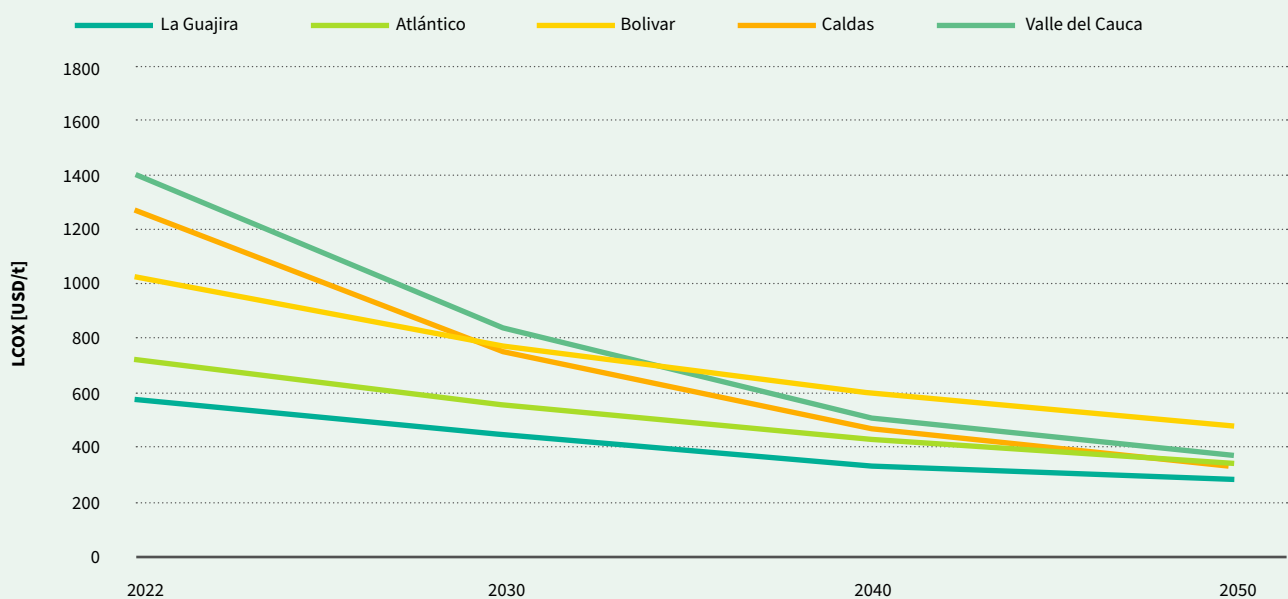


Figura 15: Basado en elaboración propia de Fichtner



LCOx para Metanol escenarios 2022 – 2050

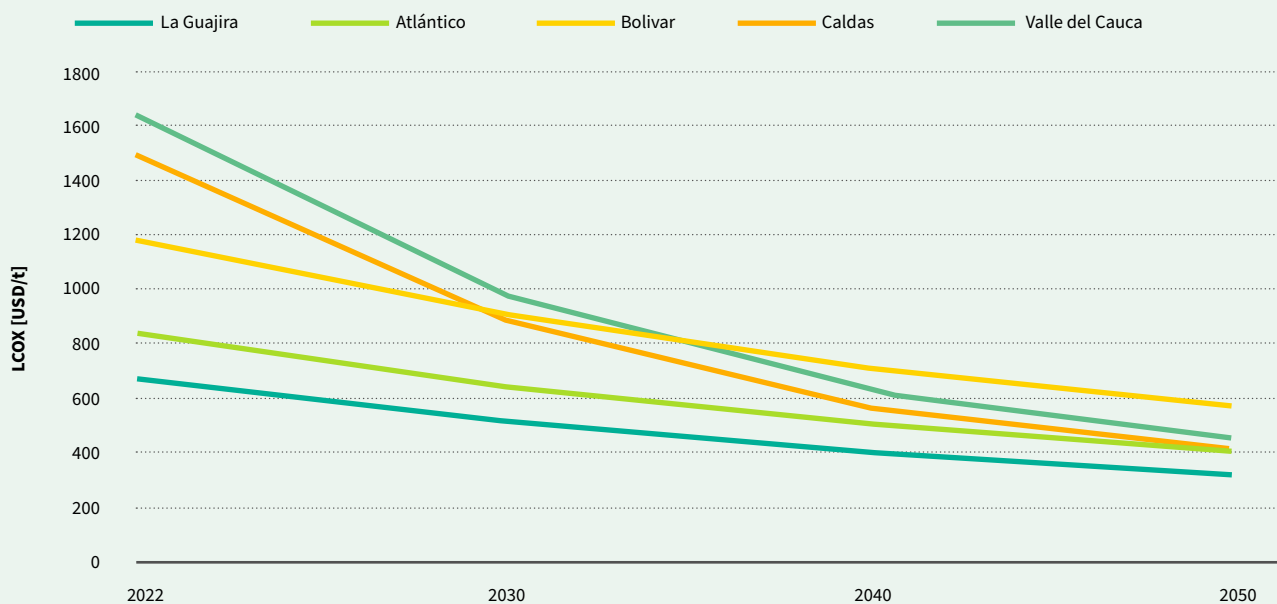


Figura 16: Basado en elaboración propia de Fichtner

Los resultados obtenidos confirman la ventaja competitiva que presenta La Guajira por su excelente potencial de energía eólica, así como la madurez tecnológica y comercial para la síntesis de amoníaco y metanol, lo cual se ve reflejado en los costos nivelados de producción menores que para otros derivados considerados. Los costos nivelados que se obtienen para el GNS y los combustibles sintéticos cuentan con una gran incertidumbre debido a que la adopción de estas tecnologías se encuentra en una etapa muy temprana⁵. Además, una reducción significativa en los costos nivelados de producción a futuro, irán de la mano principalmente, con la reducción de los costos nivelados de producción de hidrógeno.

Estimación de costos de transporte local

La infraestructura requerida para el transporte de derivados depende en gran medida del derivado en sí, las distancias y los volúmenes que se deseen transportar, incluyendo de manera general el transporte fluvial, terrestre y por tuberías.

⁵ Algunas de los principales proveedores de estas tecnologías en el mercado indican que los costos de inversión pueden presentar variaciones de $\pm 50\%$ entre las fases iniciales de diseño y la implementación.

Desde un punto de vista técnico, las formas de transporte más prometedoras a corto plazo para el contexto colombiano son el transporte terrestre y en algunos casos específicos el transporte por tuberías. Sin embargo, su debida implantación necesitará de las correspondientes políticas públicas y empresariales para impulsar su desarrollo. Desde el punto de vista de infraestructura, el país cuenta con una red de vías terrestres bastante amplia y adecuada, lo que posibilita el acceso a un gran número de ubicaciones (de centros de producción y de consumo). Sin embargo, se debe considerar que la topografía nacional hace que el transporte terrestre, en general, sea un factor importante en los costos finales de un producto específico. El transporte por tuberías presenta una gran ventaja para dos casos específicos: el mezclado de hidrógeno con gas natural y el transporte de GNS. En ambos casos se hace uso de la infraestructura actual; para el GNS no se requieren inversiones adicionales y para el mezclado de hidrógeno se pueden requerir algunas adaptaciones, pero con inversiones relativamente bajas.

Tabla 4: Estimación de costos de transporte local

Derivado	Costo Transporte
Blending	Costo de transporte sólo se incrementa en comparación con los costos actuales de transporte de gas natural si se requieren inversiones en redes de transporte y distribución.
Amoniaco	<ul style="list-style-type: none"> Terrestre*, aprox.: <ul style="list-style-type: none"> 0,14-0,21 US\$/kgH₂ Barcos**: varía ligeramente con las distancias, aprox. 0,2 US\$/kgH₂. Tuberías, aprox.: <ul style="list-style-type: none"> 0,5 US\$/kgH₂ para distancias de 1500 km. Más de 1 USD/kgH₂ para distancias de 3000 km.
Gas Natural Sintético	Las tarifas de transporte de gas natural por gasoductos se fijan por la CREG y tiene una componente variable y una fija, y presentar variaciones regionales. Costo aprox de transporte 0,05-0,07 US\$/m ³ _{NG} *
Metanol	<ul style="list-style-type: none"> Terrestre*, aprox.: <ul style="list-style-type: none"> 0,10-0,15 US\$/kgH₂ Costo de transporte en barcos**: varía ligeramente con las distancias, aprox. 0,12 US\$/kgH₂. No se identifican proyectos de referencia asociados a transporte de metanol por tuberías.
Combustibles sintéticos	Los costos de transporte son los similares a los del metanol, ya que se hace uso de la infraestructura existente.

* Estos datos se basan en encuestas realizadas a transportistas en el Valle del Cauca (2023) y están sujetos a una volatilidad del 30%.

** Estos datos corresponden a promedios mundiales.

Estimación de costos de transporte intercontinental

La situación geopolítica actual ha llevado a un fuerte aumento en los costos de transporte a nivel global, sin embargo, las estimaciones presentadas a continuación no toman como punto de partida estas condiciones actuales que se consideran, por ahora, excepcionales. Para la estimación del costo de transporte se consideró una distancia de transporte de 3000 NM, que es, por ejemplo, la distancia aproximada entre el Puerto de Buenaventura y un puerto no especificado en la costa de California.

La Figura 15 presenta los costos relacionados exclusivamente al transporte para los derivados amoníaco y metanol. Los costos de transporte para combustibles sintéticos presentan variaciones mínimas con respecto a los costos correspondientes para el metanol, ya que se usa la misma infraestructura.

Costos de transporte de los derivados amoníaco, metanol y combustibles sintéticos para una distancia de referencia de 3000 NM

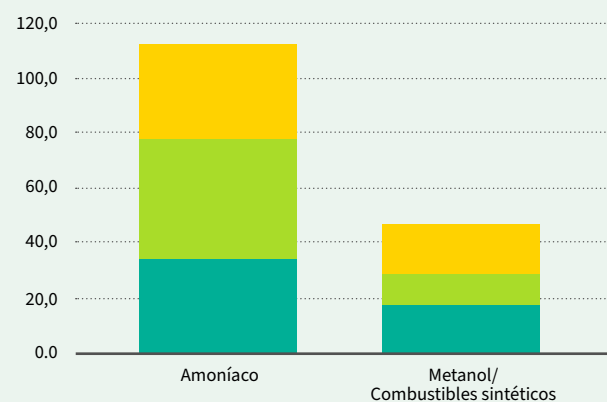


Figura 17: Basado en elaboración propia de Fichtner

Políticas públicas, incentivos y promociones en el corto, mediano y largo plazo para implementación de hubs de PtX

A continuación se presenta una serie de políticas a ser adoptadas en Colombia:

- Construir una **política integral de hidrógeno y derivados**: El despliegue de las tecnologías *Power-to-X* requiere una visión compartida entre diferentes sectores, que permita homologar los avances normativos que se han dado en materia de hidrógeno tales como los incentivos de la Ley 1715 de 2014, y la expedición de reglamentación: En el sector de comercio se debe evaluar el rol del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo para promover la participación de Colombia en los mercados internacionales de hidrógeno y derivados, así como en el posicionamiento internacional de la producción colombiana con atributos "verdes".
- En el sector de Minas y Energía conjuntamente con el Ministerio de Transporte se deben **promover políticas transversales para la descarbonización de transporte terrestre, aéreo, marítimo y fluvial**, así como la definición de metas y objetivos en la producción de combustibles de cero y bajas emisiones.
- **Desarrollar un programa de sustitución de combustibles fósiles por combustibles sintéticos para el transporte aéreo, marítimo y fluvial**, en el cual se evalúen cuotas de consumo de estos combustibles y se prioricen las flotas de gobierno (aeronaves y buque oficiales entre otros). En este punto también es relevante desarrollar una estrategia de combustibles sostenibles de aviación que integre tecnologías como los biocombustibles y los combustibles sintéticos, armonizada con los lineamientos de la Organización de Aviación Civil Internacional.



- Desplegar una **estrategia de gobernanza que integre al gobierno nacional y gobiernos locales** específicamente en las regiones identificadas como Hubs de hidrógeno y Power to X. En la gobernanza, es importante desarrollar mesas de trabajo con representantes de los Ministerios de Minas y Energía, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Transporte, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, gobernaciones, secretarías locales, universidades entre otros, invitados; de acuerdo con las aplicaciones priorizadas o identificadas con máximo potencial. Como resultado de las mesas de trabajo y basados en los resultados del presente estudio, se deberán acordar objetivos, indicadores y planes de seguimiento, en materia de producción, demanda, generación de empleo, entre otros a nivel regional.
- **Definir un porcentaje mínimo de mezcla de hidrógeno en redes de gas natural:** Dado que el *blending* es una de las alternativas más próximas para estimular la demanda, se sugiere evaluar definir un porcentaje mínimo de mezcla de hidrógeno en las redes de gas natural para el año 2030. En línea con lo anterior se sugiere adelantar mesas de trabajo entre sector público (CREG y Superintendencia de Servicios Públicos) y privados para definir condiciones tarifarias, de seguridad y calidad para la inyección de hidrógeno en redes de gas.
- Incluir, desde las **políticas del sector agrícola**, liderado por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, programas de sustitución de la importación de fertilizantes fósiles por la producción local de fertilizantes verdes, mediante mecanismos como fondos apoyo a la inversión, pagos por diferencias, entre otros.
- A nivel regional **se deben promover alianzas público-privadas** para la adecuación de infraestructura como puertos que habilite la producción y uso de amoníaco, metanol y combustibles sintéticos y gaseoductos para la inyección de hidrógeno.
- Fortalecer y promover la **investigación y la innovación para tecnologías PtX** y de la cadena de valor, que aún no cuentan con niveles de madurez tecnológica alta.
- Desplegar una estrategia de **posicionamiento internacional mediante acuerdos** entre países para la exportación de hidrógeno y derivados y el desarrollo de diálogos públicos y privados en torno a las oportunidades de intercambio. Desarrollo de nuevos proyectos y creación de alianzas.
- **Fortalecer el mercado de emisiones** "Programa Nacional de Cupos Transables Emisión de Invernadero", que permita valorar las externalidades del uso de combustibles e insumos de origen fósil en el mercado.
- **Reglamentar la captura, almacenamiento y uso de CO₂**. Como se ha mencionado la sección 4.7 sobre insumos adicionales requeridos, para la producción de derivados verdes como el metanol, el gas natural sintético y los combustibles sintéticos se requieren moléculas de CO₂ sostenibles. Los ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible deberán definir una reglamentación para las actividades de captura, almacenamiento y uso de CO₂, definiendo aspectos como condiciones de captura directa, captura a partir de procesos industriales, entre otros, además de definir umbrales de emisión máximos. En este punto es importante desarrollar la reglamentación de manera armonizada con otros países de manera que se promueva condiciones de competencia para el comercio internacional de derivados de hidrógeno.

Disponibilidad comercial de las componentes principales en la cadena de transporte de derivados del hidrógeno

	LH ₂	NH ₃	MeOH	Combustibles sintéticos
Conversión				
Almacenamiento				
Transporte marítimo				
Reconversión				n. a.
Madurez de la cadena de transporte – como producto	n. a.			
Madurez de la cadena de transporte – como portador de hidrógeno				n. a.

n. a.: no aplica



Disponibilidad comercial prevista en 2030+



Disponibilidad comercial prevista en 2022-2025



Disponibilidad comercial prevista en 2026-2030



Tecnología validada, disponible comercialmente

Figura 18: Basado en elaboración propia de Fichtner



Tabla 5: Pasos a seguir - Mapa de actuación para el despliegue de PtX al 2030, 2040 y 2050

	PtX	Sectores de uso final	Señales normativas y regulatorias	Desarrollo de mercado	Innovación y desarrollo tecnológico	Infraestructura
hasta 2030	Blending	Industrias y edificaciones	Definir estructura regulatoria y tarifaria para la inyección de hidrógeno en redes de gas natural.	Establecer la viabilidad de un porcentaje mínimo de inyección de hidrógeno en redes de gas natural	Desarrollar tecnologías para habilitar la inyección de porcentajes superiores	Realizar adaptaciones en estaciones de compresión y cromatógrafos
	Amoníaco	Fertilizantes	Definir las competencias interministeriales para desarrollar programas de impulso a fertilizantes verdes	Establecer programas de sustitución de fertilizantes para incentivar la producción local y el consumo de fertilizantes verdes. Se deberá evaluar mecanismos como compensaciones y contratos por diferencia	La síntesis de amoníaco es un proceso tecnológicamente maduro, en materia de innovación es importante avanzar en términos de almacenamiento y mitigación las emisiones de NO _x	Despliegue de infraestructura para almacenamiento de nitrógeno. Escalamiento de tecnologías de almacenamiento de energía que permita solventar la inestabilidad de las FNCER
	Metanol	Industria química y algunos usos como combustible	Definir competencias para desarrollar programas de sustitución de metanol gris por metanol verde en la industria y evaluar el retiro progresivo de los subsidios a los combustibles fósiles	Establecer porcentajes mínimos de sustitución de metanol en la industria y porcentajes mínimos de mezcla con otros combustibles	La industria química cuenta con experiencia en el manejo de metanol, importante desarrollar las capacidades en otros sectores de uso como combustible	Homologar infraestructura de almacenamiento de otros combustibles como la gasolina. Escalamiento de tecnologías de almacenamiento de energía que permita solventar la inestabilidad de las FNCER
	GNS			No representa potencial de desarrollo en el plazo 2030		
	Combustibles sintéticos			No representa potencial de desarrollo en el plazo 2030		



	PtX	Sectores de uso final	Señales normativas y regulatorias	Desarrollo de mercado	Innovación y desarrollo tecnológico	Infraestructura
Entre 2030 y 2040	Blending	Industrias y edificaciones	Consolidar mercado de transporte de hidrógeno en redes de gas natural. Evaluar pertinencia de contar con un gestor de mercado	Evaluar un incremento del porcentaje mínimo de inyección de hidrógeno en redes de gas natural (hasta 10%)	Desarrollar tecnologías para habilitar la inyección de porcentajes superiores	Realizar adaptaciones en infraestructura. Iniciar preparación para infraestructura 100% hidrógeno o construcción de nueva infraestructura dedicada
	Amoníaco	Producción fertilizantes/ energético para uso interno y exportación	Definir planes sectoriales para la descarbonización del transporte marítimo y fluvial	Establecer acuerdos de suministro de amoníaco con países con rol de "Hub logístico" como Panamá y Países Bajos	Enfocar esfuerzos en mejorar eficiencias en procesos de conversión y reconversión y desarrollos tecnológicos en el ámbito de seguridad en su manejo	Adecuación de infraestructura portuaria en hubs de vocación exportadora, tales como La Guajira, mediante esquemas público/privados
	Metanol	Industria química y algunos usos como combustible	Establecer medidas como el ajuste del impuesto al carbono que "nivele" la competitividad de alternativas limpias como el metanol	Establecer acuerdos de suministro de metanol con países importadores, tales como Alemania y Países Bajos	Priorizar tecnologías de captura de CO ₂ renovable y mejora de cadenas logísticas para su transporte desde centros de producción hasta centros de consumo	Adecuación de infraestructura portuaria en hubs de vocación exportadora que permita el almacenamiento de metanol
	GNS	Usos energéticos	Evaluar planes integrales de suministro de gas natural basado en reservas para definir niveles de producción de GNS y biogás requerido a nivel doméstico	Evaluar cuotas para transportadores y distribuidores de gas	Priorizar tecnologías de captura de CO ₂ renovable, mejora de cadenas logísticas para su transporte desde centros de producción hasta centros de consumo y escalabilidad de las tecnologías	Se puede hacer uso de toda la infraestructura existente para gas natural
	Combustibles sintéticos	Uso energético doméstico y exportación	Armonizar normativa internacional sobre combustibles sostenibles en aviación	Definir cuotas mínimas de uso de combustibles sintéticos en aviación y desarrollar certificaciones de emisiones para estos combustibles	Focalizar esfuerzos en tecnologías de captura de CO ₂ renovable y escalabilidad de proyectos	Se puede hacer uso de la infraestructura existente para combustibles líquidos



PtX	Sector de uso final	Señales normativas y regulatorias	Desarrollo de mercado	Innovación y desarrollo tecnológico	Infraestructura
<i>Blending</i>	No representa potencial de desarrollo en el plazo 2040 - 2050, debido a los objetivos de descarbonización de la economía				
Amoníaco	Producción fertilizantes/energético para uso interno y exportación	Desarrollar planes de integración regional para el suministro de amoníaco como energético en transporte marítimo y fluvial	Desarrollos en torno a la seguridad del transporte de amoníaco en trayectos intercontinentales	Desarrollo de altas capacidades logísticas en los puertos	Despliegue de infraestructura para almacenamiento de nitrógeno. Escalamiento de tecnologías de almacenamiento de energía que permita solventar la inestabilidad de las FNCER
Metanol	Industria química y combustible	Evaluar obligatoriedad de uso de vehículos de cero emisiones y propender por desarrollar políticas armonizadas a nivel regional	Focalizar esfuerzos en tecnologías de captura de CO ₂ renovable y mejora de cadenas logísticas para su transporte	Adecuación de infraestructura portuaria en hubs de vocación exportadora que permita el almacenamiento a gran escala de metanol	Homologar infraestructura de almacenamiento de otros combustibles como la gasolina. Escalamiento de tecnologías de almacenamiento de energía que permita solventar la inestabilidad de las FNCER
GNS	Usos energéticos	Desarrollar medidas de impulso a la demanda como cuotas de consumo de GNS, ajuste del impuesto al carbono y fortalecimiento del mercado de carbono		Priorizar tecnologías de captura de CO ₂ renovable, mejora de cadenas logísticas para su transporte desde centros de producción hasta centros de consumo y escalabilidad de las tecnologías	Hacer uso de toda la infraestructura existente para gas natural, evaluar construcción de nueva infraestructura por incremento de demanda
Combustibles sintéticos	Uso energético doméstico y exportación	Evaluar obligatoriedad de transporte de cero emisiones y propender por desarrollar políticas armonizadas a nivel internacional		Focalizar esfuerzos en tecnologías de captura de CO ₂ renovable y escalabilidad de proyectos	Hacer uso de infraestructura existente para combustibles líquidos, evaluar construcción de nueva infraestructura de transporte de combustibles líquidos por incremento de demanda

Entre
2040 y
2050



BIBLIOGRAFÍA

- **F. d. E. Urgente**, «FundéuRAE». [En línea]. Available: <https://www.fundeu.es/recomendacion/hub-alternativas-en-espanol/>. [Último acceso: Julio 2022].
- «**International PtX Hub**». [En línea]. Available: <https://ptx-hub.org/how-ptx-works/>. [Último acceso: 20 febrero 2023].
- **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].
- **Audi Technology Portal**, «Audi e-gas». [En línea]. Available: <https://www.audi-technology-portal.de/de/mobilitaet-der-zukunft/audi-future-lab-mobility/audi-future-energies/audi-e-gas>. [Último acceso: Agosto 2022].
- **Leilac**, «CEMEX Projects». [En línea]. Available: <https://www.leilac.com/cemex-projects/>. [Último acceso: Enero 2023].
- **WESTKÜSTE100**, «WESTKÜSTE100». [En línea]. Available: <https://www.westkueste100.de/>. [Último acceso: Enero 2023].
- **Climeworks**, «Our Technology». [En línea]. Available: <https://climeworkshelp.zendesk.com/hc/en-us/categories/5056305949213-Our-technology>. [Último acceso: Enero 2023].
- **Gutknecht V. et al**, «Creating a carbon dioxide removal solution by combining rapid mineralization of CO2 with direct air capture». Energy Procedia 146. International Carbon Conference 2018, pp. 129-134, 2018.
- **D. C. Guío Pérez, S. L. Rincón Prat, L. E. Cáceres Martínez und D. A. Tíbocha Guzmán**, „Suitability analysis of residual biomass in Colombia for gasification in fluidized bed“. in 24th European Biomass Conference and Exhibition, Amsterdam, 2016.
- «**Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ)**». [En línea]. Available: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/05/Estudio-Inyeccion-de-H2-a-red-de-gas-natural-GIZ-4e.pdf>. [Último acceso: 16 marzo 2023].
- «**Promigas**». [En línea]. Available: <https://www.promigas.com/informeSector2020/Paginas/Transporte-gasCol.aspx>. [Último acceso: 21 febrero 2023].
- **UPME**, «La República». [En línea]. Available: <https://www.larepublica.co/economia/energias-renovables-requieren-de-unos-us-3-500-millones-para-crecer-2490276>. [Último acceso: 16 marzo 2023].
- **M. Gotz, J. Lefebvre, F. Mors, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert und T. Kolb**, „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review“. Renewable Energy, Bd. 85, pp. 1371-1390, 2016.
- **Air Liquide Engineering and Construction**, Technology Handbook, Air Liquide, 2021.
- **Gobierno de Colombia**, «Decreto 334 de 2002 "Por el cual se establecen normas en materia de explosivos"». 28 Febrero 2002. [En línea]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=6048>. [Último acceso: Enero 2023].
- **IEA**, «The future of hydrogen. Seizing today's opportunities». Junio 2019. [En línea]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf. [Último acceso: Noviembre 2022].
- **Methanol Institute**, «Ports with Available Methanol Storage Capacity». 2020. [En línea]. Available: <https://www.methanol.org/marine/>. [Último acceso: Enero 2023].
- «**CREG**». [En línea]. Available: https://www.creg.gov.co/sites/default/files/nueva_propuesta_de_transporte_de_gas_natural.pdf. [Último acceso: 16 marzo 2023].
- **CHART**, «Bulk Storage Tanks». [En línea]. Available: <https://www.chartindustries.com/Products/Bulk-Cryogenic-Tanks>. [Último acceso: Enero 2023].
- **M. Fasihi, O. Efimova y C. Breyer**, «Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants». Journal of Cleaner Production, vol. 224, pp. 957-980, 2019.
- «**UPME**». 2011. [En línea]. Available: <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1058>.
- **REORDENATE CONSULTORES**, «Grados de maduración de la tecnología, los TRLs». Diciembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.reordenate.cl/post/grados-de-maduraci%C3%B3n-de-la-tecnolog%C3%ADa-los-trl>. [Último acceso: Agosto 2022].
- **Australian Renewable Energy Agency (ARENA)**, «Commercial Readiness Index for Renewable Energy Sectors». Febrero 2014. [En línea]. Available: <https://arena.gov.au/assets/2014/02/Commercial-Readiness-Index.pdf>. [Último acceso: Enero 2023].
- **IEA**, «Energy Technology Perspectives 2020». Julio 2020. [En línea]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/04dc5d08-4e45-447d-a0c1-d76b5ac43987/Energy_Technology_Perspectives_2020_-_Special_Report_on_Clean_Energy_Innovation.pdf. [Último acceso: Enero 2023].
- **Rouwenhorst, K. et al**, «Islanded ammonia power systems: Technology review & conceptual process design». Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 114, n° 109339, pp. 1-15, 2019.
- **ARENHA**, «WP2 - System requirements, design and model. D2.2 Public report on industrial requirements». Enero 2021. [En línea]. Available: https://arenha.eu/sites/arenha.drupal.pulsartecnalia.com/files/documents/ARENHA-WP2-D22-DLR-ENGIE_11012020-final.pdf. [Último acceso: Enero 2023].
- **Geldof integrated steel solutions**, «Double walled ammonia storage tank». [En línea]. Available: <https://www.geldof.be/?portfolio=double-walled-ammonia-storage-tank-28372>. [Último acceso: Enero 2023].

