



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS DE POWER-TO-X PARA LA  
TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE  
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

VICENTE IGNACIO SEPÚLVEDA FIGUEROA

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
LUIS VARGAS DÍAZ  
JANNIK HAAS  
ESTEFANÍA DUQUE PÉREZ

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por SERC Chile FONDAP/CONICYT n°  
1523A0006 y por FONDECYT n° 1211968.

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR  
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA  
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA  
FECHA: 2024  
POR: VICENTE IGNACIO SEPÚLVEDA FIGUEROA  
PROF. GUÍA: SR. RODRIGO PALMA BEHNKE

OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS DE POWER-TO-X PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA  
LATINA

Los países de América Latina y el Caribe (ALC) han implementado iniciativas para avanzar en la transición energética y desarrollar el hidrógeno verde, buscando reducir la dependencia de combustibles fósiles y cumplir metas de reducción de emisiones. A pesar de los avances, como estrategias, hojas de ruta y acuerdos bilaterales, persisten desafíos que requieren una planificación energética integrada que contemple la conversión de energía renovable a hidrógeno y derivados (Power-to-X), la localización de recursos y la colaboración regional.

Esta tesis identifica oportunidades y desafíos para Power-to-X en ALC, evaluando la disponibilidad de recursos hídricos y energéticos, infraestructuras de transporte y opciones de exportación. Se propone un modelo centralizado de planificación energética diseñado para minimizar los costos asociados al suministro creciente de hidrógeno y electricidad a partir de fuentes renovables. El modelo considera almacenamiento, transporte, interconexiones y exportación, con un horizonte de planificación hasta 2050.

Los resultados muestran ahorros sustanciales mediante interconexiones, con una reducción de costos de hasta un 9% en la región, equivalente a 874 millones de dólares anuales. También se destacan patrones de importación y exportación de energía, proponiendo estrategias para una transición energética sostenible y sugiriendo un análisis más profundo de los sistemas energéticos y nuevos escenarios.

# Tabla de Contenido

Glosario .....	iv
1. Introducción .....	1
1.1 Motivación y antecedentes.....	1
1.2 Síntesis y oportunidad .....	3
1.3 Hipótesis .....	3
1.4 Objetivos.....	4
1.5 Estructura del informe .....	4
2. Antecedentes.....	5
2.1. Transición energética en ALC .....	5
2.2. Teoría de la integración regional.....	7
2.3. Hidrógeno .....	8
2.4. Power-to-X .....	12
2.5. Intercambios de energía en América Latina y el Caribe.....	15
3. Estado del arte en planificación .....	20
3.1. Modelamiento de integración regional en ALC .....	20
3.2. Estudios con enfoque en hidrógeno verde y Power-to-X.....	21
3.3. Modelos energéticos, planificación e integración regional .....	23
3.4. Resumen comparativo de modelos energéticos, de planificación e integración regional....	32
4. Metodología propuesta .....	33
4.1. Visión general .....	33
4.2. Base de datos .....	34
4.3. Definición de escenarios .....	36
4.4. Modelo de planificación .....	38
4.5. Análisis .....	51
4.6. Propuesta .....	52
5. Implementación y validación .....	53
5.1. Implementación .....	53
5.2. Validación del modelo .....	70
6. Caso de estudio: América Latina y el Caribe .....	78
6.1. Descripción general .....	78
6.2. Escenarios.....	79
6.3. América Latina y El Caribe .....	80

6.4. Propuesta para ALC .....	97
7. Conclusiones y trabajo futuro .....	106
Bibliografía.....	108
Anexo A. Resumen extendido.....	114
Anexo B. Líneas de transmisión internacionales.....	115
Anexo C. Gasoductos en Sudamérica. ....	121
Anexo D. Zonas y conexiones.....	124
Anexo E. Resultados por subregiones de ALC .....	145
Centroamérica.....	145
El Caribe.....	158
Zona Andina .....	169
Cono Sur .....	183
Anexo F. Costo nivelado en América Latina y El Caribe.....	196
Anexo G. Modelo PtXLAC y base de datos .....	199

# Glosario

AEL	Electrolisis alcalina ( <i>Alkaline Electrolysis</i> ).
ALC	América Latina y El Caribe.
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
GEI	Gases de Efecto Invernadero.
GNL	Gas Natural Licuado.
HC	Capacidad de alojamiento ( <i>Hosting capacity</i> ).
MILP	Programación lineal entera mixta ( <i>Mixed-Integer Linear Programming</i> ).
MS-MIP	Programa entera mixta de múltiples etapas ( <i>Multi-Stage Mixed-Integer Programming</i> ).
NDC	Contribuciones Nacionalmente Determinadas ( <i>Nationally Determined Contributions</i> ).
PEM	Membrana de Intercambio de Protones ( <i>Proton Exchange Membrane</i> ).
PtX	<i>Power-to-X</i> .
RTP	Periodo de Tiempo Representativo ( <i>Representative Time Period</i> ).
SDDiP	Programación dinámica de dual estocástica ( <i>Stochastic Dual Dynamic Programming</i> ).
SMR	Reformado de Metano con Vapor ( <i>Steam Methane Reforming</i> ).
SOEC	Electrólisis con celdas de óxido sólido ( <i>Solid Oxide Electrolysis Cell</i> ).
TRL	Nivel de madurez tecnológica ( <i>Technology Readiness Level</i> ). Valores entre 1-9.

# Capítulo 1

## 1. Introducción

### 1.1 Motivación y antecedentes

#### 1.1.1. Cambio climático y el Acuerdo de París

Al año 2024, los efectos del cambio climático se hacen notar en todo el mundo en tendencias climáticas como el cambio en precipitaciones, viento y temperatura, en sequías, y en eventos climáticos extremos como olas de calor, inundaciones, incendios, vientos extremos y grandes precipitaciones.

El cambio climático se asocia con el aumento de la temperatura promedio global, debido al efecto invernadero, el cual se produce por las emisiones de gases tales como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el metano (CH<sub>4</sub>) y el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), entre otros. Se acumulan en la atmósfera y atrapan el calor del Sol en la Tierra. Estos gases son liberados a la atmósfera en gran medida como resultado de la quema de combustibles fósiles, como el petróleo, el gas natural y el carbón [1]. Sus efectos son acumulativos, lo que significa que cualquier acción que se tome para reducir las emisiones de GEI tendrá un impacto limitado en el corto plazo. Esta característica de las emisiones hace que para llegar a un aumento de máximo 1.5 °C al año 2050, solo se pueda emitir una cantidad limitada de gases de efecto invernadero [1].

El Acuerdo de París es un acuerdo internacional que se firmó en el año 2015 en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). El acuerdo tiene como objetivo limitar el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C por encima de los niveles preindustriales, y trabajar para limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C. Para lograr este objetivo, los países que firmaron el acuerdo se comprometieron a tomar medidas para reducir las emisiones de GEI y a informar regularmente sobre sus progresos en la implementación de estas medidas. Además, el acuerdo establece un mecanismo para que los países desarrollados brinden apoyo financiero a los países en desarrollo para que puedan adaptarse al cambio climático y reducir sus emisiones de GEI.

Según el proyecto científico independiente *Climate Action Tracker*, las medidas propuestas hasta el año 2023 no logran ser compatibles con el límite de aumento de la temperatura a 1,5°C, y clasifica las medidas de algunos países de América Latina y el Caribe (ALC) como críticamente insuficientes (México), altamente insuficientes (Argentina) e insuficientes (Brasil, Chile, Colombia y Perú) [2]. El resto de los países de ALC no presentan medidas o no fueron evaluados. De hecho, estima que el aumento de temperatura podría llegar hasta los 3,4°C al año 2100, si se mantiene la situación actual en cuanto a implementación de medidas en el mundo. A su vez, estima que solo se podrá lograr el aumento de 1,5°C en un escenario optimista donde todas las medidas y metas anunciadas se cumplen [3].

#### 1.1.2. Transición energética e hidrógeno verde

Un proceso importante para lograr limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C es la transición energética hacia energías renovables. Ha habido tres transiciones energéticas en la sociedad humana hasta ahora: la primera es el reemplazo de la leña por el carbón; la segunda es el reemplazo del carbón por el petróleo; y la tercera (y en curso) transición es el reemplazo de la energía fósil representada por el petróleo y el carbón por energías renovables [4].

La transición energética hacia energías renovables es un proceso complejo que puede requerir cambios significativos en la infraestructura energética existente, así como en los comportamientos y hábitos de los consumidores de energía. Sin embargo, también puede ofrecer importantes beneficios para la economía, el medio ambiente y la sociedad en general, como la creación de empleos verdes, la reducción de la dependencia de los recursos no renovables y la promoción de una economía más sostenible y resiliente [5].

Puede ser impulsada por una combinación de factores, como la preocupación por el cambio climático, la independencia de los combustibles fósiles y sus variaciones de precio, la seguridad energética y la creciente demanda de energía. Además, se requiere de medidas y políticas tales como incentivos financieros al uso de energía renovables, regulación y normas, así como investigación, educación y concientización pública sobre la importancia de la sostenibilidad y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

La incorporación de energías renovables a la matriz energética presenta como desafíos la viabilidad económica de los proyectos, la variabilidad o estacionalidad de su generación (principalmente las fuentes eólica y solar, respectivamente), y la búsqueda de coincidir su generación con el perfil de demanda. Según lo anterior, una matriz puramente solar y eólica, por ejemplo, requiere inevitablemente de almacenamiento en cualquiera de sus formas: baterías, centrales de bombeo o embalses, centrales de concentración solar de potencia, almacenamiento químico o con minerales (sales fundidas), biomasa, entre otros.

De lo anterior surge la importancia del hidrógeno verde como vector energético, debido a su capacidad de almacenamiento, uso directo o transformación en nuevos energéticos. El hidrógeno verde se obtiene a partir de la electrólisis del agua utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables, y corresponde a un energético de múltiples aplicaciones en sectores como transporte, refinería, agricultura e incluso nuevamente en generación eléctrica. Permite entonces almacenar la electricidad proveniente de centrales renovables, en formato gaseoso o líquido, y en productos derivados como amoníaco, metanol, entre otros.

Además, el hidrógeno verde permite reemplazar los combustibles fósiles en procesos que son difíciles de electrificar, principalmente en la industria, la minería y el transporte aéreo, marítimo y de carga. Siguiendo la lógica de la transición energética, se debe invertir cuantiosamente en energías renovables, y completar la transición con hidrógeno verde, combustibles sintéticos y amoníaco, los cuales a su vez requieren de energías renovables [6].

Finalmente, lo anterior se resume en el término Power-to-X, que corresponde a la serie de procesos que utilizan electricidad proveniente de energías renovables, para convertirla en energía almacenable o en productos químicos que se pueden usar como combustibles o materias primas. El término X se utiliza para representar el producto final, que puede ser hidrógeno, combustibles sintéticos o productos químicos como amoníaco.

### 1.1.3. Estrategias y mercado del hidrógeno

En el contexto de la transición energética y descarbonización de sus matrices energéticas, los países del mundo han publicado estrategias nacionales de hidrógeno verde, compuestas por metas de producción, exportación o importación, así como los principales hitos, costos y recursos asociados [7].

Las estrategias nacionales consideran principalmente el costo nivelado del hidrógeno verde considerando solo la etapa de producción, en función de los recursos renovables del país. A partir de esta información, los países se han clasificado preliminarmente como países importadores, de autoconsumo o exportadores [8]. La posibilidad de exportación debe considerar los costos de transporte mediante distintos modos, tales como barcos y gasoductos. Un ejemplo de competencia en el mercado del hidrógeno, lo tiene Chile, donde solo podría exportar a Europa si es que el norte de África y Rusia (entre otros países cercanos) no cubren el total de la demanda a importar, si los costos de transporte disminuyen y/o si los costos de producción son suficientemente más bajos para cubrir la brecha de costo de transporte [7].

En América Latina y el Caribe, hay 6 países que han presentado sus estrategias nacionales u hojas de ruta de hidrógeno (Chile el año 2020 [9], Colombia en 2021 [10], Uruguay y Costa Rica en 2022 [8], [11], Panamá y Ecuador en 2023 [12], [13]), 2 países que siguen en preparación de su estrategia u hoja de ruta mediante programas o definición de lineamientos (como Brasil y Paraguay en 2021 [14], [15]), 5 países que han iniciado estudios y pilotos (como Argentina, Bolivia, México, Perú y Trinidad y Tobago), mientras que otros no han iniciado manifestación de interés oficialmente (El Caribe insular, Belice, Guatemala, Nicaragua, Honduras, El Salvador, Venezuela y las Guayanas).

## 1.2 Síntesis y oportunidad

Se identifican los siguientes ámbitos y desafíos a abordar de manera integrada: una planificación energética que tenga en cuenta el proceso de conversión de energía eléctrica renovable a hidrógeno y productos derivados (Power-to-X), la localización de los recursos, la colaboración entre los países de la región y las opciones de exportación de productos Power-to-X.

El reemplazo de los combustibles fósiles por electricidad, hidrógeno verde y derivados requiere de grandes montos de inversión en nuevas centrales de generación renovable, centros de producción y conversión asociado a procesos Power-to-X, almacenamiento y transporte en camiones, barcos y líneas de transmisión. Lo anterior, sujeto a la disponibilidad de recursos hídricos y energéticos, conexiones de transporte, precios de mercado y costos asociados a las distintas tecnologías. Luego, se plantea el desafío de lograr un desarrollo eficiente del uso de los recursos y posibles aplicaciones y mercados, para el desarrollo del hidrógeno y derivados en cada país.

En cuanto a la colaboración entre países, esto refiere a la oportunidad de transportar energía mediante líneas de transmisión, camiones o barcos, bajo una lógica de coordinación y beneficio mutuo. En ALC hay experiencia en estas interconexiones, como el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) que conecta Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, interconexiones entre Argentina, Brasil y Uruguay y centrales de uso internacional (por ejemplo, central hidroeléctrica de Itaipú compartida por Brasil y Paraguay), entre otras experiencias [16]. Por años se ha estudiado la posibilidad de nuevas interconexiones o ampliaciones de estas, pudiendo ser este nuevo escenario de transición energética a energías renovables el detonante de su implementación.

Por otra parte, existe una alta incertidumbre en el mercado del hidrógeno. Si bien en ALC países como Chile y Brasil presentan un gran potencial debido a sus recursos renovables, la cercanía de África y Oceanía con Europa y Asia, hacen atractivo su posible perfil de protagonistas como continentes exportadores de hidrógeno verde. A su vez, las condiciones económicas, disponibilidad de terreno y potencial renovable presentes en Nueva Zelanda y Arabia Saudita, multiplican sus posibilidades de ser pioneros y protagonistas de la exportación. Finalmente, su éxito puede disminuir los precios de mercado, a un punto en que la exportación desde ALC pueda no verse justificada, y entonces la descarbonización dependerá únicamente de los intereses locales.

Cabe destacar que lo anterior es solo un ámbito de la incertidumbre existente, ya que existen otros factores que pueden cambiar totalmente el panorama mundial. Entre estos factores se puede mencionar: la disponibilidad de materias primas y tecnologías habilitantes, aumento de los efectos de la crisis climática, guerras como la invasión de Rusia a Ucrania, que ha tenido efectos económicos y sociales relevantes.

Finalmente, los puntos anteriores ameritan el estudio del desarrollo de Power-to-X desde una perspectiva conjunta de América Latina y el Caribe, contrastando con la lógica de posicionamiento individual de cada país, y considerando distintos escenarios y restricciones.

## 1.3 Hipótesis

La implementación de una estrategia de desarrollo de Power-to-X coordinada a nivel regional en ALC puede resultar en una transición energética más eficiente y económica en comparación con un enfoque individualista por país. Esto se debe a la optimización del uso de recursos hídricos y energéticos, la reducción de costos a través de interconexiones y el aprovechamiento de las capacidades de exportación de productos derivados del hidrógeno verde.

## 1.4 Objetivos

El objetivo general de esta tesis consiste en identificar oportunidades y desafíos para el desarrollo de Power-to-X en ALC, considerando la disponibilidad de recursos hídricos y energéticos, el transporte entre regiones y la posibilidad de exportación, para finalmente proponer una hoja de ruta o estrategia de Power-to-X.

Para lograr lo anterior, se definen los siguientes objetivos específicos:

1. Analizar y seleccionar las metodologías de modelamiento energético más adecuadas para representar el desarrollo integral de Power-to-X en ALC.
2. Proponer un modelo de planificación de un sistema integrado eléctrico y Power-to-X factible de ser aplicado a nivel de ALC.
3. Disponer de una plataforma de simulación que integre el modelo y la información necesaria para el estudio de caso a nivel de ALC.
4. Identificar escenarios de estudio de demanda energética, exportación e interconexiones acorde a las estrategias nacionales y oportunidades de descarbonización de cada país.
5. Proponer estrategias para ALC con detalle a nivel de cada país, a partir de la identificación de roles, metas e impactos económicos, contrastando un desarrollo colaborativo en ALC versus el desarrollo individual de cada país.

## 1.5 Estructura del informe

El documento está compuesto por 7 capítulos. En el Capítulo 1 se presenta la motivación y antecedentes del trabajo de tesis, lo que da contexto a la declaración de objetivos. El Capítulo 2 presenta los antecedentes de Power-to-X, energías renovables y transición energética. El Capítulo 3 presenta el estado del arte en cuanto a modelos de planificación y estudios relacionados a hidrógeno verde y Power-to-X. Luego, en el Capítulo 4 se presenta la metodología propuesta, mediante la visión general, el modelo matemático, análisis y propuesta. En el Capítulo 5 se presenta la implementación y validación de la metodología propuesta. En el Capítulo 6 se desarrollan los casos de estudio para ALC junto con el análisis de los resultados. Para ello se usa un enfoque de estimación de costos nivelados de cada producto, costos de inversión y operación, capacidad instalada de generación y producción, transporte, almacenamiento y exportación. Finalmente, en el Capítulo 7 se presentan las principales conclusiones y se propone el trabajo futuro.

# Capítulo 2

## 2. Antecedentes

A continuación, se presentan los antecedentes asociados a transición energética con fuentes renovables, junto con las principales tendencias y desafíos de los productos Power-to-X.

### 2.1. Transición energética en ALC

La transición energética corresponde al cambio de una matriz energética basada en combustibles fósiles a una matriz energética renovable, habilitada por el suministro de electricidad de bajas emisiones, la eficiencia energética, la electrificación de los sectores de uso final, la captura y eliminación de dióxido de carbono, y la producción de hidrógeno limpio y combustibles derivados [5]. Procesos como el transporte de carga o de larga distancia, las aplicaciones industriales de alta temperatura o las ubicaciones remotas son difíciles de descarbonizar. Aquí es donde entra la importancia del Power-to-X, es decir, pasar de electricidad a hidrógeno, y luego a amoníaco u otros portadores de energía [17]. Si la electricidad se produce a partir de recursos renovables, estos portadores de energía se llaman verdes, ya que tienen emisiones casi nulas de gases de efecto invernadero. Además, estos productos pueden almacenarse, transportarse, transformarse en otros productos y también utilizarse para producir electricidad nuevamente con celdas de combustible.

ALC es una región con una alta participación de energía renovable en la generación de electricidad, principalmente debido a la generación hidroeléctrica [18], y tiene un gran potencial de generación solar y eólica. La Figura 2-1 muestra el enorme potencial de energía solar y eólica en ALC [18]. Sin embargo, es una región con una alta dependencia de los combustibles fósiles en su matriz energética [19]. Por lo tanto, la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados representa una oportunidad para la independencia energética y una contribución a la descarbonización del planeta a través de la exportación.

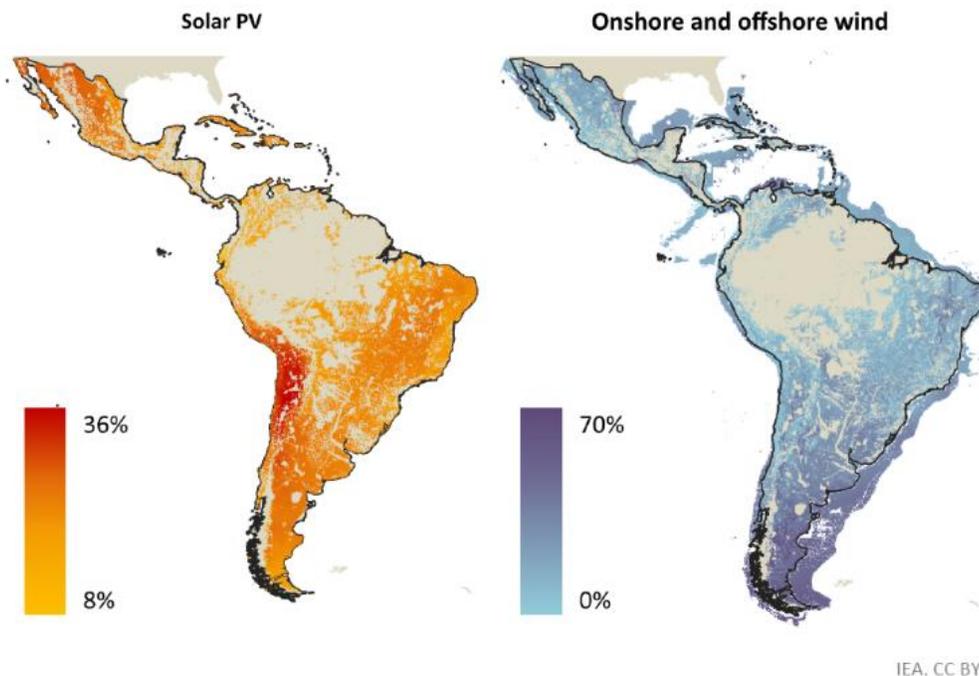


Figura 2-1: Factores de capacidad solar fotovoltaica y eólica promedio simulados en ALC. Fuente: extraída de [18].

Hay una disminución histórica de los costos nivelados de distintos tipos de tecnologías renovables, logrando costos competitivos en comparación a las tecnologías de combustibles fósiles, e incluso menores [6]. La viabilidad del hidrógeno verde, generado a través de la electrólisis del agua mediante energías renovables, se ve fortalecida por la reducción de los costos en la generación de energía renovable.

Para el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en ALC, 6 países han presentado sus estrategias nacionales (Chile [9], Colombia [10], Uruguay [8], Costa Rica [11], Panamá [12] y Ecuador [13]), y otros han presentado lineamientos o programas nacionales, además de proyectos piloto o muestras de interés. Un indicador clave de estas estrategias es el futuro costo nivelado esperado de la producción de hidrógeno, cuyos costos estén por debajo de US\$2/kg, es decir, en Chile, Argentina, Brasil, Uruguay, Perú y México [18]. Algunos proyectos en etapa de operación y desarrollo están de acuerdo con esto y se presentan en la Figura 2-2.



Figura 2-2: Costo nivelado del hidrógeno (izquierda) y proyectos de hidrógeno en LAC (derecha). Fuente: extraída de [18], [20] Pasar de la estrategia al plan de acción ha sido un desafío debido a los requisitos técnicos, económicos, sociales y ambientales de esta transformación. Además, las estrategias incluyen la opción de exportar en un contexto global de alta incertidumbre y competencia, y no incluyen explícitamente oportunidades de colaboración entre países vecinos. En ALC hay experiencia en intercambios de energía, tanto de hidrocarburos como de electricidad, e incluso centrales compartidas [16]. Queda pendiente entonces una estrategia de hidrógeno verde a nivel regional de ALC, que contribuya a la transición energética de todos los países.

## 2.2. Teoría de la integración regional

La integración energética regional se entiende como el desarrollo de políticas, instituciones, marcos regulatorios e inversiones en infraestructura que aseguren la coherencia entre las intervenciones nacionales y regionales para contribuir a diversificar la oferta, la demanda y a mejorar la eficiencia en el suministro energético con el fin de obtener precios más competitivos y servicios de mejor calidad [21].

La capacidad de intercambio debe ser tal que se minimicen las congestiones, permitiendo la operación óptima según señales de precios y operación a mínimo costo. En contexto de mercado eléctrico, esta señal viene dada por el costo de la última central operativa (denominado costo marginal) en cada lado del intercambio según orden de mérito. El orden de mérito refiere a priorizar la operación de centrales de menor costo variable, en función de la demanda presente en cada periodo de tiempo. En la Figura 2-3 se presentan 2 países X e Y con sus respectivas curvas de mérito y demandas  $D_x$  y  $D_y$ , respectivamente. Dado que el país Y tiene un costo marginal mayor que el país X, para disminuir el costo total de ambos países conviene un intercambio de  $I_{xy}$  a un precio de equilibrio  $C_{xy}$  dado por sus curvas de mérito o costo variable agregado.

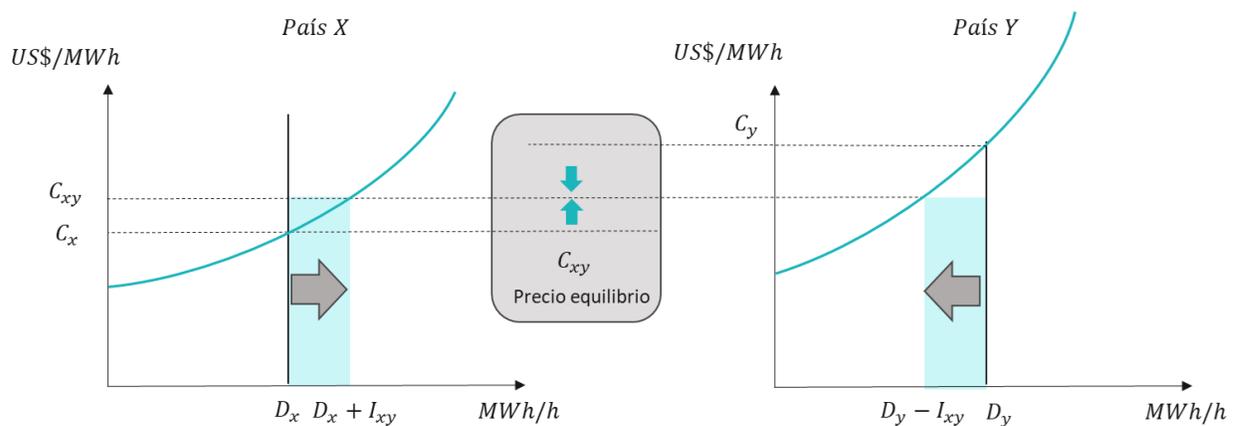


Figura 2-3: Precio de equilibrio de la energía intercambiada entre países. Fuente: adaptado de [21].

Según lo anterior, el sistema de países X e Y podría encontrar un costo total de operación menor, en la medida que el precio de intercambio sea igual o menor al precio de equilibrio  $C_{xy}$ . Esto no significa que ambos países reduzcan sus costos por separado. En el caso del país X, este debe hacer operar una o más centrales de mayor costo para abastecer parcialmente la demanda del país Y, aumentando el costo de su mercado eléctrico. Por otra parte, si bien el país Y encuentra un costo marginal menor, implica que deja de operar una o más centrales de mayor costo, pudiendo perjudicar los ingresos privados de estas centrales.

Además de la reducción del costo total, el intercambio puede significar beneficios para ambas partes según estaciones del año e incluso horas del día. Esto depende de los recursos energéticos con que cuente cada país. Un ejemplo claro es la relación entre energía solar y otras energías renovables o de bajo costo que puedan operar durante la noche. El país con mayor energía solar podría exportar durante el día, mientras que de noche puede importar energía hídrica, eólica, geotérmica, entre otras.

Así también, el intercambio entre países puede contribuir a reducir los impactos de eventos críticos, como sequías, desabastecimiento o alzas de precios de combustibles, cierre de centrales o fallas en el transporte energético (por ejemplo, cierre de puertos o fallas en líneas de transmisión).

Finalmente, el diseño del intercambio energético debe considerar aspectos más allá de lo técnico y económico, entendiendo que detrás hay intereses privados, políticas de estado, impactos sociales y ambientales, y mercados competitivos con sus propias regulaciones y recursos, entre otros aspectos relevantes [21].

A continuación, se presentan los antecedentes relacionados al hidrógeno y Power-to-X, para luego retomar los antecedentes de intercambio de energía en la región.

## 2.3. Hidrógeno

La hidrógeno es el tercer elemento más abundante en la Tierra, y se encuentra en varios compuestos como el petróleo, el gas natural, el agua y la biomasa. El agua es la fuente más abundante de hidrógeno, lo que hace que la electrólisis del agua sea un método ideal para su producción. Históricamente, el alto costo de la electrólisis del agua limitó su adopción generalizada. Sin embargo, los rápidos avances en energía renovable han posibilitado la producción de hidrógeno electrolítico económicamente viable [22].

En industrias, el hidrógeno se puede utilizar en la producción de fertilizantes, en refinerías de petróleo, en la producción de metanol, como agente reductor para el procesamiento de minerales metálicos (acero, aluminio) y la fabricación de vidrio, en la producción de ácido clorhídrico, en industrias alimentarias (por ejemplo, hidrogenación de aceites o grasas), en soldadura de hidrógeno atómico, como refrigerante, peróxido de hidrógeno, en química analítica (por ejemplo, espectroscopia de absorción atómica, cromatografía de gases), en sector aeroespacial, en electrónica (semiconductores), en globos meteorológicos y en combustible para cohetes. En el sector del transporte, el hidrógeno se utilizará en celdas de combustible de hidrógeno y en motores de combustión interna. En el sector energético, el hidrógeno se utilizará como portador de energía [23].

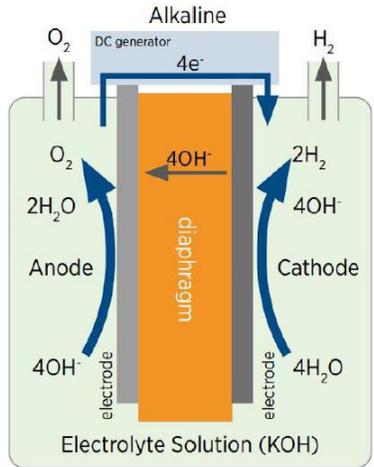
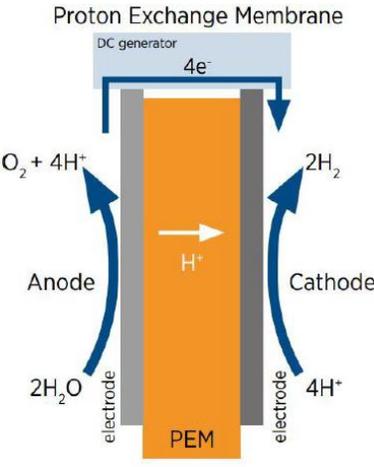
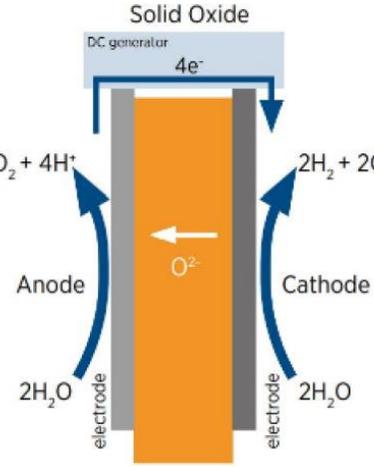
### 2.3.1. Producción

El hidrógeno puede ser obtenido de diferentes procesos [23], [24], entre ellos se tienen los siguientes:

1. **Electrólisis:** En este proceso, se utiliza electricidad para dividir el agua ( $H_2O$ ) en hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno producido por electrólisis es considerado "hidrógeno verde" si la electricidad proviene de fuentes renovables.
2. **Reformado de gas natural:** Esta es la forma más común de producir hidrógeno a nivel industrial. Implica la reacción de gas natural (principalmente metano) con vapor de agua en presencia de un catalizador para producir hidrógeno y dióxido de carbono. Este proceso es conocido como reformado de vapor.
3. **Gasificación:** La gasificación de carbón o biomasa puede producir hidrógeno junto con monóxido de carbono. Esta mezcla de gases se llama gas de síntesis.
4. **Fotólisis:** Utiliza la luz solar para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Este es un campo de investigación activo, pero no es un método ampliamente utilizado en la actualidad.
5. **Biomasa y biogás:** La conversión de biomasa o biogás a través de procesos termoquímicos puede producir hidrógeno.

De las distintas opciones, la electrólisis toma protagonismo producto de las metas de descarbonización y la disminución del costo de electricidad renovable. La electrolisis se puede realizar con al menos 3 tipos de tecnologías principales: electrólisis alcalina (*Alkaline Electrolysis* o AEL), electrólisis de membrana de intercambio de protones (*Proton Exchange Membrane* o PEM) y electrólisis con celdas de óxido sólido (*Solid Oxide Electrolysis Cell* o SOEC). En Tabla 2-1 se presenta una tabla comparativa de estas tecnologías.

Tabla 2-1: Tecnologías y procesos de electrólisis alcalina, PEM y SOEC. Fuente: adaptado de [25].

Descripción	Electrólisis alcalina (AEL)	Electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM)	Electrólisis con celdas de óxido sólido (SOEC)
Diagrama	 <p style="text-align: center;">Alkaline</p> <p style="text-align: center;">DC generator</p> <p style="text-align: center;">4e<sup>-</sup></p> <p style="text-align: center;">O<sub>2</sub> ↑      H<sub>2</sub> ↑</p> <p style="text-align: center;">2H<sub>2</sub>O      2H<sub>2</sub></p> <p style="text-align: center;">Anode      Cathode</p> <p style="text-align: center;">4OH<sup>-</sup>      4OH<sup>-</sup></p> <p style="text-align: center;">4OH<sup>-</sup>      4H<sub>2</sub>O</p> <p style="text-align: center;">electrode      electrode</p> <p style="text-align: center;">diaphragm</p> <p style="text-align: center;">Electrolyte Solution (KOH)</p>	 <p style="text-align: center;">Proton Exchange Membrane</p> <p style="text-align: center;">DC generator</p> <p style="text-align: center;">4e<sup>-</sup></p> <p style="text-align: center;">O<sub>2</sub> + 4H<sup>+</sup>      2H<sub>2</sub></p> <p style="text-align: center;">Anode      Cathode</p> <p style="text-align: center;">2H<sub>2</sub>O      4H<sup>+</sup></p> <p style="text-align: center;">electrode      electrode</p> <p style="text-align: center;">H<sup>+</sup></p> <p style="text-align: center;">PEM</p>	 <p style="text-align: center;">Solid Oxide</p> <p style="text-align: center;">DC generator</p> <p style="text-align: center;">4e<sup>-</sup></p> <p style="text-align: center;">O<sub>2</sub> + 4H<sup>+</sup>      2H<sub>2</sub> + 2O<sup>2-</sup></p> <p style="text-align: center;">Anode      Cathode</p> <p style="text-align: center;">2H<sub>2</sub>O      2H<sub>2</sub>O</p> <p style="text-align: center;">electrode      electrode</p> <p style="text-align: center;">O<sup>2-</sup></p>
Proceso	<p>Se utiliza una solución de hidróxido de sodio (NaOH) o hidróxido de potasio (KOH) como electrolito. Los electrodos suelen estar separados por un diafragma o separador poroso.</p> <p>En el cátodo (carga negativa): Se produce la reducción del agua, generando hidrógeno.</p> $4H_2O + 4e^- \leftrightarrow 2H_2 + 4OH^-$ <p>En el ánodo (carga positiva): Se produce la oxidación del agua, generando oxígeno.</p> $4OH^- \leftrightarrow O_2 + 4e^- + 2H_2O$	<p>Se utiliza una membrana de polímero que permite el paso selectivo de protones, mientras que separa los gases de hidrógeno y oxígeno. Los electrodos están colocados directamente sobre la membrana.</p> <p>En el cátodo: Los protones se combinan con los electrones para formar hidrógeno.</p> $4H^+ + 4e^- \leftrightarrow 2H_2$ <p>En el ánodo: El agua se oxida para producir oxígeno.</p> $2H_2O \leftrightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-$	<p>Este proceso opera a altas temperaturas (alrededor de 800-1000°C) utilizando un electrolito sólido, generalmente óxido de circonio estabilizado con itrio (YSZ). Los gases de hidrógeno y oxígeno se generan a temperaturas elevadas.</p> <p>En el cátodo: El agua es reducida para formar hidrógeno.</p> $2H_2O + 4e^- \leftrightarrow 2H_2 + 2O^{2-}$ <p>En el ánodo: El oxígeno es liberado y se combinan electrones y oxígeno.</p> $2O^{2-} \leftrightarrow O_2 + 4e^-$
Madurez tecnológica (TRL)	<p style="text-align: center;">TRL = 9</p> <p style="text-align: center;">Proceso maduro.</p>	<p style="text-align: center;">TRL = 6 - 8</p> <p style="text-align: center;">Disponible a escala industrial.</p>	<p style="text-align: center;">TRL = 4 - 6</p> <p style="text-align: center;">Solo en plantas piloto.</p>

Descripción		Electrólisis alcalina (AEL)	Electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM)	Electrólisis con celdas de óxido sólido (SOEC)
Costo de inversión ( $\frac{\text{€}}{\text{kW}_{el}}$ )	Actual	250 - 600	300 - 700	2200 - 6500
	Futuro	200 - 600	200 - 700	270 - 1000
Temperatura de proceso (C°)		50-80	50-80	450-1000
Tiempo de partida en frío		50 minutos aprox.	15 minutos aprox.	Varias horas.
Eficiencia en %	Actual	62-82	56-82	65-85
	Futuro	70-84	67-84	77-95
Eficiencia de voltaje		62-82%	67-82%	<110%
Tiempo de vida del stack		20.000-90.000 h	60.000-90.000 h	<10.000 h
Presión de operación		30 bar aprox.	<50 bar	1 bar aprox.
Desventajas del proceso		En operación a carga parcial, ocurren problemas de pureza del gas y degradación.	Demanda de metales raros (iridio y platino).	Tecnología más adecuada para un alto número de horas a plena carga (FLH); altas temperaturas de proceso.
Ventajas del proceso		Larga vida útil de los electrolizadores; el proceso prácticamente no requiere materias primas críticas.	Alta pureza del producto incluso en operación parcial y sobrecarga.	Proceso adecuado para el acoplamiento con procesos industriales (utilización de calor residual).

De la tabla es posible identificar grandes diferencias de costos de inversión, tiempos de partida y eficiencias, entre otros factores. Estas diferencias no significan una única tecnología ganadora, sino que permite la realización de distintos tipos de proyectos, según características operacionales y económicas propias de los recursos disponibles.

Una vez que se produce hidrógeno por electrólisis, este tiene una presión entre 1 a 50 bar, dependiendo de la tecnología. A esta presión, el almacenamiento y transporte se vuelve imposible para grandes cantidades de hidrógeno, por lo que es necesario comprimirlo o licuarlo.

### 2.3.2. Hidrógeno líquido y comprimido

Los procesos de compresión y licuefacción del hidrógeno permiten aumentar su densidad volumétrica, es decir, la cantidad de hidrógeno disponible por unidad de volumen. En la Figura 2-4 se presentan 3 tipos de almacenamiento físico: hidrógeno gaseoso comprimido (zona I), hidrógeno criogénico o líquido (zona II) e hidrógeno crio-comprimido (zona III). En comparación con los otros métodos, el almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido es el más popular debido a su simplicidad técnica, alta fiabilidad, eficiencia aceptable y asequibilidad. Los otros almacenamientos aplican para casos donde conviene o se necesita aumentar aún más la densidad volumétrica del hidrógeno [26].

La diferencia en eficiencia entre el hidrógeno líquido y el almacenamiento de hidrógeno crio-comprimido es de alrededor del 30% a favor del almacenamiento de gas. Sin embargo, la densidad del hidrógeno líquido es aproximadamente 3 veces mayor que la del gas comprimido a 35 MPa. La baja temperatura (-253 °C para el hidrógeno líquido) resulta en desafíos tecnológicos como el efecto de ebullición, el oleaje y la fragilización de materiales. El almacenamiento de hidrógeno crio-comprimido opera a temperaturas ligeramente superiores a -253 °C, por lo que se beneficia de una reducción del efecto de ebullición en comparación con el hidrógeno líquido. El hidrógeno crio-comprimido también tiene una mayor densidad de energía de almacenamiento que el hidrógeno gaseoso comprimido. Los inconvenientes de la tecnología de hidrógeno crio-comprimido son la necesidad de una monitorización permanente del aislamiento térmico, los considerables costos de mantenimiento y las altas necesidades energéticas para su operación [26].

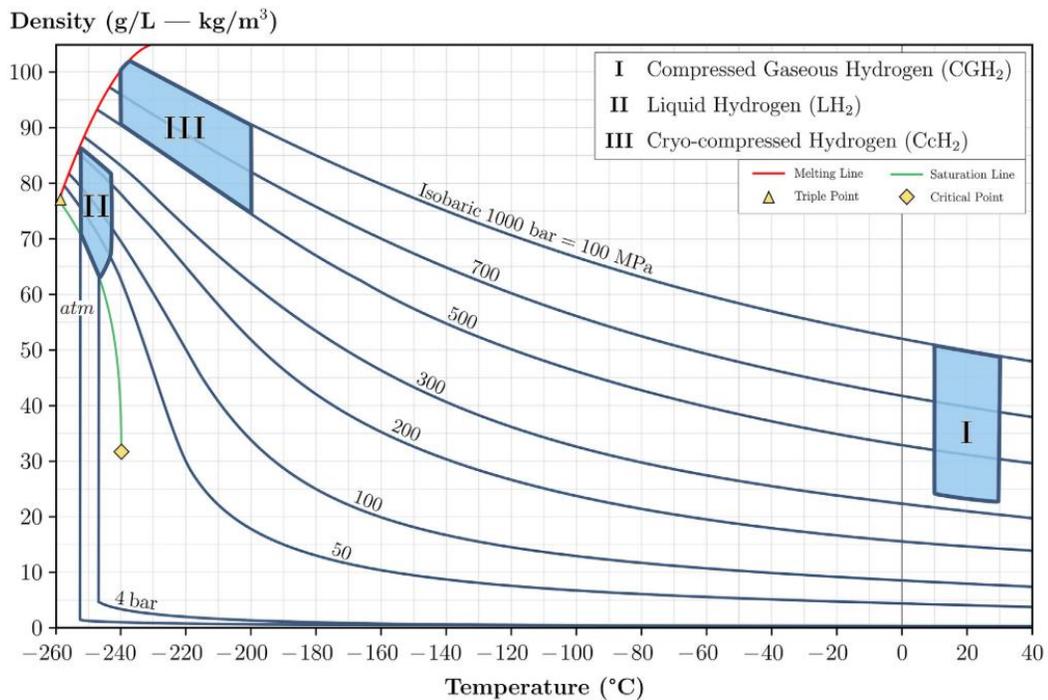


Figura 2-4: Métodos de almacenamiento en función de la densidad y temperatura del hidrógeno, según presión y puntos críticos. Fuente: extraída de [26].

## 2.4. Power-to-X

Power-to-X (PtX) refiere a la transformación de electricidad a productos "X", sean estos hidrógeno (*Power-to-Hydrogen* o *PtH*), combustibles sintéticos (*Power-to-Fuels* o *Power-to-Liquids*, entre otros) o productos químicos como amoníaco (*Power-to-Ammonia*). Para pertenecer a los productos denominados verdes, la electricidad utilizada debe provenir de fuentes renovables, como energía solar, eólica, hidráulica, geotermia o biomasa. Luego, el hidrógeno verde se obtiene mediante electrólisis del agua utilizando electricidad proveniente de energías renovables [27].

El hidrógeno se puede obtener a partir de distintos procesos: disociación química del agua (procesos electrolíticos), a partir de microorganismos como bacterias y algas (procesos biológicos), reacciones químicas y calor a partir de fuentes fósiles convencionales o biomasa (procesos termoquímicos), y otros procesos menos desarrollados como la descomposición fotocatalítica del agua. Los procesos termoquímicos han predominado en la industria históricamente, mediante el reformado de CH<sub>4</sub> con vapor (SMR) y la gasificación del carbón o biomasa.

Para la obtención de combustibles sintéticos o productos químicos, se realizan procesos de síntesis entre hidrógeno y carbono o hidrógeno y nitrógeno. En la Figura 2-6 se presentan un diagrama resumen de las tecnologías para obtención de materias primas y combustibles sintéticos.

Uno de los criterios respecto a la elección entre distintos productos energéticos es la relación entre densidad volumétrica y gravimétrica. En la Figura 2-5 se tiene que el hidrógeno líquido y gaseoso tienen más del doble energía específica o densidad gravimétrica que el resto de los combustibles, pero tienen los menores índices de densidad energética o volumétrica, comparado con amoníaco, metanol, diésel, entre otros.

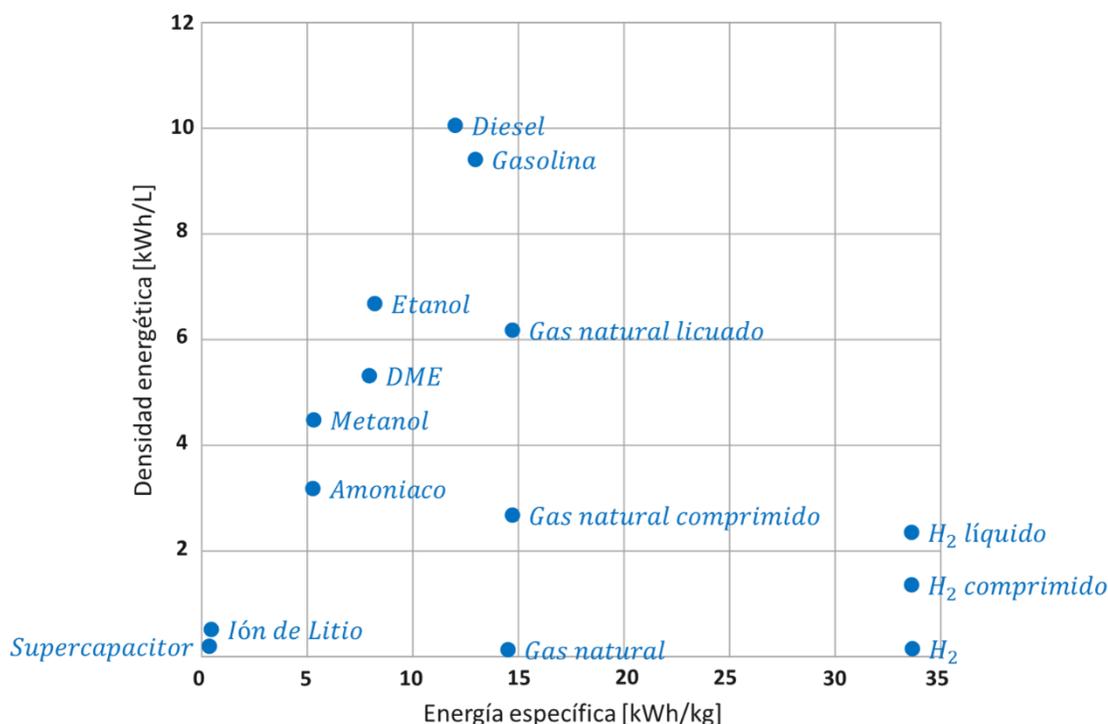


Figura 2-5: Densidad energética kWh/L y energía específica kWh/kg según energético y estado de la materia. Fuente: adaptado de [28].

Una baja densidad volumétrica implica una menor capacidad de almacenamiento y transporte, por tanto, mayores costos y límites de operación. Luego, transportar hidrógeno utilizando amoníaco (mezcla de hidrógeno y nitrógeno:  $3\text{H}_2 + \text{N}_2 \rightarrow 2\text{NH}_3$ ), metanol (mezcla de hidrógeno y dióxido de carbono:  $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$ ) o algún transportador de hidrógeno líquido orgánico (LOHC por sus siglas en inglés) ofrece opciones de transporte de energía a menor volumen.

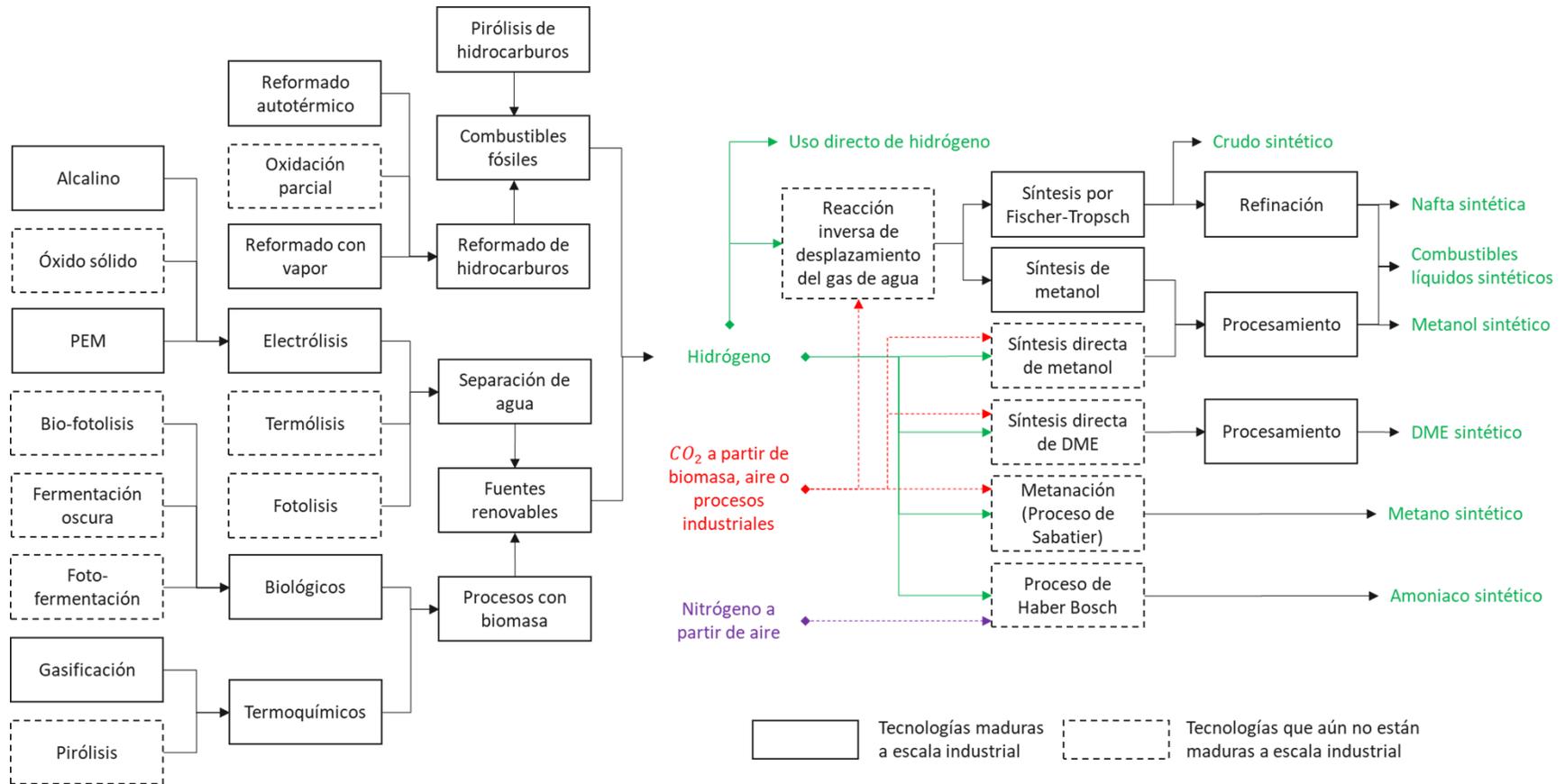


Figura 2-6: Rutas tecnológicas para la producción de hidrógeno y portadores de energía sintéticos o materias primas. Fuente: adaptado de [24].

Para lograr transportar grandes cantidades de energía, un barco típico de GNL puede transportar alrededor de 160.000 m<sup>3</sup>, con 4 tanques de 40.000 m<sup>3</sup> cada uno. Luego, según el volumen total un barco podría lograr transportar hasta 11.328 ton de hidrógeno líquido, 108.800 ton de amoníaco o 126.720 ton de metanol, según los datos presentes en Tabla 2-2 [29].

Tabla 2-2: Propiedades físicas de energéticos Power-to-X y GNL (como referencia), y equivalencias para un tanque de almacenamiento de 40.000 metros cúbicos (m<sup>3</sup>). Fuente: adaptado de [29].

<b>Energético</b>	<b>Densidad volumétrica kg m<sup>-3</sup></b>	<b>Densidad energética MJ kg<sup>-1</sup></b>	<b>Toneladas por cada 40.000 m<sup>3</sup> 10<sup>3</sup> kg</b>	<b>Energía por cada 40.000 m<sup>3</sup> GWh</b>
H <sub>2</sub> a 1 atm	0,1	119,6	3,28	0,1
H <sub>2</sub> a 350 bar	23,3	119,6	932	31,2
H <sub>2</sub> a 700 bar	39,3	119,6	1.572	52,6
H <sub>2</sub> líquido a 1 atm	70,8	119,6	2.832	94,8
Amoníaco	680,0 (108,5 de H <sub>2</sub> )	19,0	27.200 (4.360 de H <sub>2</sub> )	144,7
Metanol	792,0 (100,0 de H <sub>2</sub> )	20,0	31.680 (4.000 de H <sub>2</sub> )	177,4
GNL a 1 atm	456,0	49,4	18.240	252,3

Luego, para llenar uno de estos tanques de 40.000 m<sup>3</sup>, se necesita entre 2.832 – 4.360 toneladas de hidrógeno (dependiendo si se transporta como hidrógeno líquido o amoníaco). Esto equivale al menos a 142 – 218 GWh de electricidad (considerando 50 kWh por cada kg de hidrógeno).

La energía de una central renovable con capacidad 1 GW (1.000 MW) y factor de planta de 30 - 50% (altos factores de planta para generación solar y eólica, respectivamente), es de 216 – 360 GWh/mes. Luego, si quisiéramos llenar un tanque de 40.000 m<sup>3</sup> con amoníaco al mes (218 GWh de electricidad), se necesitaría una capacidad de 1 GW de generación solar, o 0,6 GW de generación eólica. Finalmente, llenar 4 de estos tanques para un barco de 160.000 m<sup>3</sup>, 4 veces al mes, requerirá 16 GW de generación solar, o 9.6 GW de generación eólica.

En conclusión, los productos Power-to-X permiten diversificar las opciones disponibles en los sectores energéticos, pudiendo marcar la diferencia en las distintas etapas de una cadena de suministro: desde la producción, transporte y almacenamiento, hasta nuevos productos y consumos finales.

## 2.5. Intercambios de energía en América Latina y el Caribe

A continuación, se presentará el estado actual de los intercambios de energía entre países de América Latina y El Caribe. Cabe destacar que el concepto es más amplio que las interconexiones de energía eléctrica, ya que en términos de Power-to-X, se podrán considerar ductos, barcos, trenes y camiones. No obstante, la experiencia de colaboración de energía entre países de ALC se concentra en los dos primeros: líneas de transmisión y ductos.

### 2.5.1. Centroamérica - SIEPAC

El SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central) es un proyecto regional que interconecta los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, tal como se presenta en la Figura 2-7, tramo 1. Su objetivo principal es mejorar la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico en la región, reduciendo los costos de electricidad y promoviendo el uso de fuentes de energía renovable. La infraestructura del SIEPAC incluye una línea de transmisión de alta tensión de aproximadamente 1,800 kilómetros y 230 kV, además de estaciones de transformación [16]. Este sistema facilita el comercio de electricidad entre los países miembros y permite aprovechar excedentes de energía, mitigando los impactos de la variabilidad de las fuentes renovables.



Figura 2-7: Líneas de transmisión internacionales del SIEPAC. Fuente: extraída de [16].

De la misma figura, se observan las interconexiones entre México y Guatemala (tramo 2, operativa) y Panamá – Colombia (tramo 3, en estudio). Esta última interconexión considera transmisión con tecnología HVDC y subtramo marino [30]. En Anexo A se presenta en mayor detalle los tramos del sistema interconectado, asociado a la descripción del gráfico anterior.

## 2.5.2. Sudamérica - SINEA, SIESUR y Arco Norte

En la Figura 2-8 se presentan las interconexiones operativas, no operativas y en estudio en Sudamérica. La descripción de cada interconexión se encuentra en la sección Anexo A. Estas interconexiones componen 3 sistemas interconectados [16]:

- El SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) es una iniciativa para la integración eléctrica entre Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. Se tienen interconexiones operativas entre Colombia, Ecuador y Perú, e interconexiones no operativas entre Colombia y Venezuela. También hay interconexiones en estudio, entre las cuales destaca la interconexión entre Panamá y Colombia, pudiendo llegar a conectar a la región con el SIEPAC de Centroamérica.
- El SIESUR (Sistema de Interconexión Eléctrica del Cono Sur) busca interconectar los sistemas eléctricos de Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay. Se tienen interconexiones operativas entre estos países, e incluso centrales compartidas (como la central hidroeléctrica Itaipú). Se destacan nuevas interconexiones en estudio como las presentes a lo largo de Chile y Argentina.
- El Arco Norte es un proyecto que busca interconectar los sistemas eléctricos de las Guayanas (Guyana, Surinam y Guayana Francesa) con Brasil. Hasta el momento solo hay interconexiones en estudio.



Figura 2-8: Líneas de transmisión internacionales en Sudamérica. Fuente: extraída de [16].

### 2.5.3. Gasoductos y oleoductos

En la región también se realizan intercambios de energía basados en combustibles fósiles, principalmente gas natural y derivados del petróleo. Esta experiencia podría facilitar la adaptación o construcción de nuevos gasoductos entre países para el transporte de hidrógeno y sus derivados. En la Figura 2-9 se muestran los gasoductos en Sudamérica, clasificados según su estado de operación, proyecto (diseño) o estudio [16]. También se destacan las zonas de cuencas gasíferas. El detalle de cada gasoducto presente en el gráfico se encuentra en el Anexo C.

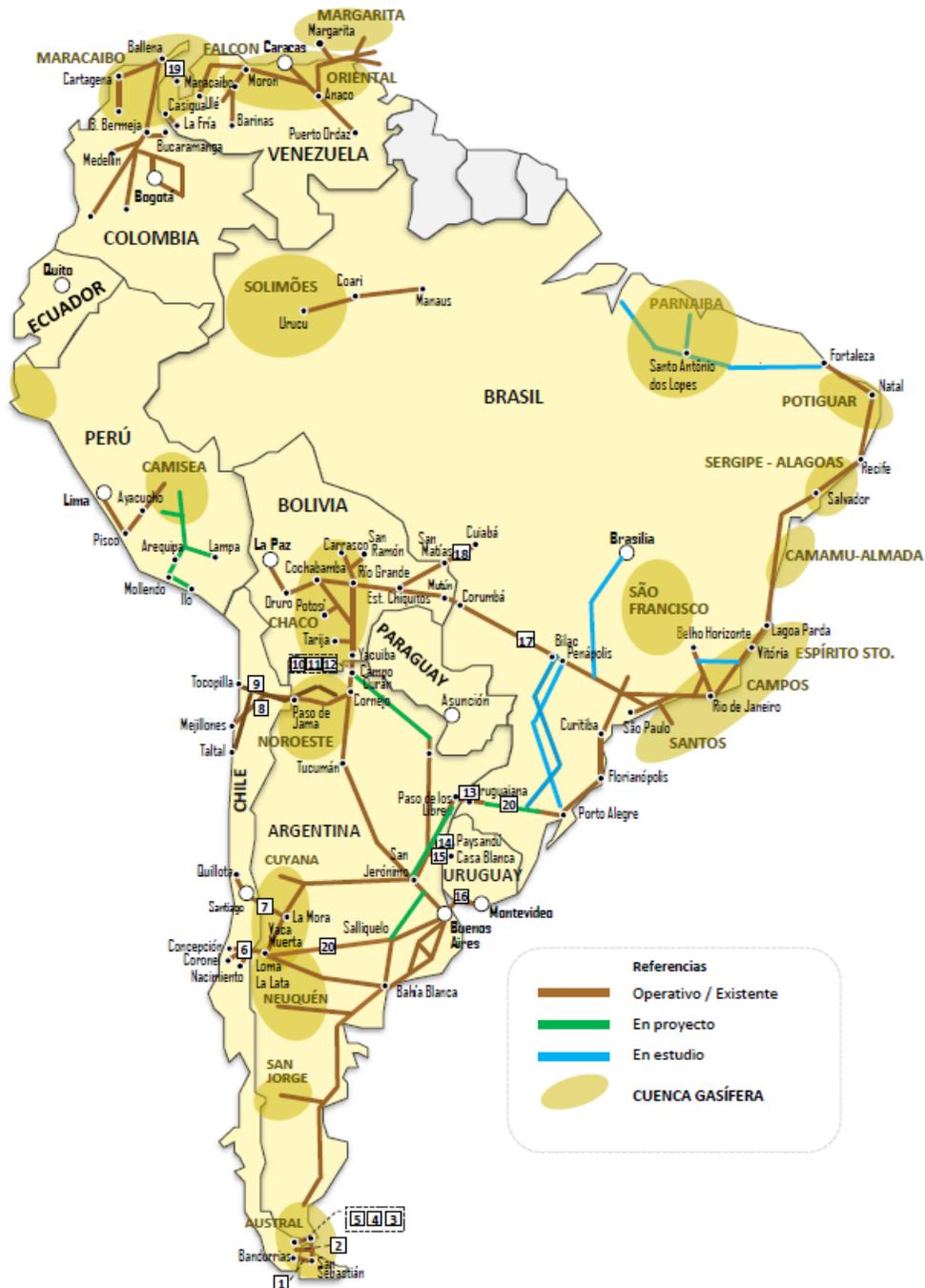


Figura 2-9: Principales gasoductos y cuencas gasíferas en Sudamérica. Fuente: extraída de [16].

## 2.5.4. Barreras e incentivos

Para el desarrollo de nuevas interconexiones existen barreras importantes. Algunas de estas, responden a experiencias previas, y otras corresponden a la necesidad de coordinar regulación, lineamientos políticos, acuerdos de operación e inversión, entre otros. En Tabla 2-3, se presentan algunas de estas barreras, posibles acciones y oportunidades.

Tabla 2-3: Barreras, acciones y oportunidades de la integración regional en ALC. Fuente: adaptado de [21], [31], [32].

<b>Barrera</b>	<b>Descripción de la barrera</b>	<b>Acciones</b>	<b>Oportunidades</b>
Malas experiencias generaron desconfianza	Experiencias negativas en la integración energética han generado problemas de abastecimiento y sobrecostos, causando desconfianza entre actores políticos y técnicos.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Generar un "relato regional" que sustente la integración energética.</li> <li>2) Elaborar documentos que describan las ventajas de la integración.</li> <li>3) Impulsar plataformas subregionales.</li> <li>4) Incluir la integración en la planificación nacional.</li> </ol>	Fortalecimiento de la confianza y cooperación regional.
Incertidumbre sobre mecanismos de implementación	La región no está preparada para la integración de sus sistemas eléctricos, con regulaciones, despachos y aspectos comerciales aún sin resolver.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Realizar foros técnico-políticos para avanzar en los mecanismos requeridos.</li> <li>2) Elaborar documentos que analicen opciones posibles.</li> <li>3) Impulsar plataformas subregionales.</li> <li>4) Incluir la integración en la planificación nacional.</li> </ol>	Desarrollo de un marco regulatorio común y efectivo.
Actores locales con intereses no alineados	La integración energética beneficia a muchos, pero también perjudica a algunos actores locales, limitando significativamente el avance de la integración.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Generar un "relato regional" que sustente la integración energética.</li> <li>2) Describir las ventajas de la integración.</li> <li>3) Procurar soluciones para los afectados.</li> <li>4) Impulsar plataformas subregionales.</li> </ol>	Mitigación de intereses conflictivos y consenso amplio.
Seguridad de suministro y autoabastecimiento	Crisis políticas y económicas pueden llevar a países a priorizar el autoabastecimiento sobre la integración energética.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Crear mecanismos de seguridad conjunta.</li> <li>2) Promover la resiliencia energética compartida.</li> </ol>	Mejora de la seguridad energética regional.
Dependencia energética	Alta dependencia de un solo proveedor o tipo de energía puede obstaculizar la integración.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Diversificar fuentes de energía.</li> <li>2) Establecer acuerdos de suministro diversificados.</li> </ol>	Reducción de la vulnerabilidad energética.

<b>Barrera</b>	<b>Descripción de la barrera</b>	<b>Acciones</b>	<b>Oportunidades</b>
Acuerdos o convenios de interconexión	La falta de acuerdos o convenios firmes puede dificultar la integración.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Facilitar la firma de acuerdos bilaterales y multilaterales.</li> <li>2) Promover el diálogo político y técnico continuo.</li> </ol>	Establecimiento de un marco legal para la integración.
Acceso a financiamiento	Limitación de la capacidad de transporte por falta de inversión.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Buscar financiamiento internacional.</li> <li>2) Promover inversiones público-privadas.</li> </ol>	Aumento de la capacidad de infraestructura.
Diferencia de frecuencia entre países	Diferencias técnicas, como la frecuencia eléctrica (ej. Brasil y demás países), pueden ser un obstáculo.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Implementar convertidores de frecuencia.</li> <li>2) Estandarizar sistemas cuando sea posible.</li> </ol>	Mejora de la compatibilidad técnica entre sistemas.
Falta de simetría regulatoria	Disparidades en las regulaciones entre países dificultan la integración.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Armonizar regulaciones energéticas.</li> <li>2) Crear organismos de coordinación regulatoria regional.</li> </ol>	Creación de un mercado energético regional coherente.
Falta de estabilidad regulatoria	Cambios frecuentes en las regulaciones desincentivan la inversión y la cooperación.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Promover políticas energéticas estables.</li> <li>2) Fomentar acuerdos de largo plazo.</li> </ol>	Aumento de la previsibilidad y la confianza inversora.
Exigencias técnicas de los organismos coordinadores	Exigencias técnicas elevadas pueden ser un obstáculo para la integración.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Facilitar la capacitación y el cumplimiento de normas.</li> <li>2) Ajustar exigencias para permitir mayor participación.</li> </ol>	Incremento de la capacidad técnica y operativa regional.

# Capítulo 3

## 3. Estado del arte en planificación

A continuación, se presenta el estado del arte en materia de planificación energética, Power-to-X e integración regional. Para ello, se proponen tres temas: (1) modelamiento de la integración regional en América Latina y el Caribe (ALC), basado en estudios previos aplicados a la región; (2) estudios enfocados en el hidrógeno verde y Power-to-X, con experiencias relacionadas con la economía, la cadena de suministro y el potencial de descarbonización de las tecnologías asociadas; y (3) modelos energéticos, planificación e integración regional, revisando algunos de los principales modelos energéticos y sus aplicaciones en diversas regiones del mundo

### 3.1. Modelamiento de integración regional en ALC

En el estudio [33] se analiza el potencial de la región de ALC para desarrollar una red eléctrica basada en energías renovables y sugiere un camino hacia la sostenibilidad y la integración regional. El análisis destaca que América Latina posee un abundante potencial en recursos renovables, como la energía solar y eólica, que pueden ser explotados para alcanzar un 80% de participación de energías renovables en la matriz eléctrica regional para el año 2030. Este objetivo es factible sin aumentar significativamente los costos del sistema eléctrico, gracias a la disminución de los costos tecnológicos y la abundancia de recursos. El estudio concluye que la integración eléctrica regional es esencial para aprovechar las economías de escala y la complementariedad geográfica de los recursos renovables.

De forma similar, en [34] se analiza el futuro de la generación y transmisión eléctrica en Latinoamérica con un enfoque en la integración de energía solar y estrategias de descarbonización para el año 2040. Se presentan varios escenarios que consideran la expansión de la capacidad instalada, la integración de energías renovables no convencionales (ERNC) y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En particular, se evalúan las capacidades de almacenamiento necesarias y se analizan los costos y beneficios asociados con diferentes estrategias de transmisión, destacando la importancia de la colaboración regional para optimizar los recursos y reducir los costos operativos y de inversión.

El estudio también sugiere que Latinoamérica tiene un enorme potencial para integrar energía solar y otras ERNC, lo cual podría contribuir significativamente a la reducción de emisiones y a la mejora de la sostenibilidad del sistema energético regional. Se destacan estrategias como el aumento de la capacidad de transmisión internacional y la implementación de políticas de descarbonización que incluyen el retiro gradual de plantas de carbón y diésel. Además, el informe resalta la necesidad de desarrollar tecnologías de almacenamiento eficientes y la importancia de planificar de manera integrada y coordinada a nivel regional para maximizar los beneficios de la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible.

Por su parte, en [35] se evalúa la transición energética en América del Sur hacia un sistema basado en energías 100% renovables, destacando que esta transición no solo es técnicamente viable, sino también la solución más rentable. La transición se apoyará principalmente en la energía solar fotovoltaica y eólica, con el gas como tecnología de transición. Se proyecta que los costos de electricidad disminuirán rápidamente, estabilizándose alrededor de los 32 €/MWh para el año 2035. Brasil, Perú y Chile se perfilan como los principales productores solares, mientras que la hidroenergía actuará como una fuente de flexibilidad comparable a todas las demás tecnologías de almacenamiento combinadas.

Además, el estudio recomienda la creación de un fuerte corredor atlántico, un eje horizontal Brasil-Argentina-Chile y un corredor pacífico más pequeño para la interconexión regional. Se destaca que una mayor resolución espacial en la planificación energética mejora la captura de oportunidades de transmisión en comparación con el almacenamiento local de producción. Asimismo, el potencial de exportación de hidrógeno verde se considera significativo, con escenarios que sugieren incrementos sustanciales en la capacidad instalada y generación eléctrica.

## 3.2. Estudios con enfoque en hidrógeno verde y Power-to-X

En la literatura, también se encuentran distintos estudios sobre hidrógeno y Power-to-X. A continuación, se presentan algunos de estos en contexto del modelamiento y/o análisis de economías, cadena de suministro y potencial de descarbonización de estas tecnologías.

### 3.2.1. Economía de hidrógeno y Power-to-X

En [36] se analiza la evolución hacia economías con alta participación de energías renovables, con un enfoque en Power-to-X en lugar del hidrógeno exclusivamente, donde la electricidad renovable será el principal portador de energía a través de diversas rutas de conversión. Los resultados indican que, para 2050, se necesitarán más de 61,737 TWh de hidrógeno para descarbonizar el sistema energético-industrial global. También se presentan demandas globales de distintos productos Power-to-X, minerales raros y capacidad de electrólisis, desglosadas por industrias energéticas. La electrificación directa es la solución principal, pero los productos Power-to-X son esenciales para demandas energéticas específicas como la producción química, combustibles marinos y de aviación, y la fabricación de acero.

En [37] se cuantifica el impacto del desarrollo del potencial de América Latina para la transición energética a nivel global. El estudio utiliza un modelo integrado de evaluación económica y climática (IAM) para analizar los efectos económicos y climáticos de desarrollar energías renovables en América Latina y la región de Asia-Pacífico. Los resultados muestran que la exportación de energía renovable desde estas regiones genera beneficios económicos a nivel global, pero, paradójicamente, intensifica el calentamiento global en lugar de mitigarlo. Sin embargo, la implementación de políticas que acompañen estas exportaciones, destinadas a desalentar el uso de fuentes de energía contaminantes, puede mitigar el calentamiento global mientras se mantienen significativos beneficios económicos. Además, América Latina podría obtener grandes beneficios de este desarrollo. El estudio también advierte que cualquier retraso en el desarrollo de exportaciones de energía renovable reduce no solo las ganancias económicas durante el período de espera, sino también en los años posteriores al inicio de las exportaciones.

### 3.2.2. Aspectos claves en la cadena de suministro

En [38] se estudian diferentes configuraciones técnicas y estrategias para proyectos de hidrógeno, como configuraciones *on-grid* y *off-grid*, demanda constante o variable, y tecnologías de electrólisis. Considerando como óptimo el mínimo LCOH, los resultados muestran que la demanda variable tiene mayores costos de producción debido a la necesidad de mayor capacidad del electrolizador. También se concluye que un proyecto con generación renovable dedicada solo puede ser competitivo si los precios de la electricidad del mercado aumentan o si aumenta el precio del CO<sub>2</sub>, en contexto del mercado eléctrico de Austria.

En [39] se propone un enfoque óptimo de planificación de capacidad para un sistema industrial de energía múltiple electricidad-hidrógeno (EHMES). Se modela dividiendo la inversión y operación en lados del productor y del consumidor, facilitando la integración mediante el comercio de energía. Se consideran variaciones en los costos de inversión y operación según diferentes capacidades para alinear con escenarios reales. Los resultados muestran que el método propuesto puede configurar efectivamente la capacidad del sistema basándose en la utilización local de energías renovables y costos unitarios variables, con la energía eólica como principal fuente de electricidad verde y el almacenamiento de energía mejorando la utilización de las renovables.

En [40] se presenta un modelo de planificación de dos niveles basado en el riesgo para maximizar la capacidad de alojamiento (HC, por sus siglas en inglés) de las energías renovables mediante la configuración de almacenamiento de hidrógeno estacional (SHS, por sus siglas en inglés) y BESS. Específicamente, el nivel superior aplica un esquema multiobjetivo para maximizar la HC y minimizar simultáneamente el costo de inversión. A su vez, el nivel inferior se basa en maximizar las ganancias del operador del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés) con la implementación de la respuesta a la demanda basada en precios (PBDR, por sus siglas en inglés). Los resultados demuestran que el

empoderamiento de SHS puede promover el consumo entre estaciones del año de las energías renovables, maximizando efectivamente la HC y mejorando la operación económica de los sistemas de distribución.

En [41] se propone un modelo de optimización de sistema energético, integrado y acoplado por sectores de energía eléctrica, gas natural e hidrógeno. Se tiene como resultado que la mezcla de hidrógeno tiene el potencial de iniciar y facilitar el aumento del sector del hidrógeno, mientras que omitir las realidades técnicas de los flujos de gas, particularmente en el contexto de la mezcla, puede resultar en una planificación de expansión subóptima no solo en el sector del hidrógeno, sino también en el sector eléctrico, así como en un sistema operacionalmente inviable.

En [42] se estudian enfoques para integrar la energía eólica marina con procesos PtX, considerando turbinas acopladas a plataformas PtX centralizadas, unidades integradas y estrategias transitorias. Los desafíos técnicos incluyen dimensionar y controlar sistemas de amortiguación de productos y energía, y cumplir con regulaciones ambientales. La simulación dinámica de procesos permite evaluar los aspectos técnicos y económicos sin necesidad de plantas físicas. La investigación muestra que acoplar parques eólicos marinos con procesos PtX es prometedor pero complejo, requiriendo planificación multidisciplinaria para una energía sostenible y protección climática.

En [43] se revisan los desarrollos más recientes de los sistemas *Power-to-Hydrogen-to-Power* (P2H2P): conversión de energía a hidrógeno, su almacenamiento, transporte y re-electrificación, con énfasis en sus características técnicas, nuevos enfoques de modelado y desafíos de implementación. Propone que las principales oportunidades de uso están asociadas a la eficiencia de costos y la innovación, el acoplamiento de sectores y la reducción de la dependencia de la red.

### 3.2.3. Potencial de descarbonización

En [44] se propone una planificación coordinada en dos etapas del sistema de energía integrada de electricidad-hidrógeno (EHIES) para reducir las emisiones de carbono y mejorar la eficiencia operativa. La primera etapa se enfoca en minimizar costos de inversión, pérdidas de red, desviaciones de voltaje y emisiones de carbono a lo largo del ciclo de vida, utilizando el método de evaluación del ciclo de vida (LCA) para cuantificar las emisiones. En la segunda etapa, se calcula la responsabilidad de las emisiones de carbono por unidad de electricidad y se optimizan los costos de operación mediante el método de dirección alternante de multiplicadores (ADMM). La validación con la red de distribución de energía de 33 nodos de IEEE y sistemas de gas natural de 6 nodos muestra que la planificación coordinada reduce el costo operativo total en un 3.81% y disminuye las emisiones de carbono en un 15.89% en comparación con la planificación independiente.

En [45] se analiza el potencial de reducción de emisiones de nueve rutas de *Power-to-X*: hidrógeno, amoníaco, acero, metano, gas sintético, metanol, combustibles sintéticos (diésel, gasolina, DME, jet fuel), plásticos y comida. Los resultados muestran que el uso directo del hidrógeno o su conversión para producir acero, biogás, proteínas o amoníaco puede reducir más de 10 kg de CO<sub>2</sub> por kg de H<sub>2</sub>, siempre que se utilicen fuentes de energía bajas en carbono. También se encontró que la co-electrólisis (electricidad y calor, como en el uso de tecnología de electrólisis SOEC) ofrece mayores ahorros de emisiones debido a su menor consumo eléctrico en comparación con los electrolizadores de baja temperatura, aunque tiene un nivel de preparación tecnológica bajo para producción a gran escala.

### 3.3. Modelos energéticos, planificación e integración regional

A continuación se presentan algunos de los principales modelos energéticos y sus aplicaciones, relacionados con la planificación energética y la evaluación técnico-económica del potencial del hidrógeno verde y/o Power-to-X.

#### 3.3.1. PyPSA

PyPSA (*Python for Power System Analysis*) es un modelo de simulación de sistemas de energía eléctrica de código abierto, que permite modelar y analizar la operación y planificación de redes eléctricas a nivel de todo el sistema, desde la generación hasta la demanda, incluyendo la transmisión y distribución de la energía eléctrica [46].

Entre las principales características de PyPSA se encuentran:

- Permite la simulación de sistemas eléctricos de diferentes escalas y complejidades, desde pequeñas redes de distribución hasta sistemas eléctricos interconectados de gran escala.
- Soporta la inclusión de fuentes de energía renovable, almacenamiento de energía, cargas variables y otros componentes importantes del sistema eléctrico.
- Permite la optimización de la operación y planificación del sistema eléctrico, por ejemplo, para minimizar los costos o reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Cuenta con una amplia gama de herramientas para el análisis de la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, así como para el análisis de la calidad de la energía y la protección del sistema eléctrico.

Es posible definir la resolución temporal de la simulación, lo que significa que se puede simular el sistema eléctrico en pasos de tiempo que van desde segundos hasta horas, días o incluso años. La resolución temporal adecuada dependerá de los objetivos de la simulación y de la complejidad del sistema eléctrico que se está simulando.

El hidrógeno verde se puede incluir como una fuente de energía renovable y se puede modelar su producción, almacenamiento y uso en la red eléctrica. Además, PyPSA tiene la capacidad de simular la integración del hidrógeno verde en la red eléctrica junto con otras fuentes de energía renovable, como la energía eólica y solar fotovoltaica, y puede optimizar la operación del sistema para minimizar los costos y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

#### 3.3.2. SCOPE

SCOPE es un modelo de código abierto desarrollado por el Instituto Fraunhofer de Economía de la Energía y Tecnología de Sistemas Energéticos (Fraunhofer IEE). Permite simular el funcionamiento y la integración de sistemas de energía renovable en la red eléctrica, incluyendo la generación distribuida, el almacenamiento de energía y la gestión de la demanda. También permite simular diferentes componentes de los sistemas de energía renovable, como paneles solares, turbinas eólicas, baterías y sistemas de control. Utiliza datos meteorológicos y de carga para simular el funcionamiento de los sistemas en diferentes escenarios, permitiendo evaluar el impacto de diferentes políticas y tecnologías en la integración de la energía renovable en la red eléctrica [47].

Utilizando el modelo SCOPE-SD, Fraunhofer IEE desarrolló una aplicación WebGIS gratuita, llamada PtX-Atlas, que presenta simulaciones de alta resolución temporal-espacial de oportunidades Power-to-X [48]. Se evalúa el potencial de producción de combustibles a partir de energías renovables solar y eólica en países fuera del Área Económica Europea a lo largo de 14 rutas de producción de Power-to-X. Se considera el hidrógeno, metano, metanol, combustibles Fischer-Tropsch y amoníaco, empleando dos tecnologías de electrólisis diferentes.

Los principales resultados, además de la metodología utilizada, se encuentra en [49]. Los resultados muestran que muchas regiones del mundo son adecuadas para producir Power-to-X, con una capacidad de

hasta 120,000 TWh<sub>LHV</sub>/año de hidrógeno o 87,000 TWh<sub>LHV</sub>/año de combustibles líquidos. De 97 países con potencial, Estados Unidos, Australia y Argentina son los más destacados.

Se tienen los costos de producción más bajos en Chile, Argentina, Venezuela y Mauritania, con un mínimo de 42.3 €/MWh<sub>LHV</sub> para hidrógeno gaseoso y 84 €/MWh<sub>LHV</sub> para combustibles Fischer-Tropsch. Los sitios de energía eólica pura son los más económicos, mientras que los sitios híbridos de eólica y fotovoltaica presentan costos ligeramente más altos. Los costos de transporte para combustibles líquidos afectan la competitividad, favoreciendo los hidrocarburos líquidos o el amoníaco sobre el hidrógeno para largas distancias.

La aplicación PtX-Atlas ofrece un análisis específico para cada país de sus características de producción y costos, de forma gráfica y con paneles interactivos, tal como se presenta en la Figura 3-1.

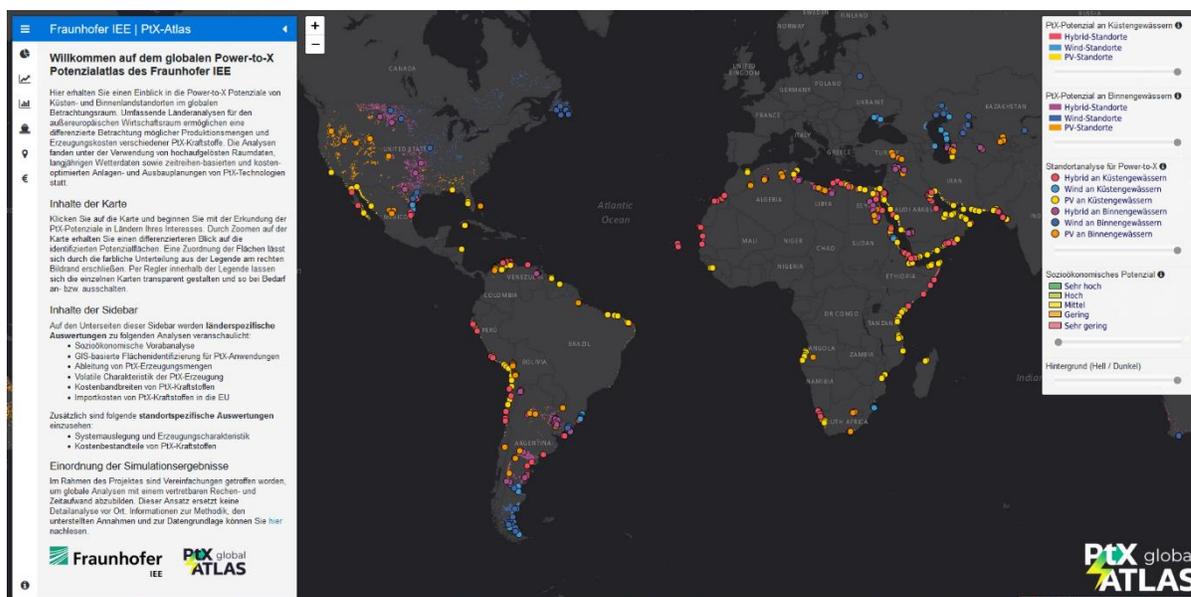


Figura 3-1: Imagen referencial de la aplicación PtX-Atlas. Fuente: extraída de [48].

El contenido del mapa corresponde a la identificación de áreas potenciales de PtX según fuente hídrica (agua continental u oceánica) y según recursos energéticos renovables (generación solar fotovoltaica, eólica e híbrida). Además, se descartan zonas según criterios de exclusión, tales como presencia de zonas forestales o reservas, zonas de alto costo de inversión en generación (mediante LCOE eólico y solar fotovoltaico), presencia de ciudades, lejanía a puertos o gasoductos, entre otros.

A partir de lo anterior, se identifican hasta 5 puntos de mayor potencial de cada país, para cada tecnología y fuente hídrica. Estos puntos o emplazamientos se utilizan para la planificación de tecnologías PtX mediante series temporales y optimización de costos.

En las secciones de la barra lateral, se tienen los siguientes análisis específicos de cada país:

- i) Análisis socioeconómicos preliminares a nivel de país.
- ii) Identificación de terrenos basado en GIS para aplicaciones PtX.
- iii) Derivación de las cantidades de generación de PtX.
- iv) Características volátiles de la generación de PtX.
- v) Rangos de coste de los combustibles PtX.
- vi) Costes de importación de combustibles PtX a la Unión Europea.

Además, se pueden ver las siguientes evaluaciones específicas de cada emplazamiento:

- i) Diseño del sistema y características de generación.
- ii) Componentes del coste de los combustibles PtX.

En Figura 3-2 se puede observar un diagrama metodológico del PtX Atlas, donde se destacan los distintos análisis de información que llevan a seleccionar los puntos de mayor potencial de cada país.

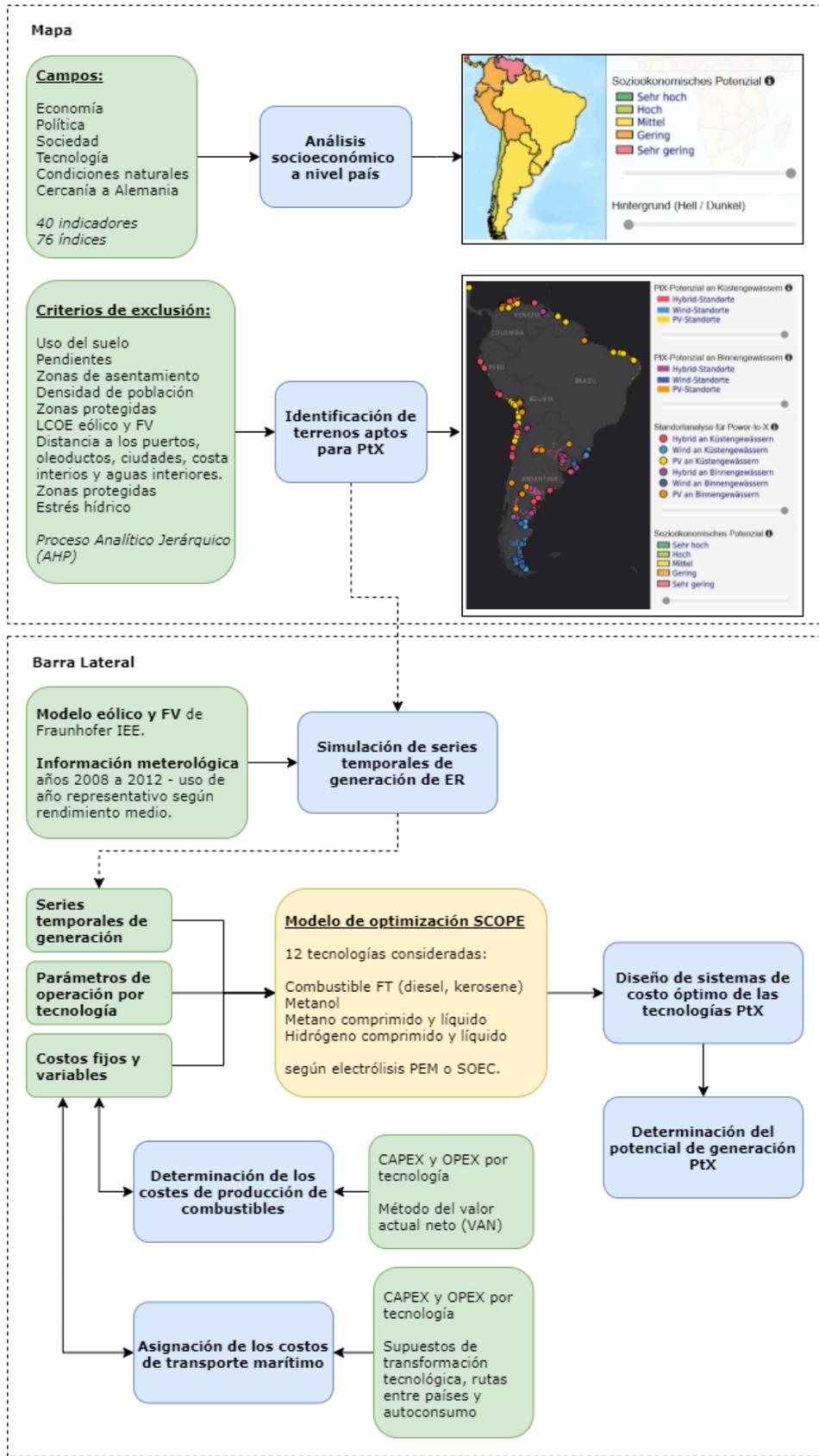


Figura 3-2 Diagrama metodológico del PtX Atlas.

### 3.3.3. EMPRISE

EMPRISE, también desarrollado por Fraunhofer IEE, es un modelo y marco de optimización diseñado para ayudar en la toma de decisiones robustas en sistemas energéticos bajo incertidumbre, utilizando programación estocástica. Se destaca su capacidad para integrar incertidumbres estratégicas y operativas en la planificación de sistemas energéticos hacia la neutralidad climática. EMPRISE permite crear árboles de escenarios y usa algoritmos como *Progressive Hedging* para descomponer problemas complejos. La metodología está disponible como software de código abierto en GitHub [50].

### 3.3.4. LEELO

El modelo LEELO es una herramienta diseñada para encontrar la mezcla óptima de tecnologías de almacenamiento de energía en un sistema eléctrico basado en fuentes 100% renovables. Minimiza los costos de inversión y operación del sistema. El modelo tiene un horizonte de planificación de un año con una resolución horaria y representa el sistema eléctrico a través de múltiples nodos, utilizando un modelo de transporte para simular el sistema de transmisión y la cascada de centrales hidroeléctricas. Se formula como un programa lineal y se resuelve mediante el algoritmo de punto interior en GAMS, considerando diferentes servicios del sistema eléctrico, como reservas de potencia operativa y autonomía energética, para gestionar la incertidumbre en la generación renovable [51].

En [35] se utiliza el modelo LEELO aplicado a Sudamérica con alta resolución temporal y espacial, considerando 30 tecnologías. El análisis revela que la transición energética de Sudamérica se basará principalmente en energía solar fotovoltaica, eólica, gas como tecnología de transición, y energía solar concentrada, requiriendo tecnologías de almacenamiento equivalentes al 10% de la capacidad instalada. Se determinó que una resolución de 30 nodos es adecuada para la región, y se evaluaron escenarios de exportación de hidrógeno verde, mostrando que la producción de hidrógeno puede reducir los costos eléctricos al actuar como una fuente de flexibilidad. El hidrógeno verde se produciría principalmente en Chile, Argentina y el noreste de Brasil. Los resultados sugieren que la transición a energías renovables es técnica y económicamente viable, con costos de electricidad esperados de 32 €/MWh a partir de 2035 sin necesidad de combustibles fósiles adicionales.

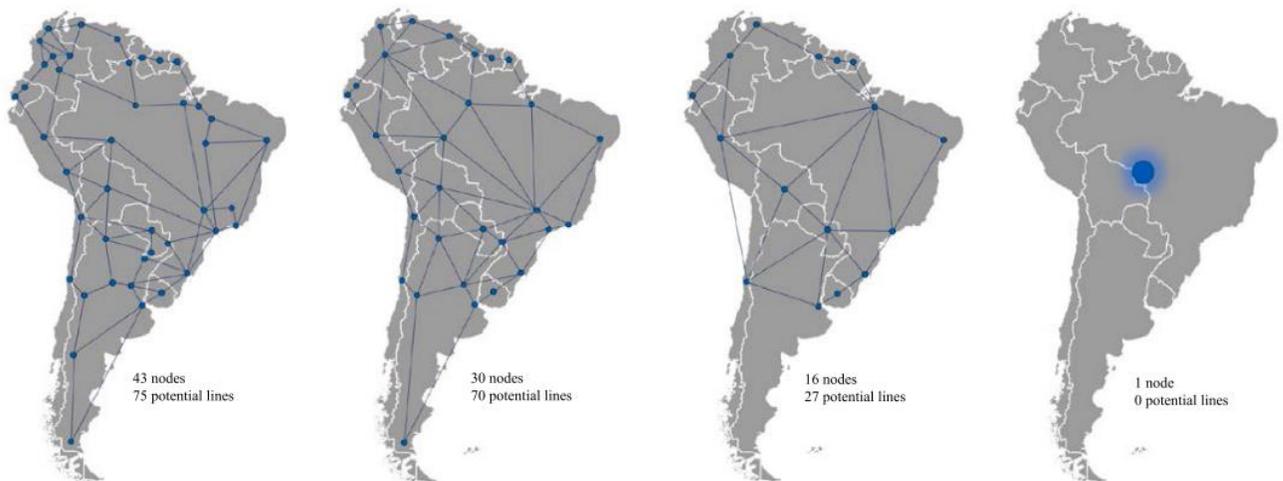


Figura 3-3: Distribución espacial de los escenarios simulados para Sudamérica. Fuente: extraída de [35].

### 3.3.5. REMix

El modelo REMix (Renewable Energy Mix) es una herramienta de optimización de sistemas energéticos desarrollada por el DLR desde 2005, diseñada para mapear y optimizar sistemas energéticos futuros a nivel nacional e internacional. REMix integra diversas tecnologías para la conversión, almacenamiento y transporte de energía, considerando tanto fuentes renovables como fósiles. El modelo permite la producción de combustibles sintéticos basados en electricidad, como hidrógeno, metano e hidrocarburos líquidos, y contempla el desacoplamiento temporal entre la generación y la demanda a través de diversas formas de almacenamiento y gestión de carga, incluyendo la carga controlada de vehículos eléctricos. Además, REMix modela de manera simplificada el transporte de energía entre regiones a través de redes de transmisión de corriente alterna, líneas de transmisión de corriente continua de alta tensión y oleoductos. En la Figura 3-4 se presenta la estructura del modelo.

REMix ofrece una gran flexibilidad en términos de alcance geográfico, temporal y tecnológico, lo que permite la optimización de sistemas complejos con cientos de nodos de red y múltiples tecnologías. El modelo es capaz de evaluar la interacción entre tecnologías con una resolución horaria, y determinar la expansión y operación de menor costo para el sistema energético bajo diferentes escenarios. REMix también permite optimizar trayectorias de transformación en el tiempo y ofrece enfoques de previsión perfecta o continua. Su desarrollo se enfoca en la representación integral de la integración sectorial, la resiliencia del sistema, la seguridad del suministro, la optimización multicriterio y la reducción de los tiempos de solución mediante el uso de computadoras de alto rendimiento y solucionadores paralelos [52].

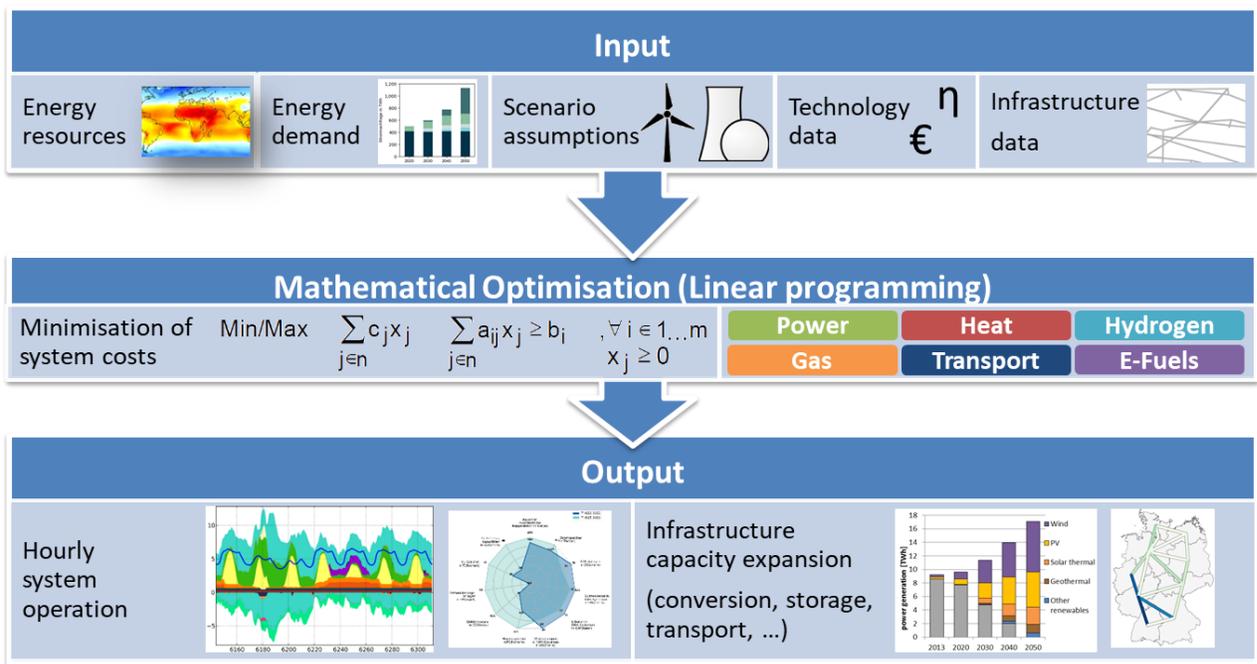


Figura 3-4: Estructura del modelo de optimización de sistemas energéticos REMix. Fuente: extraído de [52].

En [53] se estudia la forma de proporcionar energía renovable a los sectores de electricidad, calefacción, transporte e industria en Europa. Se centra en el papel crucial del hidrógeno verde y el metano como portadores de energía para alcanzar estas metas climáticas. Para explorar las alternativas, los autores utilizan el modelo REMix, analizando diferentes escenarios estratégicos en Europa y las limitaciones en la expansión de redes de tuberías y eléctricas. Los resultados sugieren que es posible alcanzar la soberanía energética en Europa, aunque a un costo ligeramente mayor que si se colaborara más estrechamente con regiones como las Islas Británicas o el Magreb. Además, el estudio destaca que evitar cualquier expansión de la red podría aumentar significativamente los costos.

### 3.3.6. LUT Energy System Transition Model

El modelo de transición de sistema energético de LUT (*Lappeenranta-Lahti University of Technology*) es una herramienta de optimización lineal diseñada para simular la transición de los sistemas energéticos desde los combustibles fósiles hacia fuentes de energía renovable. Funciona con una resolución horaria completa, lo que proporciona una alta precisión al capturar las fluctuaciones en el suministro y la demanda de energía. El modelo integra múltiples sectores—energía eléctrica, calor, transporte e industria—y optimiza la estructura y operación del sistema para minimizar los costos totales. Incluye tecnologías como Power-to-X y está diseñado para manejar sistemas complejos, como aquellos que requieren almacenamiento o ajustes estacionales [54].

El modelo calcula la configuración de menor costo para la generación, almacenamiento y consumo de energía, considerando los costos de inversión y operativos. Su característica única es la integración de los sectores energéticos, lo que mejora la flexibilidad y la eficiencia del sistema. Esta integración sectorial permite un uso más eficiente de la energía renovable, reduciendo costos y emisiones, y facilitando la transición hacia un sistema de energía 100% renovable para 2050, incluso en regiones con climas adversos, como Kazajistán [55].

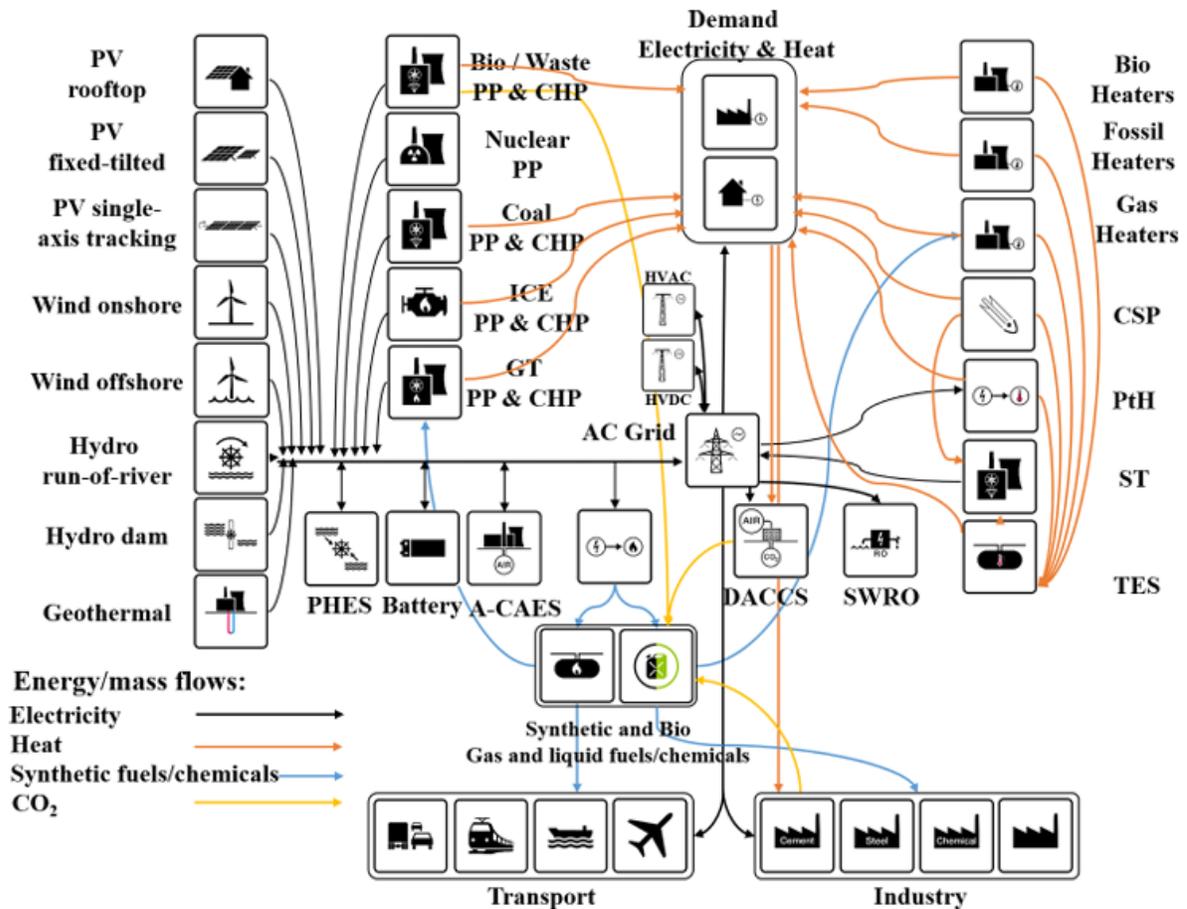


Figura 3-5: Estructura del sistema integrado del modelo energético de LUT. Fuente: extraída de [55].

### 3.3.7. PLEXOS

PLEXOS se describe como una herramienta utilizada para la simulación y análisis de mercados energéticos, permitiendo la integración de múltiples flujos de datos en modelos unificados que abarcan diferentes escalas temporales. Específicamente, PLEXOS facilita la co-optimización de recursos como energía renovable, almacenamiento y gas, lo cual es relevante en estudios relacionados con la transición energética y la planificación de sistemas integrados. Además, la plataforma ofrece capacidades para realizar simulaciones detalladas en contextos tanto nodales como zonales, abarcando desde la planificación a largo plazo hasta la operación a corto plazo.

En [56] se evalúa la competitividad de producir hidrógeno verde en Arabia Saudita y Alemania utilizando una metodología PtX que optimiza simultáneamente la generación de electricidad y de electrolizadores. El estudio compara la producción local de Alemania con la importación desde Arabia Saudita, y concluye que, incluso considerando el costo de envío, Arabia Saudita es competitiva y presenta menores costos de inversión.

En [33] se utiliza el modelo PLECO para representar la integración regional eléctrica de América Latina, evaluando escenarios de interconexiones y de alta integración de energías renovables. Los principales resultados muestran el potencial de descarbonización de la región, y cómo la integración podría favorecer las sinergias entre distintas fuentes energéticas de los países de la región.

### 3.3.8. GeoH2

El modelo GeoH2 permite el análisis geoespacial de los costos de producción, almacenamiento transporte y conversión de hidrógeno según demanda de una ubicación específica. Mediante optimización, permite a los usuarios identificar las ubicaciones de menor costo, considerando un mix de generación eólica, solar fotovoltaica y almacenamiento con baterías. Respecto a la demanda de hidrógeno, el modelo considera restricciones de almacenamiento y suministro constante necesario para facilitar el uso en la industria, contrario a los modelos donde la producción es completamente flexible [57].

Se implementa caso de estudio para Namibia, con puesta en marcha de producción al año 2030. En la Figura 3-6 se presenta el resultado de los costos nivelados por hexágonos.

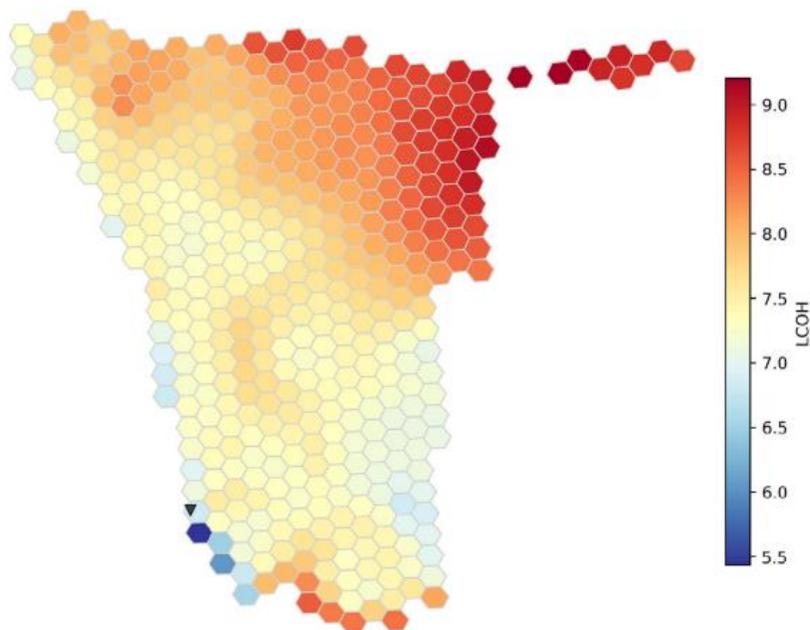


Figura 3-6: Resultados de costo nivelado de hidrógeno en Namibia, según modelo GeoH2. Fuente: extraída de [57].

### 3.3.9. Propuestas metodológicas y de modelos de optimización

En software GAMS se han implementado diversos modelos energéticos. En [58] se propone un marco de optimización para la transición del sector de calefacción en Gran Bretaña, enfocándose en las decisiones sobre infraestructura de hidrógeno. Se desarrolla un modelo evolutivo de programación lineal entera mixta (MILP) espacialmente explícito para minimizar el costo total del sistema considerando decisiones de inversión y operación. Los resultados indican que, dado que el costo depende en gran medida del precio del gas natural, la capacidad de electrólisis del agua aumenta significativamente cuando sube el precio del gas. Además, la introducción de una política de impuesto al carbono puede conducir a menores emisiones netas de CO<sub>2</sub>.

Software MATLAB también ha sido utilizado para distintos estudios de planificación energética o redes de electricidad-hidrógeno. En [44] se modela una red de distribución de 33 nodos de IEEE y sistema de gas natural de 6 nodos, para implementar una planificación coordinada en dos etapas del sistema de energía integrada de electricidad-hidrógeno. Esto con el objetivo de reducir las emisiones de carbono y mejorar la eficiencia operativa. En [59] se estudia la planificación de la operación de una microrred que optimiza la sinergia multiescala de almacenamiento de energía a corto y largo plazo. Considera programación entera mixta de múltiples etapas (MS-MIP) y programación dinámica de enteros duales estocásticos (SDDiP).

Finalmente, el lenguaje de código Python también ha permitido implementar nuevas propuestas de modelos energéticos. En [60] se estudia la planificación y optimización de operaciones para un sistema de energía integrada electricidad-hidrógeno, considerando la degradación y las operaciones en múltiples escalas de tiempo de los dispositivos de almacenamiento para minimizar los costos del ciclo de vida. Para mitigar los desafíos computacionales, el modelo de planificación adopta un marco de Periodo de Tiempo Representativo (RTP), y se desarrolla un modelo de operación inter temporal para coordinar las operaciones de almacenamiento de baterías e hidrógeno. Se utiliza un área industrial en Cixi, sudeste de China, como caso de estudio.

### 3.3.10. Otros modelos energéticos

Se han identificado otros modelos energéticos que integran electricidad, hidrógeno y otros productos, pero que no han sido utilizados para la planificación nacional o internacional de estas tecnologías.

El modelo EnergyPLAN analiza el impacto energético, ambiental y económico de estrategias, comparando opciones en lugar de buscar una solución "óptima", clasificándolo como una herramienta de simulación. Se enfoca en el "punto final" del sistema energético futuro, modelando tecnologías como la gasificación de biomasa y combustibles sintéticos, mientras que las actuales se modelan de forma agregada. Optimiza la operación de un sistema energético según las entradas y salidas definidas por el usuario [61].

En [62] se utiliza el modelo EnergyPLAN para desarrollar una estrategia energética en Campania, Italia, según los objetivos europeos de reducción de emisiones de GEI para 2050. Propone un escenario que integra extensivamente fuentes de energía renovable, especialmente usando tecnologías Power-to-Gas para convertir el excedente en hidrógeno para el sector del transporte.

ETHER es un modelo que optimiza la producción, transporte y uso de energía y gas. Respecto al hidrógeno, incluye desde la generación renovable hasta el uso final. Dado que el modelo busca la optimización de costos, los flujos comerciales están determinados exclusivamente por el costo de entrega. El horizonte temporal va desde un año hasta varias décadas y divide el análisis en 34 regiones: los países del G20 y otros países que podrían ser actores clave [63].

El modelo OseMOSYS es un modelo de código abierto que busca estimar el menor valor presente neto del costo de un sistema de energía para cumplir la demanda de energía o servicios de energía dados. Incluye sectores como la generación de electricidad, producción de calor y la utilización de combustibles en transporte. Considera costos de capital y de operación, valor residual y capacidades de las tecnologías, balances de energía, emisiones y penalizaciones, entre otros. La resolución temporal del modelo puede ser ajustada, indicando la cantidad de divisiones en el año que se desean [64].

En [65] se utiliza el modelo Calliope para (comparar distintos métodos de reducción de resolución temporal para mejorar la manejabilidad computacional). Este modelo determina capacidades instaladas y la operación hora a hora de todas las plantas. Está basado en el marco de modelado de nodos de energía. Utiliza tecnologías y ubicaciones para suministrar, almacenar, transmitir o demandar energía, equilibrando la oferta y demanda de electricidad de un sistema. El modelo informa los costos nivelados (LCOE) para cada tecnología y también obteniendo los LCOE del sistema mediante un promedio ponderado. El objetivo de Calliope es minimizar el costo total del sistema, con decisiones tomadas desde la perspectiva de un planificador central.

El modelo PRIMES es un modelo energético de gran escala que proyecta demanda, oferta, precios e inversiones futuras en todo el sistema energético, incluyendo también las emisiones. Optimiza múltiples objetivos, como la reducción de emisiones de GEI, la eficiencia energética y las metas de energías renovables, y proporciona simulaciones paneuropeas de los mercados internos de electricidad y gas. Este modelo maneja también distorsiones del mercado, barreras a decisiones racionales y problemas de coordinación del mercado, teniendo en cuenta costos totales y necesidades de inversión en infraestructura.

Cubre un horizonte temporal hasta 2070 en intervalos de 5 años y abarca todos los estados miembros de la UE28 y otros países europeos. Está diseñado para analizar interacciones dentro de un sistema energético con múltiples agentes y mercados, formulando decisiones basadas en la maximización de utilidad, minimización de costos y equilibrio de mercado [66].

TIMES es un generador de modelos económicos para sistemas energéticos locales, nacionales, multirregionales o globales, que ofrece una base amplia en tecnologías para representar la dinámica energética en un horizonte temporal en múltiples periodos. En general se aplica al sector energético completo, pero también puede estudiar sectores individuales como la electricidad o el calor. Esta herramienta optimiza el suministro de servicios energéticos al mínimo costo global, tomando decisiones simultáneas sobre inversión y operación de equipos, suministro de energía primaria y comercio de energía para cada región.

El modelo utiliza estimaciones proporcionadas por el usuario sobre la demanda de servicios energéticos, existencias de equipos energéticos y características de futuras tecnologías, así como fuentes y potenciales de energía primaria. TIMES es un modelo verticalmente integrado que abarca no solo cuestiones energéticas, sino también emisiones ambientales y materiales relacionados. Es adecuado para analizar políticas energéticas y ambientales, representando tecnologías y combustibles con precisión en todos los sectores. En TIMES, las cantidades y precios de los diversos productos están en equilibrio, maximizando el excedente económico total [67].

Urbs es un modelo de optimización para la planificación de la expansión de capacidad y el compromiso de unidades para sistemas de energía distribuida. El modelo puede adaptarse a múltiples escalas, desde barrios hasta continentes. El enfoque está en el dimensionamiento y uso óptimo de almacenamiento. Encuentra el mínimo costo del sistema de energía para satisfacer la demanda [68].

Minpower es otro modelo de código abierto relativo al sector eléctrico que trabaja los problemas de despacho económico, flujo óptimo de energía y compromiso de unidad, determinando la mejor forma de satisfacer la demanda minimizando costos operativos. Considera capacidades instaladas de generación y restricciones operativas de las plantas, así como las rampas de encendido y apagado, costos de arranque y limitaciones de combustible. Incorpora también la variabilidad de fuentes renovables y de la demanda. De forma predeterminada su resolución es horaria, pero esta es ajustable a valores arbitrarios [69].

PowerGAMA es una herramienta de simulación ligera basada en Python para el análisis de alto nivel de integración de energías renovables en los grandes sistemas de energía. Es de código abierto y permite explorar diferentes escenarios futuros con integración de energías renovables a gran escala. Optimiza el despacho de generación para cada intervalo en la ventana temporal indicada. Considera la generación variable solar, eólica e hidroeléctrica, además de la demanda variable [70].

### 3.4. Resumen comparativo de modelos energéticos, de planificación e integración regional

En la Tabla 3-1 se presenta un resumen comparativo de algunos de los principales modelos identificados, en materia de planificación energética, con opciones de integración regional.

Tabla 3-1: Resumen comparativo de modelos energéticos.

General modelo	Aplicación en ALC			Modelo energético					Power-to-X				
	Integración regional	Subregión o solo algunos países	Otro(s) continente(s)	Resolución temporal	Desagregación espacial	Datos georreferenciados	Análisis técnico económico	Acoplamiento entre sectores	Diferentes productos PtX	Modos de transporte terrestre	Transporte marítimo	Almacenamiento de Power-to-X	Mercado de exportación
<b>PyPSA</b>	-	✓	✓	h	n	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	x
<b>REMIx</b>	-	✓	✓	h	c	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	x
<b>LEELO</b>	✓	-	-	h	c	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	x
<b>SCOPE</b>	-	-	✓	h	a	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	x
<b>EMPRISE</b>	-	-	✓	h	a	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	x
<b>LUT Energy Model</b>	-	-	✓	h	a	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
<b>PLEXOS</b>	✓	✓	✓	h	c	✓	✓	x	x	x	x	x	x
<b>OSeMOSYS</b>	-	✓	✓	h	c	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	x
<b>GeoH2</b>	-	-	✓	h	a	✓	✓	x	✓	✓	x	✓	x
<b>PtXLAC</b> (modelo propuesto)	✓	-	-	b	r	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Temporal: h:hora, b:bloque, m:mes, a:año.

Espacial: a: áreas (hexágonos, 10x10 km, etc), c:comuna o barra (subestación eléctrica), r:regional, n: nacional

# Capítulo 4

## 4. Metodología propuesta

Este capítulo expone una metodología progresiva para adquirir información crucial en la toma de decisiones. Su enfoque primordial se centra en la representación holística del desarrollo o planificación de una región, abordando uno o múltiples escenarios de interés.

### 4.1. Visión general

La metodología propuesta se centra en la representación integral de operaciones dentro y entre zonas, considerando costos, eficiencias, demandas y recursos. La metodología delineada abarca las siguientes etapas clave, y se presentan en la Figura 4-1:

1. **Compilación de la base de datos:** Corresponde a la recopilación de parámetros del modelo que incluyen recursos, distancias, costos, precios, procesos y otros factores relevantes. Estos parámetros se recopilan meticulosamente e integran en una base de datos cohesiva y centralizada.
2. **Definición de escenarios:** Esta fase implica variar sistemáticamente uno o más parámetros para establecer diversas simulaciones, lo que permite un análisis comparativo entre diferentes escenarios.
3. **Modelo integral de planificación:** Para identificar sinergias entre zonas, se implementa una representación matemática centrada en variables dinámicas relacionadas con la producción, el transporte y el almacenamiento. Este modelo encapsula diversas variables, restricciones y la función objetivo esencial para gobernar el problema de optimización.
4. **Análisis:** Posteriormente, se lleva a cabo una evaluación de las salidas involucradas, utilizando indicadores económicos, distribución tecnológica, niveles de producción y otros factores relevantes.
5. **Propuesta:** Finalmente, basándose en hallazgos clave y análisis, se pueden formular roles, objetivos parciales e impactos económicos sugeridos para los países dentro de la región.

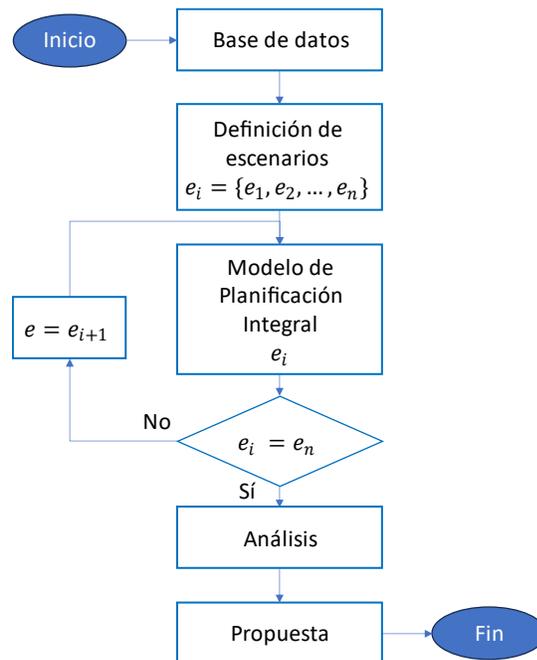


Figura 4-1: Diagrama de la metodología propuesta.

## 4.2. Base de datos

El primer paso fundamental de la metodología propuesta implica la definición de una base de datos compuesta por los parámetros clave del modelo. Esta base de datos se estructura con un enfoque meticuloso en la representación detallada de zonas, conexiones, costos, demandas, procesos y consideraciones temporales. Los parámetros fundamentales utilizados en esta metodología se detallan en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Clasificación e información contenida en base de datos.

<b>Clasificación</b>	<b>Información contenida</b>
<b>Listas o conjuntos de datos</b>	Años, meses, bloques, zonas locales, zonas de exportación, países, modos, conexiones locales, conexiones de exportación, perfiles de ERNC, recursos/productos, procesos.
<b>Zonas locales (ALC)</b>	Zona, ID, ubicación (latitud, longitud), país, continente, asignación de perfil solar y eólico, restricciones: capacidad máxima de generación solar y eólica, disponibilidad de agua oceánica, continental y de captura de carbono.
<b>Zonas de exportación (otros continentes)</b>	Zona, ID.
<b>Países</b>	País, ID, continente, generación de electricidad total y por combustibles fósiles.
<b>Modos de transporte</b>	Modo de transporte, ID
<b>Conexiones locales</b>	Nombre conexión, ID, distancia, zona de inicio y término, disponibilidad de transporte por camión, barco y/o líneas de transmisión, flujos máximos de la conexión para transporte en camión, barco y líneas de transmisión.
<b>Conexiones de exportación</b>	Nombre conexión, ID, distancia, zona de inicio y término, disponibilidad de transporte por camión, barco y/o líneas de transmisión, flujos máximos de la conexión para transporte en camión, barco y líneas de transmisión.
<b>Costo transporte</b>	Modo de transporte, producto, costos anuales proyectados por producto y distancia recorrida.
<b>Pérdidas por transporte</b>	Modo de transporte, producto, pérdida porcentual por distancia recorrida.
<b>Perfiles de ERNC</b>	Perfil ERNC, ID.
<b>Perfiles de generación renovable</b>	Perfil ERNC, mes, bloque, factor de planta porcentual.
<b>Potencial de generación renovable</b>	Zona, perfil ERNC, mes, potencial de energía por capacidad instalada (kWh/kW)
<b>Demanda</b>	Zona, producto, unidad, demanda anual.
<b>Mínimo de exportación</b>	Producto, unidad, factor porcentual anual.

<b>Clasificación</b>	<b>Información contenida</b>
<b>Máximo de exportación</b>	Producto, unidad, factor porcentual anual.
<b>Precio exportación</b>	Zona de exportación, producto, unidad, precio unitario anual.
<b>Recursos</b>	<p>Recurso o producto, factor de planta (producción por capacidad instalada), factor de almacenamiento (almacenamiento por capacidad instalada), eficiencia de carga, descarga de almacenamiento, pérdida porcentual por tiempo en almacenamiento, costos de inversión y operación para producción y almacenamiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anualidad según proyección de costo de inversión, vida útil y tasa de descuento.</li> <li>• OPEX según porcentaje del costo de inversión.</li> </ul>
<b>Procesos</b>	<p>Proceso, producto, unidad, factor de proceso, recurso, unidad recurso, tipo de proceso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 0 – proceso único Ejemplo: 1 MWh electricidad por celdas de combustible utiliza 13.3 ton LH<sub>2</sub>.</li> <li>• 1 - procesos simultáneos Ejemplo: 1 ton H<sub>2</sub> utiliza 50 MWh de electricidad y 10 m<sup>3</sup> de agua pura.</li> <li>• 2 – procesos en paralelo Ejemplo: 1 MWh electricidad equivale a X<sub>1</sub> MWh de electricidad solar más X<sub>2</sub> MWh de electricidad eólica.</li> </ul>
<b>Duración</b>	Mes, bloque, duración en horas.

### 4.3. Definición de escenarios

A partir de la base de datos, es posible definir escenarios mediante la asignación de valores a un conjunto de parámetros. A continuación, se presentan algunos de los escenarios posibles de aplicar en la metodología propuesta.

Tabla 4-2: Tipos de escenarios aplicables en metodología propuesta.

<b>Tipo de escenario</b>	<b>Variables</b>	<b>Modificación en base de datos</b>	<b>Ejemplos</b>
<b>Intercambios energéticos</b>	Uso y disponibilidad de conexiones entre países según modos de transporte	Conexiones locales entre países.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sin intercambios</li> <li>• Intercambios acotados.</li> <li>• Fomento al intercambio (ej: invertir en nuevas conexiones).</li> </ul>
<b>Exportación</b>	Uso de conexiones entre países de la región e importadores según modos de transporte	Conexiones de exportación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sin exportación.</li> <li>• Con exportación.</li> </ul>
<b>Integración demanda eléctrica de la red y producción de hidrógeno</b>	Producción de hidrógeno en horas de superávit de generación eléctrica, o generación eléctrica orientada al autoconsumo de plantas de hidrógeno.	Demanda de electricidad y perfil diario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sin demanda de electricidad de la red.</li> <li>• Demanda de electricidad acotada de la red (horas del día).</li> <li>• Demanda de electricidad completa de la red (perfil diario).</li> </ul>

Luego, la metodología propuesta permite definir sensibilidades, algunas de ellas presentes en la Tabla 4-3. Consisten en variaciones de parámetros, los cuales afectan directa o indirectamente a la función objetivo y/o restricciones del modelo.

Tabla 4-3: Tipos de sensibilidades aplicables en metodología propuesta.

<b>Tipo de sensibilidad</b>	<b>Ejemplos</b>
<b>Precio de exportación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Precios actuales de los productos sin considerar fuentes renovables.</li> <li>• Precios decrecientes por efecto de mayor competencia del mercado.</li> </ul>
<b>Costo de transporte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Variación de costos en transporte marítimo.</li> <li>• Variación de costos en transporte en camiones.</li> </ul>

<b>Costo de tecnologías</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos actuales de tecnologías.</li> <li>• Costos decrecientes (por ejemplo, por efectos de comercialización y avances tecnológicos).</li> <li>• Costos crecientes (por ejemplo, por alta demanda o escasez de recursos primarios).</li> </ul>
<b>Demanda local de electricidad o hidrógeno</b>	<p>Electricidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reemplazo de la generación de electricidad a base de combustibles fósiles por energías renovables.</li> <li>• Aumento de la demanda actual por concepto de electrificación de procesos.</li> </ul> <p>Hidrógeno verde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Baja demanda local.</li> <li>• Demanda local acorde a estrategias nacionales.</li> <li>• Alta demanda local proyectada por concepto de reemplazo de combustibles fósiles en procesos difíciles de electrificar.</li> </ul> <p>Amoniaco, metanol y otros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sin demanda local.</li> <li>• Identificación de usos locales específicos por zonas (por ejemplo: minería, refinería, otros).</li> </ul>
<b>Mínimo y máximo de exportación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mínimos de exportación según estrategias nacionales o proyectos confirmados.</li> <li>• Máximo de exportación según proyecciones de demanda mundial.</li> </ul>
<b>Disponibilidad de agua continental</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prioridad del agua oceánica, utilizando agua continental solo en países sin acceso al mar.</li> <li>• Agua oceánica y tasa máxima de uso de agua continental en zonas interiores.</li> </ul>

#### 4.4. Modelo de planificación

A continuación, se expone el modelo de planificación correspondiente a la metodología propuesta. Se comienzan por presentar conceptos generales que contextualizan la aproximación al problema planteado, seguido por la presentación detallada del modelo matemático de optimización.

##### 4.4.1. Concepto general

Se propone un enfoque centralizado para la expansión de generación, transmisión y planificación Power-to-X. El modelo de optimización cuasi estático de varios años tiene como objetivo minimizar el costo total anual, que comprende costos de inversión, operativos y de energía no suministrada. Además, este modelo ofrece la oportunidad de compensar los costos a través de los ingresos generados por exportaciones. A continuación, se presentan las ecuaciones principales del modelo de optimización:

$$\min_t C^{inversión} + C^{operación} - I^{exportación} \quad \forall t \quad (1)$$

$$\begin{aligned} s.a \quad p_{i,k,t,m,b}^{producto} + \sum_{mt} \sum_j T_{c(j,i),mt,k,t,m,b} + Q_{i,k,t,m,b}^{descarga} + D_{i,k,t,m,b}^{falla} \\ = \sum_{k'} p_{i,k,t,m,b}^{recurso}(k') + \sum_{mt} \sum_j T_{c(i,j),mt,k,t,m,b} + \sum_{mt} \sum_{j_{exp}} T_{c_{exp}(i,j_{exp}),mt,k,t,m,b}^{exp} \\ + Q_{i,k,t,m,b}^{carga} + D_{i,k,t,m,b}^{local} \quad \forall i, k, t, m, b \end{aligned} \quad (2)$$

$$p_{i,k,t,m,b}^{producto} = \begin{cases} \alpha_{r,k} \cdot p_{i,r,t,m,b}^{recurso}(k) \\ \dots \\ \alpha_{r',k} \cdot p_{i,r',t,m,b}^{recurso}(k) \end{cases} \quad \forall p_{i,k,t,m,b}^{producto} = \sum_{r'} \alpha_{r',k} \cdot p_{i,r',t,m,b}^{recurso}(k) \quad \forall i, k, t, m, b \quad (3)$$

$$T_{c_{int}(i,j),mt,k,t,m,b} = (T_{c(i,j),mt,k,t,m,b}^+ + T_{c(i,j),mt,k,t,m,b}^-) \cdot \left(1 + \frac{d \cdot l^{loss}}{2}\right) \wedge T^- \leq 0 \leq T^+ \quad \forall i, j, mt, k, t, m, b \quad (4)$$

$$Q_{i,k,t,m,b}^{SoC} = (1 - l^{loss} \cdot \Delta b) \cdot Q_{i,k,t,m,b-1}^{SoC} + \eta_c \cdot Q_{i,k,t,m,b}^{carga} + \frac{Q_{i,k,t,m,b}^{descarga}}{\eta_d} \quad \forall i, k, t, m, b \quad (5)$$

$$p_{i,k,t,m,b}^{producto} \leq P_{i,k,t}^{producto} \cdot f p_k \quad \forall i, k, t, m, b \quad (6)$$

$$Q_{i,k,t,m,b}^{SoC} \leq P_{i,k,t}^{producto} \cdot f_{almacenamiento} \cdot \Delta b \quad \forall i, k, t, m, b \quad (7)$$

$$P_{i,k,t}^{producto} - \overline{P}_{i,k,t-1} \geq 0 \mid t > t_0 \quad \forall i, k, t \quad (8)$$

La Ecuación (2) encapsula un equilibrio de entrada-salida para cada zona y producto (ver Figura 4-2). Determina la cantidad de producción, descarga desde el almacenamiento y/o transporte desde otra zona requeridos para satisfacer la demanda del producto, facilitar la producción de otros elementos, gestionar la carga de almacenamiento y/o habilitar el transporte entre zonas. La Ecuación (3) define la relación de producción entre uno o varios recursos. La Ecuación (4) describe el transporte bidireccional con pérdidas relacionadas con la distancia. La Ecuación (5) describe la dinámica de almacenamiento del producto que implica pérdidas dependientes del tiempo, pérdidas de carga y descarga. Las Ecuaciones (6) y (7) establecen las capacidades máximas de producción y almacenamiento basadas en la infraestructura instalada. Por último, la Ecuación (8) delinea la lógica de crecimiento de capacidad, influenciada por el resultado de optimización del año anterior dentro de un marco de simulación cuasi estático.

En la Figura 4-2 se presenta un diagrama que ejemplifica la relación entre hidrógeno y electricidad, a partir de las ecuaciones (2) y (3).

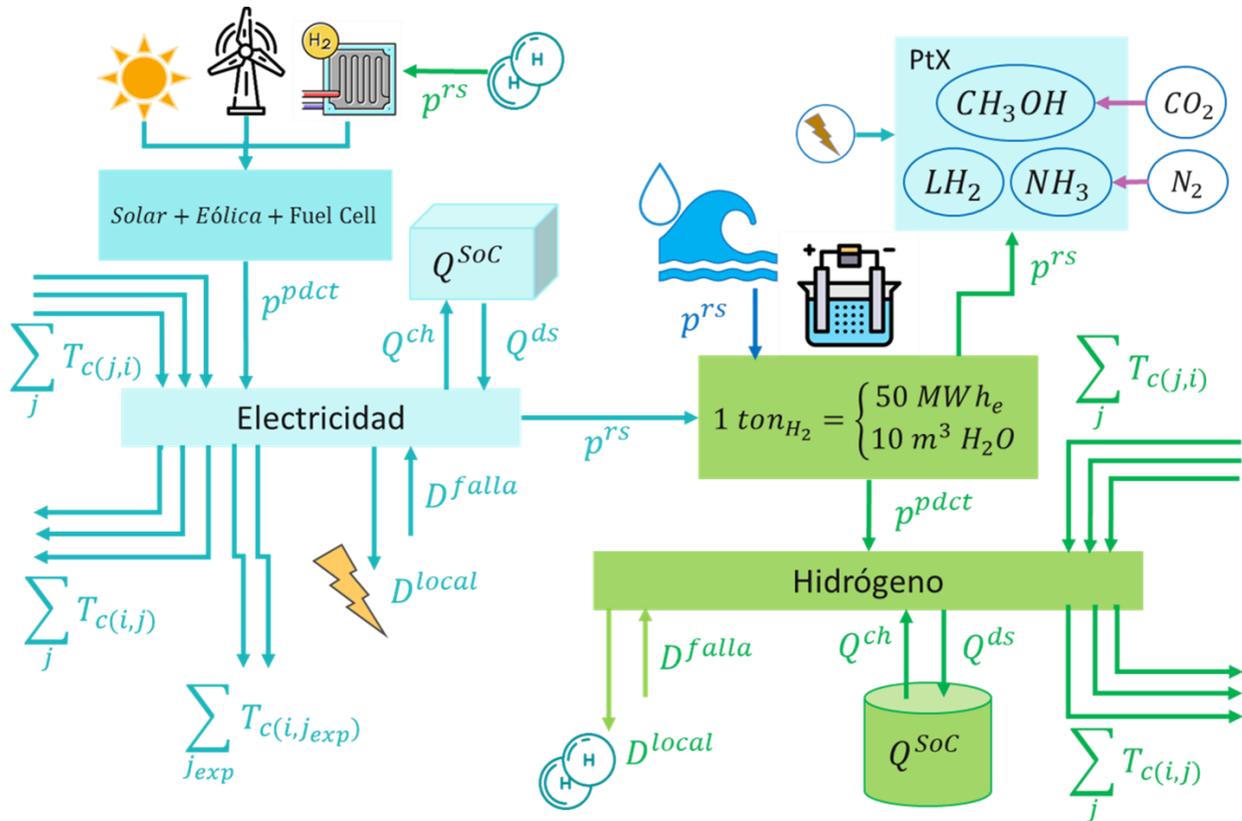


Figura 4-2: Diagrama del modelo representando las ecuaciones (2) y (3).

A continuación, se detallan las componentes fundamentales del modelo de optimización propuesto.

#### 4.4.2. Representación espacial y temporal

Se establecen zonas geográficas con sus respectivas coordenadas de referencia (latitud y longitud) basándose en criterios específicos como acceso a puertos, niveles de urbanización, áreas libres de bosques o protegidas, conectividad con autopistas, y el potencial solar y eólico, entre otros factores relevantes. Cada zona cuenta con información detallada sobre sus recursos primarios y renovables, incluyendo la disponibilidad de agua, perfiles de recursos solares y eólicos, entre otros datos fundamentales.

La conexión entre zonas se modela considerando la existencia real de algún modo de transporte o, alternativamente, si su implementación pudiese promover el desarrollo energético regional. En este último caso, se desarrollan escenarios basados en la disponibilidad de conexiones, enfocándose en el intercambio de energía. Además, se establecen conexiones entre zonas locales y destinos de exportación (países que no pertenecen al conjunto local en estudio).

El tiempo se representa en años (t), meses (m) y bloques horarios (b). Estos bloques horarios representan intervalos específicos de tiempo, cada uno comprendiendo un número definido de horas del mes. Por ejemplo, un bloque horario podría abarcar desde las 11:00 hasta las 16:00 horas (5 horas), lo que en un mes de 30 días equivaldría a 150 horas.

Es importante destacar que este enfoque de representación en bloques horarios también permitiría la definición de intervalos no continuos (por ejemplo, un bloque que incluya las horas de 6:00 a 8:00 y de 21:00 a 23:00). De esta manera, se requiere la asignación de cada hora del horizonte de evaluación en bloques específicos para modelar tanto el recurso solar como la demanda de electricidad de manera precisa.

### 4.4.3. Índices

Los índices del modelo se exhiben en Tabla 4-4 , acompañados de sus respectivos significados y una concisa descripción.

Tabla 4-4: Índices.

<b>Sigla</b>	<b>Significado</b>	<b>Descripción</b>
<i>i</i>	Zona local.	Zonas dentro de la región Latinoamericana.
<i>j</i>	Zona extranjera o de exportación.	Zonas de países externos a Latinoamérica, con interés en importar PtX.
<i>k</i>	Recurso y/o producto.	Corresponde a: <ul style="list-style-type: none"> <li>• recursos (agua oceánica, agua continental, nitrógeno, solar fotovoltaico y eólico,</li> <li>• productos primarios (agua pura, electricidad e hidrógeno gaseoso)</li> <li>• y productos secundarios (hidrógeno líquido, amoníaco y metanol).</li> </ul>
<i>t, m, b</i>	Años por simular, meses y bloques horarios.	Bloques horarios representan rangos horarios. Se complementa con parámetro "duración", que indica la cantidad de horas de cada bloque horario en el mes respectivo.
<i>mt</i>	Modo de transporte.	Camiones, barcos y líneas de transmisión.
<i>c<sub>int</sub></i>	Conexión interna.	Conexión entre zonas locales.
<i>c<sub>ext</sub></i>	Conexión externa.	Conexión entre una zona local y una zona extranjera o de exportación.
<i>z</i>	Perfil ERNC.	Factor de planta por tecnología (solar fotovoltaica y eólica) para cada mes y bloque horario.
<i>proc</i>	Proceso.	Procesos que relacionan recursos y productos, tales como: <ul style="list-style-type: none"> <li>• desalinización y purificación (agua pura según agua oceánica o continental),</li> <li>• electrólisis y compresión (GH<sub>2</sub>) y licuefacción (LH<sub>2</sub>),</li> <li>• generación de electricidad (según fuente solar fotovoltaica o eólica),</li> <li>• síntesis de amoníaco (NH<sub>3</sub>) y síntesis de metanol (CH<sub>3</sub>OH).</li> </ul>

#### 4.4.4. Variables

Luego, en Tabla 4-5 se presentan las variables del modelo con sus respectivos índices, sus significados y una breve descripción.

Tabla 4-5: Variables.

<b>Sigla</b>	<b>Significado</b>	<b>Descripción</b>
$F_{recurso}(i, proc, k, t, m, b)$	Recurso k utilizado en proceso proc en zona i.	Donde k puede ser un recurso (agua oceánica, agua continental, nitrógeno, solar fotovoltaico y eólico) o producto primario (agua pura, electricidad e hidrógeno gaseoso), tal que permita la producción de otro producto.
$F_{total\ recurso}(i, k, t, m, b)$	Recurso k utilizado en zona i.	Corresponde a la suma del recurso k utilizado en los distintos procesos, en una misma zona.
$F_{producto}(i, proc, k, t, m, b)$	Producto k obtenido en proceso proc en zona i.	Donde k puede ser un producto primario (agua pura, electricidad e hidrógeno gaseoso) o producto secundario (hidrógeno líquido, amoníaco y metanol).
$F_{total\ producto}(i, k, t, m, b)$	Producto k producido en zona i.	Corresponde a la suma del producto k obtenido de los distintos procesos, en una misma zona.
$T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b)$	Producto k transportado en sentido positivo en conexión $c_{int}$ , en modo de transporte mt.	Producto enviado desde la zona de inicio a la zona de término, en conexión $c_{int}$ .
$T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b)$	Producto k transportado en sentido negativo en conexión $c_{int}$ , en modo de transporte mt.	Producto enviado desde la zona de término a la zona de inicio, en conexión $c_{int}$ . Se representa con un valor menor o igual a cero.
$T_{exp}(c_{ext}, k, mt, t, m, b)$	Producto k transportado desde zona local a zona extranjera en conexión $c_{ext}$ , en modo de transporte mt.	Producto enviado en sentido único (exportación).
$D_{local}(i, k, t, m, b)$	Abastecimiento por bloque, mes y año, de la demanda anual de producto k en zona i.	Si bien la demanda local corresponde a variable exógena (valor fijo), la forma en que esta es suministrada corresponde a una variable endógena.

<b>Sigla</b>	<b>Significado</b>	<b>Descripción</b>
$D_{export}(j, k, t, m, b)$	Demanda de producto k en zona extranjera j.	Corresponde al total del producto enviado o de exportación en un tiempo (bloque) determinado. Si bien es una variable del modelo que responde al precio del producto y los costos locales, se modela dentro de un rango a fin de disminuir los tiempos de simulación, con el cuidado de mantener la originalidad de posibles resultados.
$D_{falla}(i, k, t, m, b)$	Demanda no suministrada de producto k en zona i.	Se define un costo de falla suficientemente alto para evitar la demanda de falla o por no suministro. Es decir, solo ocurre cuando el cumplimiento del total de la demanda es no factible.
$P_F(i, k, t)$	Capacidad instalada para producir producto k en zona i.	Junto al factor de planta, permite definir la capacidad máxima de producción, año a año (t).
$P_Q(i, k, t)$	Capacidad instalada para almacenar producto k en zona i.	Permite definir la capacidad máxima de almacenamiento de electricidad, hidrógeno (gaseoso y líquido), amoníaco y metanol.
$Q_{estado}(i, k, t, m, b)$	Estado de carga de un sistema de almacenamiento de producto k, en zona i.	Permite identificar la relación entre carga y descarga, y la capacidad máxima de almacenamiento.
$Q_{carga}(i, k, t, m, b)$	Producto k almacenado en zona i.	Carga del sistema de almacenamiento.
$Q_{descarga}(i, k, t, m, b)$	Producto k descargado o utilizado desde el almacenamiento, en zona i.	Descarga del sistema de almacenamiento.
$c_{falla}$	Costo por no cumplimiento de la demanda de producto k en zona i.	Consiste en un costo que ocurre solo cuando el cumplimiento de la demanda es más caro que el costo de falla por energético (hidrógeno y electricidad) del sistema, ya que multiplica la demanda de falla por un valor más alto que los costos típicos del modelo, representando el costo social de no abastecer el consumo.
$C_{inversión}$ $C_{inversión almacenamiento}$	Costo de inversión anualizado asociado a producto k en zona i.	Corresponde al costo anual por potencia instalada.
$C_{operacional}$ $C_{operacional almacenamiento}$	Costo de operación.	Corresponde al costo anual por OPEX de cada instalación.

<b>Sigla</b>	<b>Significado</b>	<b>Descripción</b>
$c_{transporte\ local}$	Costo por servicio de transporte local o dentro de Latinoamérica, en conexión $c_{int}$ para producto k en modo mt.	Corresponde al costo por bloque horario de transportar una cierta cantidad de producto entre 2 zonas mediante camión, línea de transmisión o barco.
$c_{transporte\ exportación}$	Costo por servicio de transporte desde Latinoamérica a otros continentes, en conexión $c_{ext}$ para producto k en modo mt.	Corresponde al costo por bloque horario de transportar una cierta cantidad de producto entre 2 zonas mediante camión, línea de transmisión o barco. Típicamente solo se utiliza el modo de transporte barco, pero está la opción de transportar productos a Estados Unidos, por ejemplo, mediante camiones o líneas de transmisión.
$i_{exportación}$	Ingresos por exportación.	Se obtiene del producto exportado por bloque horario por el precio del producto según país importador.
$c_{total}$	Suma de costos menos ingresos por exportación.	Variable correspondiente a la función objetivo.

#### 4.4.5. Función objetivo

La función objetivo consiste en la minimización del costo total anual con la opción de ingresos por exportación. Esta función se expresa de la siguiente forma:

$$\min_t C_t^{inversión} + C_t^{operación} - I_t^{exportación} \quad (9)$$

Donde,

$$C_t^{inversión} = \sum_{i,k} \left[ \left( P_F(i, k, t) - \overline{P_F(i, k, t-1)} \right) \cdot c_{anualidad\ inversión}(k, t) \right] + \sum_{i,k} \left[ \left( P_Q(i, k, t) - \overline{P_Q(i, k, t-1)} \right) \cdot c_{anualidad\ inversión\ almacenamiento}(k, t) \right] \quad (10)$$

$$C_{inversión}(t_0) = \sum_{i,k} P_F(i, k, t_0) \cdot c_{anualidad\ inversión}(t_0, k) \quad (11)$$

$$C_t^{operación} = \sum_{i,k,t} \left[ \left( P_F(i, k, t) \cdot c_{OPEX}(k) + P_Q(i, k, t) \cdot c_{OPEX\ almacenamiento}(k) \right) \right] + \sum_{c_{int},k,mt,t,m,b} \left[ \left( T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) - T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) \right) \cdot distancia(c_{int}) \cdot c_{transporte}(mt, k, t) \right] \quad (12)$$

$$+ \sum_{c_{ext},k,mt,t,m,b} \left[ T_{exp}(c_{ext}, k, mt, t, m, b) \cdot distancia(c_{ext}) \cdot c_{transporte}(mt, k, t) \right] + \sum_{i,k,t,m,b} \left[ D_{falla}(i, k, t, m, b) \cdot c_{falla}(k) \right]$$

$$I_t^{exportación} = \sum_{j,c_{ext},k,mt,t,m,b} \left[ T_{exp}(c_{ext}, k, mt, t, m, b) \cdot precio(j, k, t) \mid c_{ext}(destino) = j \right] \quad (13)$$

Las anualidades se obtienen de la siguiente ecuación:

$$c_{anualidad}(t, k) = CAPEX(t, k) \cdot \frac{tasa}{1 - (1 + tasa)^{-n}} \quad (14)$$

donde *tasa* y *n* corresponden a la tasa de descuento y a la vida útil de la instalación, respectivamente.

#### 4.4.6. Restricciones

A continuación, se presenta la formulación matemática y significado de las restricciones del modelo integral de planificación.

##### 4.4.6.1. Balance por zona

Para obtener la relación entre producción y consumo, producto enviado o exportado y producto recibido, y suministro de demanda, se realiza un balance por zona de cada producto primario y secundario (electricidad, agua pura, carbono capturado, nitrógeno fijado, hidrógeno gaseoso, hidrógeno líquido, amoníaco y metanol), el cual se expresa a continuación:

$$\begin{aligned}
 Q_{descarga}(i, k, t, m, b) - Q_{carga}(i, k, t, m, b) + \sum_{c_{int}} [T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) + T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) | c_{int}(destino) = i] \\
 - \sum_{c_{int}} [T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) + T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) | c_{int}(origen) = i] \\
 - \sum_{c_{ext}} T_{exp}(c_{ext}, k, mt, t, m, b) + D_{falla}(i, k, t, m, b) - D_{local}(i, k, t, m, b) \\
 + F_{total\ producto}(i, k, t, m, b) - F_{total\ recurso}(i, k, t, m, b) \\
 = 0, \forall i, t, m, b, \quad k \in \{recurso\ primario\ o\ secundario\}
 \end{aligned} \tag{15}$$

Este balance no se aplica en recursos primarios como agua oceánica, agua continental, recurso eólico, recurso solar, fuente de carbono ni disponibilidad de nitrógeno, ya que no se cumpliría el balance de producción y consumo (solo se representan para consumo), y no se modelaron con opción de almacenamiento y transporte.

##### 4.4.6.2. Balance de almacenamiento

Para cumplir con las condiciones de estado máximo de carga de almacenamiento, y la relación temporal entre un bloque y el siguiente para cada mes, se tienen las siguientes restricciones:

1. Condiciones de borde: almacenamiento parte y termina cada año descargado o en estado cero.

$$Q_{estado}(i, k, t, m, b) = \eta_{carga} \cdot Q_{carga}(i, k, t, m, b) - \frac{Q_{descarga}(i, k, t, m, b)}{\eta_{descarga}} \text{ para } b = 1 \text{ y } m = 1 \tag{16}$$

$$Q_{estado}(i, k, t, m, b) = 0 = \eta_{carga} \cdot Q_{carga}(i, k, t, m, b) - \frac{Q_{descarga}(i, k, t, m, b)}{\eta_{descarga}} \text{ para } b = 5 \text{ y } m = 12 \tag{17}$$

2. En el transcurso del año:

$$\begin{aligned}
 Q_{estado}(i, k, t, m, b) \\
 = Q_{estado}(i, k, t, m, b - 1) \cdot (1 - l \cdot duracion(m, b - 1)) + \eta_{carga} \cdot Q_{carga}(i, k, t, m, b) \\
 - \frac{Q_{descarga}(i, k, t, m, b)}{\eta_{descarga}} \text{ para } b > 1
 \end{aligned} \tag{18}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{estado}(i, k, t, m, b) \\
 = Q_{estado}(i, k, t, m - 1, b + 4) \cdot (1 - l \cdot duracion(m - 1, b + 1)) + \eta_{carga} \cdot Q_{carga}(i, k, t, m, b) \\
 - \frac{Q_{descarga}(i, k, t, m, b)}{\eta_{descarga}} \text{ para } b = 1 \text{ y } m > 1
 \end{aligned} \tag{19}$$

Donde  $\eta_{carga}$  y  $\eta_{descarga}$  corresponden a los factores de eficiencia en el proceso de carga y descarga en sistemas de almacenamiento, respectivamente, y  $l$  corresponde a las pérdidas por hora.

#### 4.4.6.3. Balance demanda local

Para cada año, zona y producto, se debe cumplir que la suma de la variable de demanda local sea igual a la demanda definida como variable exógena. Se tiene como resultado el perfil de producción óptimo.

$$\sum_{m,b} D_{local}(i, k, t, m, b) = demanda_{anual}(i, k, t) \quad \forall i, k, t \quad (20)$$

#### 4.4.6.4. Demanda de electricidad

A diferencia de otras demandas, la electricidad se modela según un perfil típico de sistemas eléctricos. Por lo tanto, se tiene como restricción el cumplimiento la distribución de la demanda por bloques mediante partición de la demanda anual, por ejemplo:

$$D_{local}(i, electricidad, t, m, 1) - demanda(i, electricidad, t) * 0.12/12 = 0 \quad (21)$$

$$D_{local}(i, electricidad, m, 2) - demanda(i, electricidad, t) * 0.16/12 = 0 \quad (22)$$

$$D_{local}(i, electricidad, m, 3) - demanda(i, electricidad, t) * 0.49/12 = 0 \quad (23)$$

$$D_{local}(i, electricidad, m, 4) - demanda(i, electricidad, t) * 0.14/12 = 0 \quad (24)$$

$$D_{local}(i, electricidad, m, 5) - demanda(i, electricidad, t) * 0.09/12 = 0 \quad (25)$$

Hay que recordar que cada bloque representa un rango horario, permitiendo reflejar etapas de mayor o menor demanda de electricidad, y la característica de los perfiles de generación, principalmente de centrales solar fotovoltaica y eólico.

#### 4.4.6.5. Demanda de exportación

La exportación se refleja en la cantidad de producto transportado en conexiones a zonas externas o fuera de la región de ALC. El total de producto exportado a cada destino se obtiene por:

$$D_{export}(j, k, t, m, b) = \sum_{c_{ext}, mt} T_{exp}(c_{ext}, k, mt, t, m, b) \mid c_{ext}(destino) = j \quad (26)$$

Si bien la exportación se modela como variable endógena, esta se limita dentro de un rango a modo de representar la evolución del mercado internacional y capacidades técnicas, como capacidad de almacenamiento en puertos y barcos. Se limita a valores máximos y mínimos relacionados con la demanda local de un producto relacionado, tal como se presenta a continuación:

$$\sum_{c_{ext}, mt} T_{exp}(c_{ext}, k, mt, t, m, b) \mid c_{ext}(origen) = i \geq demanda_{anual}(i, k', t) \cdot \%d_{min\ exportación}(k, t) \quad (27)$$

$$\sum_{c_{ext}, mt} T_{exp}(c_{ext}, k, mt, t, m, b) \mid c_{ext}(origen) = i \leq demanda_{anual}(i, k', t) \cdot \%d_{max\ exportación}(k, t) \quad (28)$$

Donde  $k'$  es hidrógeno si  $k$  es amoniaco, metanol o hidrógeno líquido, y  $k'$  es la demanda de electricidad si  $k$  es para exportación de electricidad (por ejemplo, de México a Estados Unidos).

#### 4.4.6.6. Modos de transporte y conexiones

Se implementan 4 modos de transporte: camión, barco, gasoducto y línea de transmisión.

Para definir cuáles productos pueden ser transportados en cada modo, cuáles conexiones están disponibles (por ejemplo, según escenarios de interconexión), y las capacidades máximas de transporte, se tienen las siguientes restricciones:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{si conexión}(c_{int}, mt = \text{camión}) = 1, \\ \text{si conexión}(c_{int}, mt = \text{camión}) = 0, \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} \sum_b T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) - F_{max}(c_{int}, mt) \leq 0 \\ \sum_b T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) + F_{max}(c_{int}, mt) \geq 0 \\ \forall b \quad T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \\ T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} \forall c_{int}, t, m \\ k: \{GH_2, LH_2, \\ CH_3OH, NH_3\} \end{array} \quad (29)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{si conexión}(c_{int}, mt = \text{barco}) = 1 \\ \text{si conexión}(c_{int}, mt = \text{barco}) = 0, \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} \sum_b T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) - F_{max}(mt) \leq 0 \\ \sum_b T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) + F_{max}(mt) \geq 0 \\ \forall b \quad T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \\ T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} \forall c_{int}, t, m \\ k: \{LH_2, CH_3OH, NH_3\} \end{array} \quad (30)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{si conexión}(c_{int}, mt = \text{línea tx}) = 1, \\ \text{si conexión}(c_{int}, mt = \text{línea tx}) = 0, \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} \frac{T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b)}{\text{duracion}(m, b)} - F_{max}(mt) \leq 0 \\ \frac{T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b)}{\text{duracion}(m, b)} + F_{max}(mt) \geq 0 \\ \forall b \quad T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \\ T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} \forall c_{int}, t, m \\ k: \{\text{electricidad}\} \end{array} \quad (31)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{si conexión}(c_{int}, mt = \text{gasoducto}) = 1 \\ \text{si conexión}(c_{int}, mt = \text{gasoducto}) = 0, \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} \frac{T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b)}{\text{duracion}(m, b)} - F_{max}(mt) \leq 0 \\ \frac{T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b)}{\text{duracion}(m, b)} + F_{max}(mt) \geq 0 \\ \forall b \quad T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \\ T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} \forall c_{int}, t, m \\ k: \{GH_2, LH_2, \\ CH_3OH, NH_3\} \end{array} \quad (32)$$

Es decir, para cada conexión y cada modo de transporte que se encuentre activo (parámetro conexión igual a 1), el transporte mensual positivo para un conjunto de productos debe ser menor al flujo máximo de ese modo de transporte y conexión, y el transporte mensual negativo debe ser mayor al negativo del flujo máximo.

Destacar la resolución temporal del límite de capacidad, donde el transporte por camión y barco se limitan según transporte total mensual, mientras que el transporte por gasoductos y transmisión eléctrica se limitan según promedio horario de cada bloque.

Hay que recordar que el transporte positivo o negativo refiere a la dirección del producto transportado entre dos zonas.

Para cada conexión y cada modo de transporte que se encuentre inactivo o igual a 0, el transporte en sentido positivo y negativo es igual a cero. También el transporte de productos distintos a GH<sub>2</sub>, LH<sub>2</sub>, metanol, amoníaco y electricidad es igual a cero, y los productos que no corresponden a los modos (es decir, que las líneas de transmisión solo transporten electricidad, y no hidrógeno). Se tiene lo siguiente:

$$\forall c_{int}, k, t, m, b, \left\{ \begin{array}{l} \text{si } mt = \text{línea tx y } k \neq \text{electricidad,} \\ \text{si } mt \neq \text{línea tx y } k \notin \{GH_2, LH_2, \text{metanol, amoníaco}\}, \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) - T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \\ T_p(c_{int}, k, mt, t, m, b) - T_n(c_{int}, k, mt, t, m, b) = 0 \end{array} \right. \quad (33)$$

Las restricciones anteriores también aplican a las conexiones de exportación ( $c_{ext}$ ).

#### 4.4.6.7. Balance procesos

El balance de procesos es el corazón del modelo, ya que permite identificar la cantidad de recursos necesarios para la producción de un cierto producto, con la opción de tener varias fuentes de un mismo recurso (por ejemplo, entre electricidad por generación solar o por generación eólica).

La ecuación que rige cada proceso corresponde a la ecuación de intensidad, es decir, el producto obtenido de un recurso depende del factor del proceso:

$$\forall i, proc, k, kk, t, m, b, tq \quad k = producto(proc) \text{ y } kk = recurso(proc) \quad (34)$$

$$F_{producto}(i, proc, k, t, m, b) = factor(proc) \cdot F_{recurso}(proc, kk, t, m, b)$$

Los procesos se diferencian según tipo 1 y 2, lo que permite calcular el total de producto obtenido según si se igualan (tipo 1) o se suman (tipo 2) los productos obtenidos de diferentes procesos. Un ejemplo de procesos tipo 1 son los procesos asociados a la electrólisis para la obtención de hidrógeno, donde la cantidad de agua y electricidad necesaria se modela por:

$$F_{producto}(i, electrolisis_1, GH_2, t, m, b) = \frac{1}{11} \cdot F_{recurso}(i, electrolisis_1, agua \text{ pura}, t, m, b) \quad (35)$$

$$F_{producto}(i, electrolisis_2, GH_2, t, m, b) = \frac{1}{50} \cdot F_{recurso}(i, electrolisis_2, electricidad, t, m, b) \quad (36)$$

Es decir, para producir 1 ton de hidrógeno gaseoso (GH<sub>2</sub>) se necesitan 11 m<sup>3</sup> de agua pura, y 50 MWh de electricidad. Luego, se debería cumplir que:

$$F_{total \ producto}(i, GH_2, t, m, b) = F_{producto}(i, electrolisis_1, GH_2, t, m, b) = F_{producto}(i, electrolisis_2, GH_2, t, m, b) \quad (37)$$

Mientras que, como ejemplo de procesos tipo 2, se tiene la obtención de agua pura partir de agua continental purificada, y/o a partir de agua oceánica desalinizada, los cuales provienen de procesos previos tales como purificación (agua continental como recurso), y desalinización (agua oceánica como recurso). Los procesos son los siguientes:

$$F_{producto}(i, conversi\o{n} \ agua \ continental, agua \ pura, t, m, b) = 1 \cdot F_{recurso}(i, conversi\o{n} \ agua \ continental, agua \ pura \ continental, t, m, b) \quad (38)$$

$$F_{producto}(i, conversi\o{n} \ agua \ oce\o{n}ica, agua \ pura, t, m, b) = 1 \cdot F_{recurso}(i, conversi\o{n} \ agua \ oce\o{n}ica, agua \ pura \ oce\o{n}ica, t, m, b) \quad (39)$$

Luego, se debería cumplir que:

$$F_{total \ producto}(i, agua \ pura, t, m, b) = F_{producto}(i, conversi\o{n} \ agua \ continental, agua \ pura, t, m, b) + F_{producto}(i, conversi\o{n} \ agua \ oce\o{n}ica, agua \ pura, t, m, b) \quad (40)$$

Al agrupar los dos tipos de procesos en una sola ecuación, se tiene lo siguiente:

$$\forall i, k, proc, t, m, b, tq \quad k = proc(producto)$$

$$F_{total \ producto}(i, k, t, m, b) = F_{producto}(i, proc, k, t, m, b \mid tipo(proc) = 1) + \sum_{proc} F_{producto}(i, proc, k, t, m, b \mid tipo(proc) = 2) \quad (41)$$

Finalmente, el total de recurso utilizado, variable que se utiliza en el balance por zona al igual que  $F_{total \ producto}$ , se obtiene de:

$$\forall i, k, t, m, b, \quad F_{total\ recurso}(i, k, t, m, b) = \sum_{proc} recurso(i, proc, k, t, m, b | proc(recurso) = k) \quad (42)$$

#### 4.4.6.8. Balance recursos primarios

Para representar la disponibilidad de recursos primarios, como agua continental y oceánica, carbono y nitrógeno, se tienen restricciones tales como:

$$\forall i, k, t, \quad \sum_m \sum_b F_{total\ recurso}(i, k, t, m, b) \leq disponibilidad_{mensual}(i, k) \quad (43)$$

Mientras para recursos de generación como energía solar fotovoltaica y energía eólica, se tiene la siguiente representación para cada bloque, donde la generación depende del factor de planta, la potencia instalada y la duración del bloque.

$$\forall i, proc, k, t, m, b \text{ tq } proc \in \{generación\ solar, generación\ eólica\}, \quad F_{producto}(i, proc, k, t, m, b) \leq P_F(i, k, t) \cdot fp(i, k, t, b) \cdot duracion(t, m, b) \quad (44)$$

#### 4.4.6.9. Límite de producción

Así como la generación eléctrica depende del factor de planta y de la potencia instalada, el resto de los procesos también dependen de la potencia instalada y un factor de planta, con la diferencia de que este último es constante o independiente del tiempo y de la zona, y que su restricción no depende del recurso utilizado.

La representación es la siguiente:

$$\forall i, k, t, m, b, \quad F_{total\ producto}(i, k, t, m, b) \leq P_F(i, k, t) \cdot fp(k) \cdot duracion(t, m, b) \quad (45)$$

#### 4.4.6.10. Límite de almacenamiento

De forma similar al límite de producción, el límite de almacenamiento refiere al valor límite que puede tomar la variable  $Q_{estado}$  o estado de almacenamiento, y se representa por:

$$\forall i, k, t, m, b, \quad Q_{estado}(i, k, t, m, b) \leq P_Q(i, k, t) \cdot factor_{almacenamiento}(k) \quad (46)$$

Dado que  $Q_{estado}$  y  $P_Q$  se representan en unidades energéticas (MWh) o físicas (ton), se tiene  $factor_{almacenamiento}(k) = 1$ .

Es importante destacar que esta restricción no depende de la duración de los bloques, sino que depende del valor máximo de producto que se puede almacenar al final de un periodo (o bloque).

#### 4.4.6.11. Crecimiento de potencia instalada

Finalmente, la última restricción impone que, si se invierte en potencia instalada, esta permanezca hasta el final del periodo, y se representa por las siguientes restricciones:

$$\forall i, k, t, tt \text{ tq } t < tt, \quad P_F(i, k, t) \leq P_F(i, k, tt) \text{ y } P_Q(i, k, t) \leq P_Q(i, k, tt) \quad (47)$$

#### 4.4.7. Iteración y ajuste de costos

Se realiza un ajuste de los costos de inversión y de transporte para poder representar economías de escala. Esto ocurre cuando los costos medios son decrecientes a medida que aumenta la capacidad de un proceso. Luego, se ajustan los costos iterativamente de la siguiente forma:

- Si la capacidad o transporte es menor a un cierto umbral, se aumenta su costo unitario.
- Si la capacidad o transporte es mayor a un cierto umbral, se disminuye su costo unitario.
- En cualquier otro caso, se mantiene el costo unitario de iteración anterior o del dato de entrada (si es primera iteración).

Para los costos de transporte, se tiene la siguiente función:

$$c(c_{int}, mt, k, t) = \begin{cases} T \leq \beta, & c' = (1 + \alpha) \cdot c \\ T \geq F_{max} - \beta, & c' = (1 - \alpha) \cdot c \\ \beta < T < F_{max} - \beta, & c' = c \end{cases} \quad (48)$$

donde  $T$  corresponde a la cantidad de producto transportado,  $F_{max}$  la capacidad máxima de transporte,  $\beta$  el umbral de decisión,  $\alpha$  el factor de corrección, y  $c$  el costo unitario ( $c'$  el costo unitario corregido).

Para los costos de inversión asociado a producción se tiene la siguiente función, de forma análoga a los costos de transporte, pero respecto a la capacidad instalada  $P$ .

$$c(i, k, t) = \begin{cases} P \leq \beta, & c' = (1 + \alpha) \cdot c \\ P \geq \beta', & c' = (1 - \alpha) \cdot c \\ \beta < P < \beta', & c' = c \end{cases} \quad (49)$$

Finalmente, los costos adoptan valores según una función decreciente, es decir:

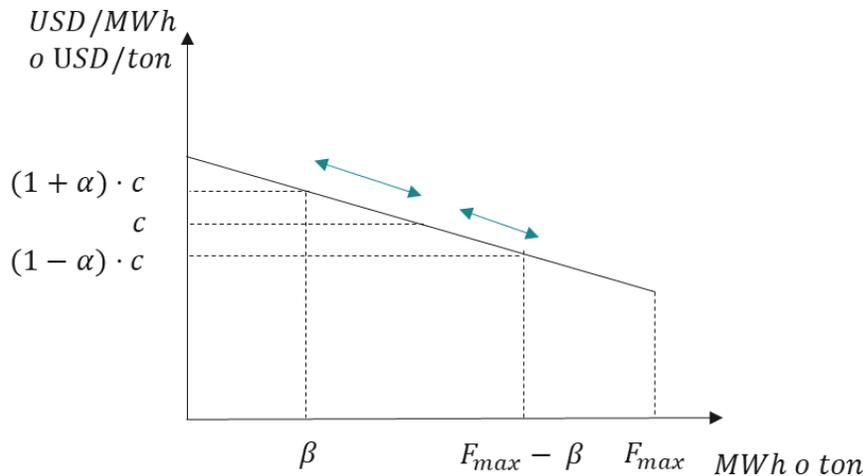


Figura 4-3 Iteración del valor de costos según función decreciente, umbrales y pendiente de ajuste.

Cabe destacar que esta iteración puede ser intensiva en tiempo y recursos computacionales, por lo que se utilizan herramientas propias de modelos de optimización, como iterar a partir de valores de referencia.

## 4.5. Análisis

Basándose en los resultados obtenidos del modelo de planificación para cada escenario, se pueden llevar a cabo los siguientes tipos de análisis:

Tabla 4-6: Tipos de análisis aplicables en la metodología propuesta.

Tipo de análisis	Descripción
<b>Proyección de costo nivelado de cada producto</b>	<p>El costo nivelado (LC por sus siglas en inglés) se define como la relación entre los costos totales y la cantidad de producto para cada intervalo temporal. Esto se expresa mediante la siguiente ecuación:</p> $LC_t = \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{Producto_t}$ <p>Este indicador posibilita la comparación de costos entre diversas fuentes de producción, representando el precio mínimo al que se debería vender un producto para cubrir tanto los costos operativos como los de inversión.</p> <p>En el contexto del modelo, donde un producto se deriva de otros productos, el Costo Nivelado se calcula como la suma del costo de los recursos utilizados (cantidad de recurso multiplicado por su costo nivelado), sumado al costo nivelado del propio producto. Por ejemplo, para el hidrógeno se tiene el siguiente LCOH (<i>levelized cost of hydrogen</i>):</p> $LCOH_t = \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{Producto_t} + \alpha_1 \cdot LC_{electricidad} + \alpha_2 \cdot LC_{agua\ pura}$ <p>Donde <math>\alpha_1</math> y <math>\alpha_2</math> corresponden a los factores de producción del balance de procesos: para 1 tonelada de H<sub>2</sub> se necesitan 50 MWh de electricidad (<math>\alpha_1</math>) y 10 m<sup>3</sup> de agua pura (<math>\alpha_2</math>).</p> <p>En el caso de productos obtenidos de distintas fuentes, se pondera el costo nivelado de cada fuente por la cantidad de producto. Por ejemplo, para la electricidad se tiene el siguiente LCOE (<i>levelized cost of energy</i>) a partir de generación solar fotovoltaica, eólica y por celdas de combustible:</p> $LCOE_t = \frac{Q_{solar\ fv_t} \cdot LC_{solar\ fv_t} + Q_{eolica_t} \cdot LC_{eolica_t} + Q_{celdas_t} \cdot LC_{celdas_t}}{Q_{solar\ fv_t} + Q_{eolica_t} + Q_{celdas_t}}$
<b>Proyección de costos por categoría y producto</b>	<p>Proyección de costos de inversión y operación con detalle a nivel de producción, transporte o almacenamiento, para cada producto y país.</p> <p>Permite dar cuenta de la magnitud de los costos y cómo estos se distribuyen entre productos.</p>
<b>Proyección de capacidad instalada</b>	<p>Proyección de la capacidad instalada con detalle de fuente de producción para cada producto y país o región.</p> <p>Permite comparar las decisiones de inversión entre distintas fuentes y la magnitud de la capacidad instalada entre distintas zonas.</p>
<b>Transporte de productos a nivel local</b>	<p>Cantidad de producto transportado entre países y dentro de cada país, con representación por bloques y zonas tal que permita identificar comportamientos a nivel horario y espacial.</p>
<b>Transporte de productos para exportación</b>	<p>Cantidad de producto transportado desde las zonas en estudio a los países identificados como importadores.</p>

## 4.6. Propuesta

Basándose en los resultados y análisis, se delinearán roles, objetivos parciales e impactos económicos para los países de la región, considerando las incertidumbres representadas en los escenarios simulados y posibles estrategias. Se abordan los siguientes temas principales:

Tabla 4-7: Tipo de propuestas a partir del análisis de resultados.

<b>Tipo de propuesta</b>	<b>Descripción</b>
<b>Rol de cada zona y país</b>	Se trata de categorizar las zonas y países según su capacidad de producción, exportación e importación de cada producto. Se enfoca especialmente en los roles que dependen de las condiciones modeladas en los diferentes escenarios. Por ejemplo, se analiza si una zona únicamente produce cuando tiene la posibilidad de exportar, o si deja de producir en caso de que opere una nueva interconexión.
<b>Metas parciales</b>	Corresponde a indicadores de capacidad instalada, producción y exportación para años representativos. Por ejemplo, la cantidad de hidrógeno, amoníaco o metanol exportado al año 2030, 2040 y 2050 en la región de Magallanes, Chile. Debe servir de insumo para elaborar, validar o mejorar metas de las estrategias nacionales.
<b>Impactos económicos</b>	Se subdivide en los siguientes indicadores: <ul style="list-style-type: none"><li>• Proyecciones de costo nivelado: permite reconocer el efecto del crecimiento de demanda, transporte y proyecciones de costos por tecnología en el costo unitario de producción.</li><li>• Balance económico por país: consiste en informar los costos de inversión y operación asociados a la transición energética para cada uno de los productos.</li><li>• Balance económico de la región: análogamente, se informan los costos totales de la región para cada uno de los productos.</li></ul> Lo anterior permite la comparación entre escenarios de los efectos a nivel local y regional: puede ocurrir que países se beneficien o se vean perjudicados entre escenarios, considerando que el modelo minimiza el costo total de la región.
<b>Tipos de incertidumbre</b>	Según los escenarios modelados, se podría entregar información de la del desarrollo de la transición energética según los efectos de la exportación, interconexiones, variación de costos o precio internacional, entre otros.
<b>Estrategias</b>	Responde a la serie de acciones y objetivos que puede tener un país según sus recursos disponibles e incertidumbre. Corresponde a la síntesis y justificación correlacionada de las propuestas anteriores.

Finalmente, la propuesta busca obtener una hoja de ruta para América Latina y el Caribe, con un nivel de detalle a nivel local y regional, considerando procesos Power-to-X e identificando las oportunidades y desafíos propios de cada país.

# Capítulo 5

## 5. Implementación y validación

A continuación, se describe la implementación de la metodología propuesta para su aplicación en el caso de estudio. Asimismo, se presenta la validación de la metodología mediante la revisión de los resultados y el comportamiento del modelo en un caso simple. Los documentos utilizados se comparten mediante enlace, en Anexo G.

### 5.1. Implementación

Se desarrolla un modelo centralizado de planificación energética que busca minimizar el costo total (inversión, operación y falla) para abastecer una creciente demanda por hidrógeno y electricidad con fuentes renovables, considerando los procesos Power-to-X, almacenamiento, transporte, interconexiones y exportación, sujeto a los recursos hídricos y renovables disponibles. El modelo de planificación cuasi-estático resultante corresponde a un problema de optimización multiproducto de estructura lineal, entero-mixto, susceptible de ser resuelto a través de la herramienta GAMS utilizando las librerías de optimización CPLEX.

Se modela una red eléctrica simplificada y sobrepuesta a la red existente en ALC, que permita evaluar las necesidades de ampliación y dirección de los flujos para abastecer la demanda de electricidad asociada a la transición energética de cada país: reemplazo de combustibles fósiles en generación eléctrica, electrificación de procesos y productos Power-to-X.

La metodología se puede resumir en las siguientes etapas (ver diagrama en Figura 5-1):

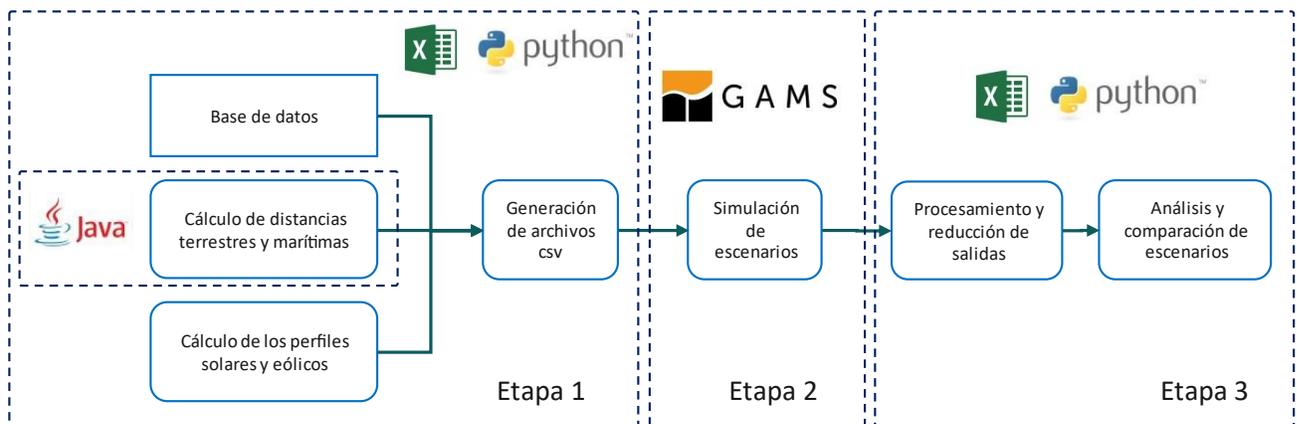


Figura 5-1: Diagrama de flujo y software utilizado en cada etapa del modelo propuesto.

Etapa 1: datos de entrada

Se definen los parámetros del modelo mediante:

- Base de datos en archivo Excel con información sobre cada zona, países, conexiones locales, conexiones de exportación, demanda local, costos de transporte, precio de energéticos en exportación, recursos y productos, procesos, duración en horas de cada bloque, años a simular, perfiles renovables, y conjuntos o índices de cada variable.
- Cálculo de distancia terrestre (utilizando código en lenguaje Python) y de distancia marítima según rutas comerciales (utilizando SeaRoute [71] en lenguaje de código Java), a partir de las coordenadas de cada zona y conexiones en base de datos. Se actualiza en base de datos.
- Cálculo de los perfiles de generación por bloques para tecnología solar fotovoltaica y eólica, según factor de planta obtenido de Global Solar Atlas [72] y Global Wind Atlas [73], respectivamente,

según coordenadas de cada zona. Se define metodología para identificar el mayor potencial en torno a una coordenada, representando lo que sería una ubicación estratégica de las centrales. Se actualiza en base de datos.

- d. Generación de archivos CSV (valores separados por coma) a partir de cada hoja de la base de datos, para su ingreso al modelo de optimización.

#### Etapa 2: simulación

Se ejecuta el modelo de optimización para cada escenario utilizando software GAMS y librerías CPLEX. El modelo se estructura en el siguiente orden:

- Definición de datos de entrada a partir de archivos CSV.
- Definición de variables y ecuaciones.
- Definición de restricciones a partir los datos de entrada, variables y ecuaciones.
- Definición de función objetivo.
- Iteración de la minimización de la función objetivo para cada año. Los resultados de optimización de la capacidad instalada ingresan como capacidad mínima al año siguiente.
- Definición y cálculo de salidas, para luego exportar en archivos CSV.

#### Etapa 3: procesamiento de las salidas

Se ejecuta un procesamiento de salidas y análisis por escenarios. Consiste en:

- a. Reducción de la dimensión temporal agrupando bloques horarios y meses.
- b. Cálculo de costos nivelados de cada producto considerando procesos, cantidad producida, costos de inversión y operación. Se destaca la complejidad dado que la producción no necesariamente se realiza completamente en una misma zona, por ejemplo, debido a la transmisión de electricidad o transporte de hidrógeno gaseoso para producir derivados.
- c. Cálculo de costos totales.
- d. Generación de gráficos.
- e. Comparación por países y escenarios.

En la Tabla 5-1 se presenta un resumen de los datos de entrada y salida del modelo.

Tabla 5-1: Datos de entrada y salida en modelo de planificación.

<b>Datos de entrada y base de datos</b>	<b>Datos de salida</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zonas georreferenciadas y rutas de transporte (camión, barco, líneas de transmisión) existentes y nuevas rutas propuestas.</li> <li>• Potencial solar y eólico georreferenciado [72], [73].</li> <li>• Rutas marítimas comerciales [71].</li> <li>• Proyecciones de demanda de hidrógeno y de electricidad.</li> <li>• Proyecciones de precio de exportación para venta de LH<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, CH<sub>3</sub>OH en países como Alemania, Bélgica, Países Bajos, Japón y Estados Unidos (este último también presenta precio de electricidad).</li> <li>• Costos de inversión y operación asociado a cada tecnología.</li> <li>• Parámetros del modelo para la representación temporal y perfiles, restricciones de variables y conjuntos de datos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos de inversión, operación, e ingresos por exportación. Se desagregan también por costos asociados a producción, transporte y almacenamiento.</li> <li>• Costos nivelados de cada producto (electricidad, hidrógeno gaseoso y líquido, amoniaco, metanol, agua desalada y tratada, entre otros).</li> <li>• Ubicación óptima de producción y exportación.</li> <li>• Capacidad instalada.</li> <li>• Recursos utilizados por cada producto.</li> <li>• Comportamiento del transporte y transmisión de productos entre zonas y países.</li> <li>• Perfil de producción de hidrógeno.</li> <li>• Demanda no suministrada.</li> </ul>

En la Figura 5-2 se presenta un ejemplo de los flujos asociados a la producción de hidrógeno gaseoso ( $\text{GH}_2$ ).

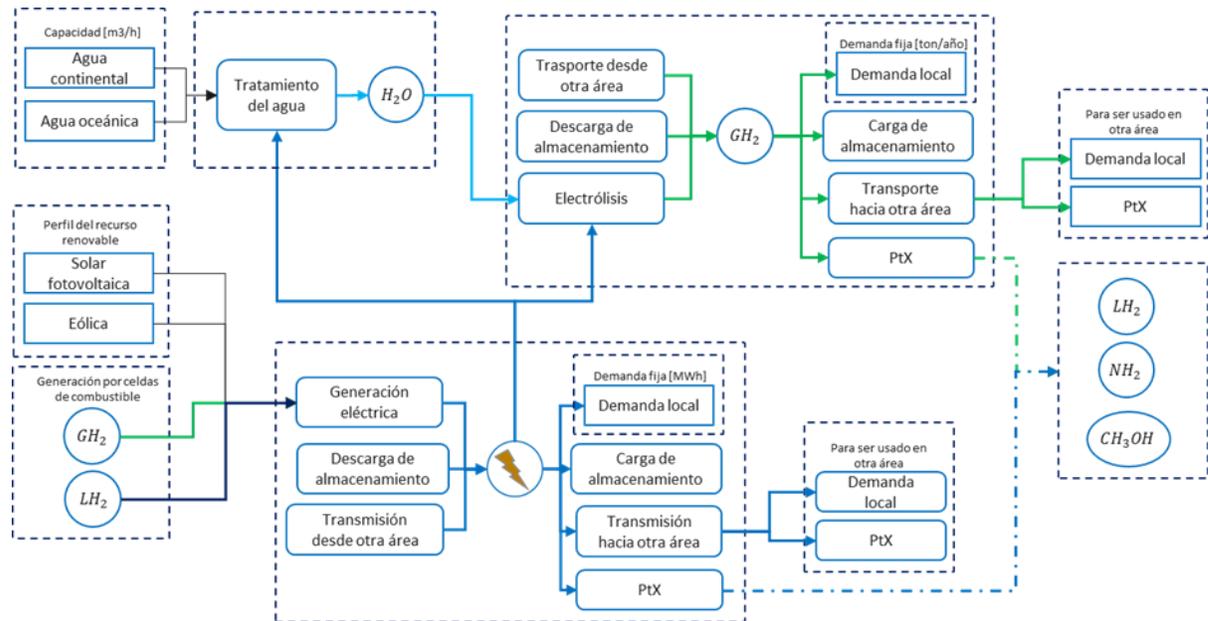


Figura 5-2: Diagrama de flujo para la producción de hidrógeno verde y posterior uso o toma de decisiones.

La relación de Power-to-X, es decir, pasar de electricidad a un nuevo producto, se da en el ejemplo de la Figura 5-2, al pasar de electricidad renovable a hidrógeno verde gaseoso ( $\text{GH}_2$ ), y de  $\text{GH}_2$  a hidrógeno verde líquido ( $\text{LH}_2$ ), amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) o a metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ). Estos últimos 3 productos son evaluados para exportación en barcos por su mayor densidad volumétrica, comparado con el  $\text{GH}_2$ .

A su vez, el modelo incorpora la opción de obtener nuevamente electricidad a partir de  $\text{GH}_2$  o  $\text{LH}_2$ , utilizando celdas de combustible. Esta opción busca representar la oportunidad de utilizar hidrógeno almacenado previo a su embarque o uso final, en la generación eléctrica, principalmente en horas de la noche donde no hay generación solar, y su precio podría llegar a competir con la alternativa de utilizar diésel.

### 5.1.1. Representación temporal y espacial

La definición de rangos horarios para la representación del tiempo en bloques se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5-2: Definición de bloques horarios.

Bloque	Rango horario	Horas del día	Horas al mes
1	23:00 – 6:00	7	210
2	6:00 – 9:00	3	90
3	9:00 – 19:00	10	300
4	19:00 – 21:00	2	60
5	21:00 – 23:00	2	60

La definición de los rangos horarios permite capturar la esencia de los recursos solar y eólico: para el recurso solar (ver Figura 5-3), en bloques 1 y 5 es prácticamente cero la mayor parte del año, en bloques 2 y 4 se presenta el aumento y disminución del recurso, y en bloque 3 se captura el máximo del recurso solar; para el recurso eólico (ver Figura 5-4), si bien está presente en todos los bloques horarios, en el bloque 5 se representa su máximo potencial, producto de que aumenta la velocidad del viento al haber mayor cambio de temperatura.

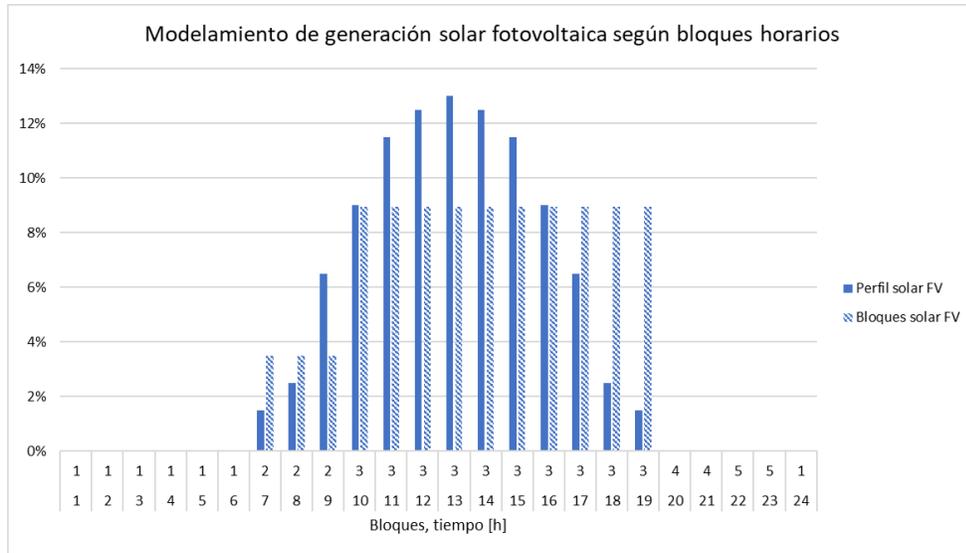


Figura 5-3: Ejemplo de perfil de generación de central solar fotovoltaica y representación por bloques horarios.

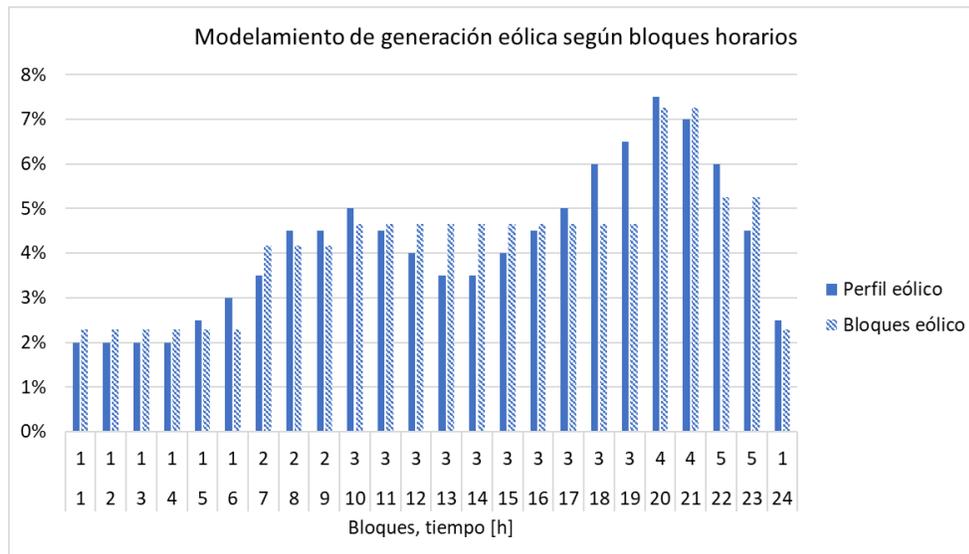


Figura 5-4: Ejemplo de perfil de generación de central eólica y representación por bloques horarios.

De la misma forma, en la Figura 5-5 se presenta un ejemplo de perfil de demanda y su respectiva representación por bloques. Finalmente, en la Figura 5-6 se presentan los perfiles de generación y consumo con su respectiva representación por bloques: se tiene mayor coincidencia entre generación eólica y la demanda, mientras que la generación solar presenta una mayor generación en horas de demanda media. Esta representación temporal permite reducir el número de variables del modelo, manteniendo la información típica de los perfiles diarios de generación y, por tanto, del comportamiento de la producción y almacenamiento de los distintos energéticos.

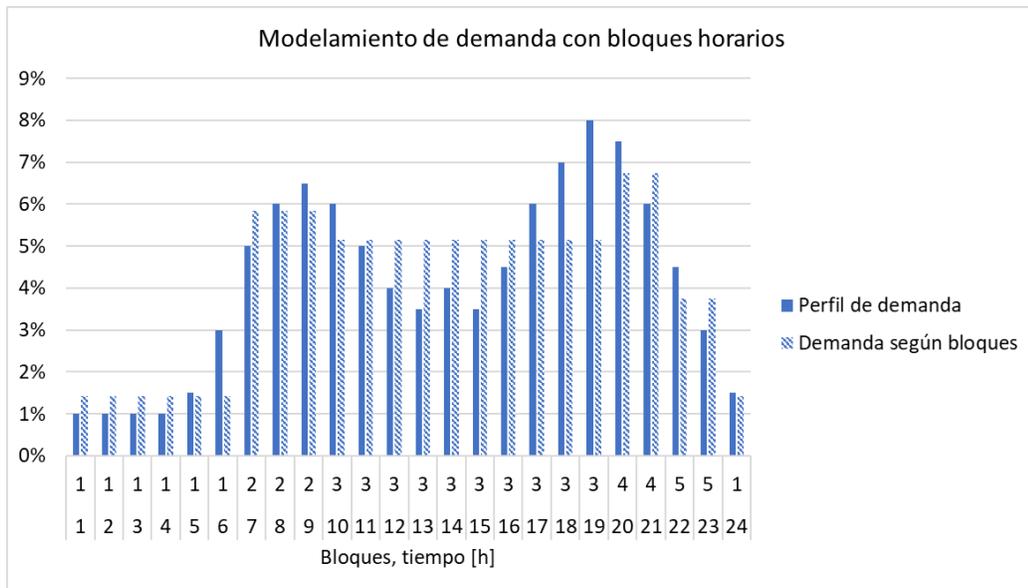


Figura 5-5: Ejemplo de perfil de demanda y representación por bloques horarios.

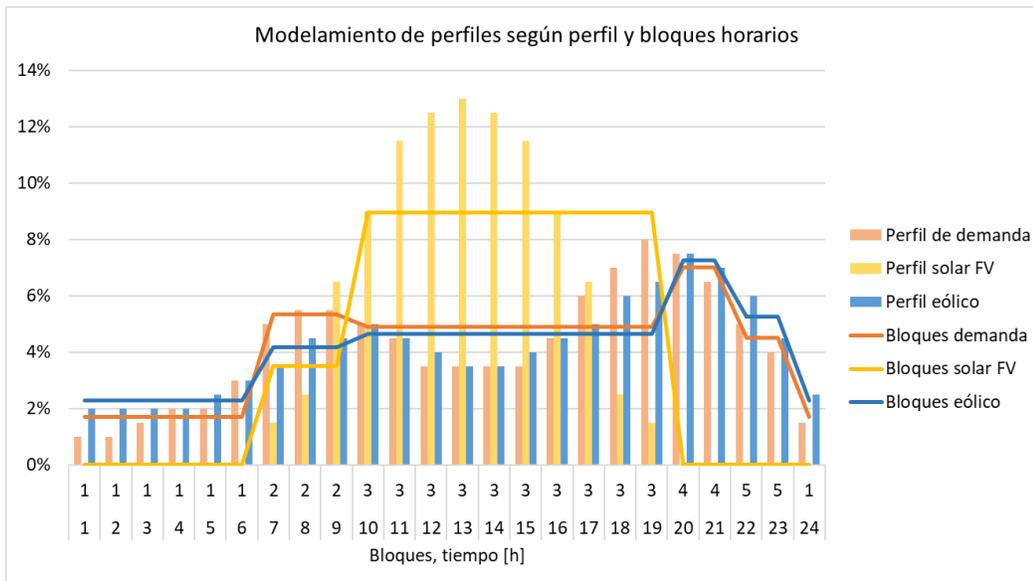


Figura 5-6: Perfiles de generación y demanda con su respectiva representación por bloques horarios.

En cuanto a la dimensión espacial, ALC es representada espacialmente por un grafo de coordenadas georreferenciadas, tal como se presenta en la Figura 5-7, y la exportación corresponde a ramas desde zonas locales con puerto a las distintas zonas de exportación.



Figura 5-7: Representación gráfica de zonas y conexiones. Los círculos corresponden a la ubicación de referencia de cada zona. Las líneas amarillas representan conexiones internas de cada país. Las líneas moradas representan interconexiones. Línea celeste (Colombia – Panamá) y naranja (Los Lagos- Aysén y Magallanes en Chile) representan casos particulares de nuevas conexiones. Herramienta: Google Earth.

### 5.1.2. Demanda local y zonas de Latinoamérica

Para la definición de zonas locales, se seleccionaron áreas distribuidas proporcionalmente al tamaño de cada país, asegurando que cumplieran al menos con uno de los siguientes criterios: ausencia de zonas protegidas como parques o reservas naturales, presencia de puertos, ser la capital del país, alta concentración urbana reflejada en la cantidad de rutas o autopistas, o poseer un mayor potencial de producción de PtX según el PtX-Atlas[48]. La descripción detallada de las zonas, conexiones y demandas modeladas de cada país se encuentran en el Anexo D.

Para la estimación de la demanda de hidrógeno, se utilizaron como base las proyecciones de la Estrategia Nacional o la Hoja de Ruta de cada país, en relación con su demanda energética histórica. El crecimiento escalonado se debe a la incorporación gradual de la tecnología, conforme a los niveles de demanda y al avance de las estrategias nacionales.

Para la estimación de la demanda de electricidad a ser cubierta únicamente por las energías renovables consideradas en el modelo (solar, eólica y celdas de combustible), se tomó como base el 5% de la demanda anual de electricidad del año 2021 de cada país para el año 2025 [74]. A partir de esta base, se proyecta una demanda que permita la descarbonización del sector de generación eléctrica para el año 2040, más una tasa de crecimiento anual del 2% en relación con la demanda histórica.

Las proyecciones de demanda de hidrógeno y electricidad evaluadas en el modelo se presentan en los siguientes gráficos.

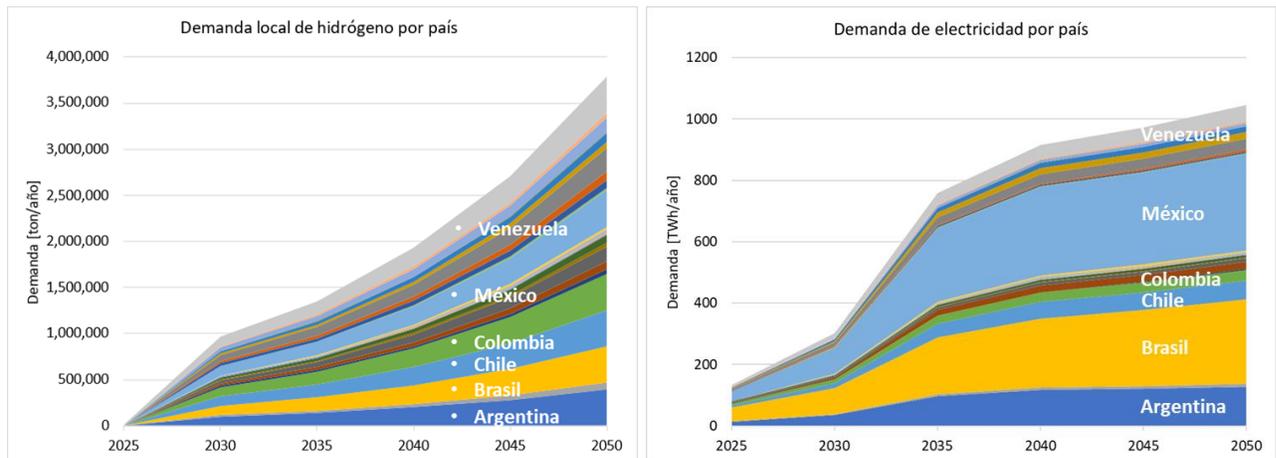


Figura 5-8: Demanda de hidrógeno (izquierda) y electricidad (derecha) proyectada para los países de ALC. Fuente: adaptado según metas de descarbonización y estrategias nacionales en [18], [74].

### 5.1.3. Zonas de exportación y precio del producto importado

La exportación de productos energéticos desde América Latina y el Caribe (ALC) hacia otros continentes presenta desafíos complejos, ya que es un problema multivariable que incluye decisiones sobre los puntos de origen y destino, la cantidad y tipo de productos, el momento oportuno y el precio adecuado. Este proceso de modelado requiere tiempo considerable y altos recursos computacionales. Además, los acuerdos entre países están en etapas iniciales, lo que introduce un alto grado de incertidumbre en las cantidades y precios de exportación. Este estudio, sin embargo, se centra en la planificación coordinada de los países latinoamericanos para satisfacer sus demandas internas, considerando la exportación solo como una opción para reducir costos totales.

Se identifican cinco países como posibles importadores de productos latinoamericanos: Bélgica, Alemania, Países Bajos (en Europa), Japón (en Asia) y Estados Unidos (en Norteamérica). Los países europeos fueron seleccionados debido a acuerdos de entendimiento con países de Latinoamérica como Chile y Uruguay [7] [75]. Japón y Estados Unidos se incluyeron para analizar candidatos de larga y corta

distancia, respectivamente. Aunque Estados Unidos tiene una menor distancia con varios países latinoamericanos, no muestra interés en importar productos energéticos, declarándose incluso como un país exportador. La Figura 5-9 presenta el comportamiento por región en cuanto a país importador, exportador o de autoconsumo [76].

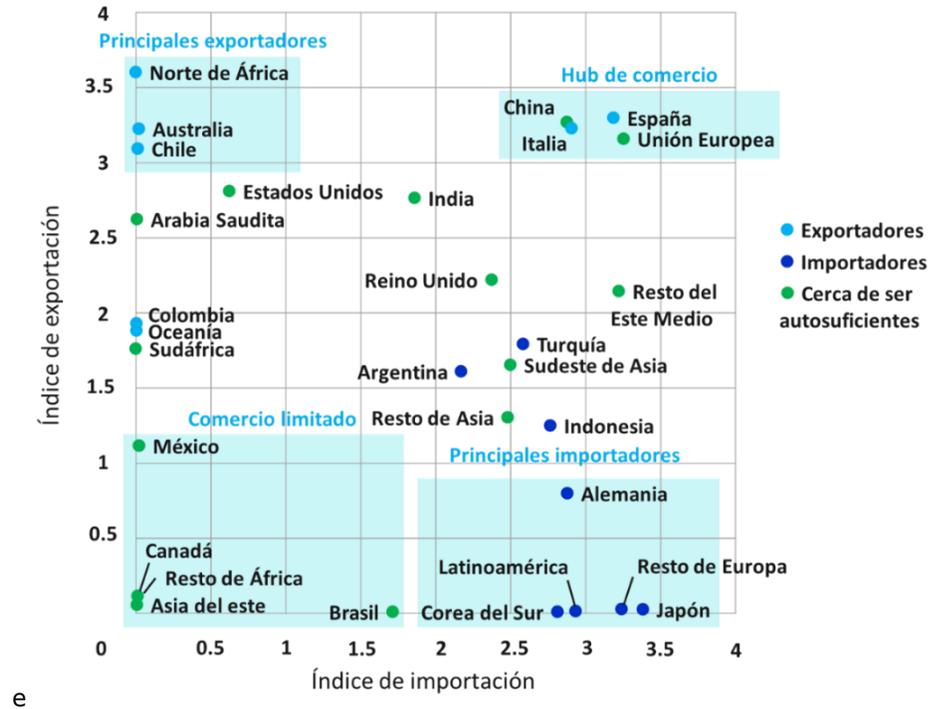


Figura 5-9: Índice de importación y exportación por países. Fuente: adaptado de [76].

Para reflejar el interés de los países por la importación de productos, se proponen precios según lo que estarían dispuestos a pagar. Por ejemplo, Estados Unidos se modela con un precio bajo debido a su capacidad de autoconsumo y de exportación, y un precio de 10 USD/MWh para importación de electricidad. Se proyectan precios con curvas decrecientes para cada producto. La elasticidad de la oferta y escenarios de precios se proponen como trabajo futuro. Las curvas utilizadas se presentan en la Figura 5-10 en y en la Figura 5-11, según dólares por unidad de masa (kg) y por unidad de energía (MWh), respectivamente.

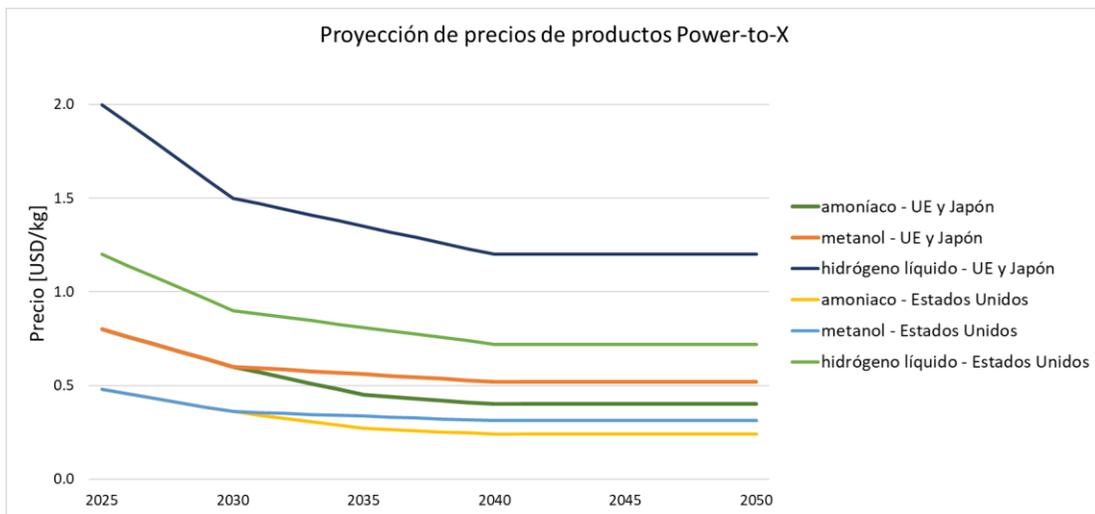


Figura 5-10: Precio proyectado de importación para cada producto Power-to-X por unidad de masa (USD/kg). Fuente: adaptado de [9], [77].

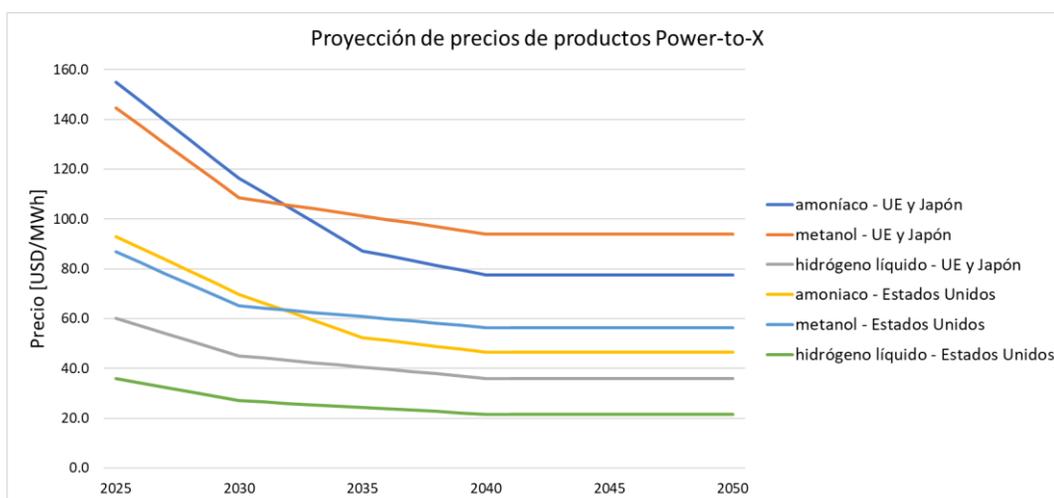


Figura 5-11: Precio proyectado de importación para cada producto Power-to-X por unidad energética (USD/MWh). Fuente: adaptado de [9], [75].

#### 5.1.4. Transporte terrestre

El transporte terrestre se modela con 3 modos de transporte: camión, gasoductos y líneas de transmisión. El costo de transporte se modela como un servicio, es decir, se paga por material transportado y por distancia, sin considerar la logística de los modos de transporte, como lo son la disponibilidad de camiones, los tiempos de transporte, ni los costos de inversión, operación y mantenimiento. La literatura identifica costos por material transportado, para ciertas distancias características. Luego, los costos de transporte en función del producto y distancia son los siguientes:

Tabla 5-3 Costo de transporte por unidad de producto y distancia, para camión, gasoducto y línea de transmisión.

Modo de transporte	Producto	Costo [USD/kg]	Distancia de referencia [km]	Costo según distancia [USD/(ton - km)]	Capacidad máxima	Ref.
Camión	GH <sub>2</sub>	2.3	300	7.7	4.320 [ton/mes]	[78], [79]
	LH <sub>2</sub> , NH <sub>3</sub> , CH <sub>3</sub> OH	0.6	300	1.9	4.320 [ton/mes]	[79], [80]
Gasoducto	GH <sub>2</sub>	0.08	1000	0.08	500 [ton/h]	Adaptado de [79]
Línea de transmisión	Electricidad	0.0000028 [USD/(MW · km)]			500 [MW] (MWh/h)	Estimado según [81]

Finalmente, para calcular la distancia entre 2 zonas, se desarrolla un código en Python, utilizando la librería *geopy*, en particular, la función *geodesic*. Este código recibe todas las coordenadas en latitud y longitud, y entrega la distancia en kilómetros de las conexiones presentadas en 0, multiplicado por un factor igual a 1.4 (supuesto), que representa la desviación de los caminos o rutas entre 2 puntos. Además, este factor permite reducir el efecto de considerar un único punto georreferenciado como representante de toda una zona.

### 5.1.5. Transporte marítimo

El transporte marítimo se modela con un único modo de transporte: barcos, y si bien tiene un enfoque principal en la exportación de Power-to-X, también está la opción de utilizar barcos en el transporte local de Latinoamérica, por ejemplo, entre las islas del Caribe, o entre zonas costeras en vez de utilizar camiones, entre otros posibles escenarios. La literatura indica que el hidrógeno puede ser transportado en barcos en su estado líquido o utilizando *carriers* como amoniaco, metanol, entre otros. Esto debido a los costos y capacidad del transporte en barcos a largas distancias [75].

Al igual que en transporte terrestre, el costo de transporte se modela en este trabajo como un servicio. Se identifica en la literatura los costos por kg transportado y almacenado. Luego, los costos de transporte en función del producto y distancia se presentan en la Tabla 5-4.

Tabla 5-4: Costo de transporte en barco por unidad de producto y distancia.

Modo de transporte	Producto	Costo [USD /kg]	Distancia [km]	Costo modelado [USD/(ton · km)]	Ref.
Barco	Hidrógeno líquido	1.4	3,000	$0.47 = 1.4 \cdot \frac{1000}{3000}$	[82]
	Amoniaco	0.23	3,000	$0.08 = 0.23 \cdot \frac{1000}{3000}$	[82]
	Metanol	0.25	3,000	$0.08 = 0.25 \cdot \frac{1000}{3000}$	[82], [83]

Para calcular la distancia entre zonas de Latinoamérica y zonas extranjeras o destinos de exportación, se utiliza SeaRoute [71], que es un código que obtiene la ruta marítima más corta entre dos ubicaciones, considerando rutas comerciales y pasos típicos, tales como el Canal de Panamá o el Estrecho de Magallanes. A partir de la ruta más corta, entrega la distancia recorrida y la distancia entre cada ubicación y el puerto principal más cercano. En la Figura 5-12 se presenta el resultado gráfico de las rutas marítimas modeladas, obtenidas a partir de SeaRoute [71], y graficadas utilizando geojson.io [84].



Figura 5-12: Rutas marítimas modeladas desde Latinoamérica hasta Bélgica, Alemania, Países Bajos y Japón.

## 5.1.6. Recursos y procesos

### 5.1.6.1. Generación eléctrica

La electricidad obtenida por generación solar y eólica queda determinada por los factores de planta a nivel de bloque horario y mes de cada tecnología y según su ubicación. Luego, la electricidad total producida en cada zona  $i$  corresponde a la suma de la generación de cada tecnología.

$$F_{total\ producto}(i, electricidad, t, m, b) = F_{producto}(i, proc_1, electricidad, t, m, b) + F_{producto}(i, proc_2, electricidad, t, m, b) \quad (50)$$

Donde,

$$F_{producto}(i, proc_1, electricidad, t, m, b) = F_{recurso}(i, proc_1, electricidad_{fv}, t, m, b) \quad (51)$$

$$F_{producto}(i, proc_2, electricidad, t, m, b) = F_{recurso}(i, proc_2, electricidad_{eolico}, t, m, b) \quad (52)$$

Con la restricción de factor de planta:

$$F_{producto}(i, proc_1, electricidad_{fv}, t, m, b) \leq P_F(i, electricidad, t) \cdot fp(i, solar_{fv}, t, m, b) \cdot duracion(t, m, b) \quad (53)$$

$$F_{producto}(i, proc_2, electricidad_{eolico}, t, m, b) \leq P_F(i, electricidad, t) \cdot fp(i, eolico, t, m, b) \cdot duracion(t, m, b) \quad (54)$$

Para la obtención del factor de planta, se utilizan los mapas georreferenciados obtenidos del Global Solar Atlas [72] y Global Wind Atlas[73], con la energía mensual en kWh de cada coordenada, de una instalación de 1 kW. Con esta información, se pondera un factor de planta de referencia por bloque y mes, tal que su generación mensual coincida con el valor entregado por el mapa. Lo anterior se representa por la siguiente ecuación:

$$fp(i, t, m, b) = \frac{fp_{ref}(m, b) \cdot E[kWh]}{\sum_b(fp_{ref}(m, b) \cdot 1 [kW] \cdot duracion(m, b) [h])} \quad (55)$$

La representación gráfica de los mapas mencionados se presenta en Figura 5-13.

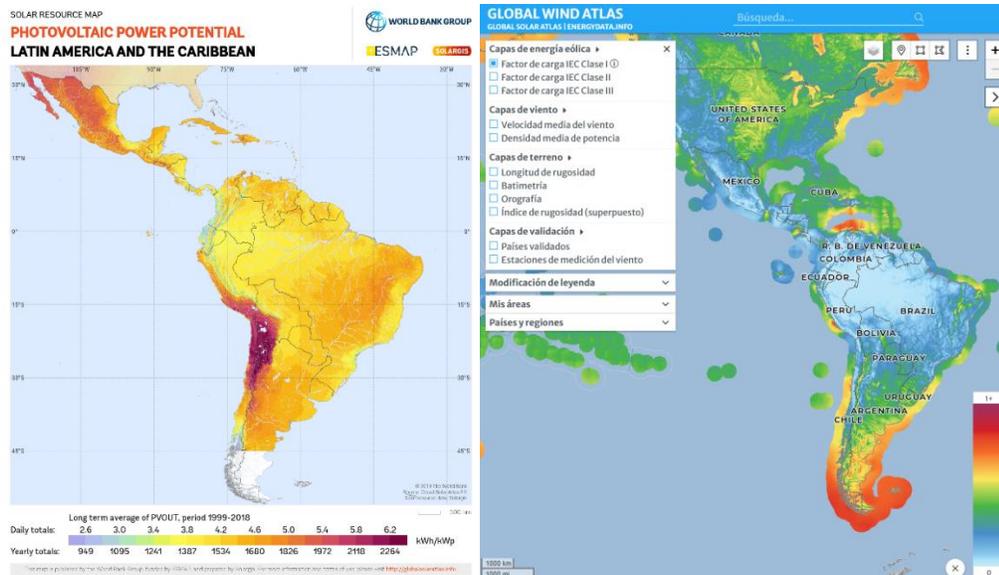


Figura 5-13: Mapa georreferenciado de potencial de generación con tecnología solar fotovoltaica (izquierda) y eólica (derecha).

Lo anterior se realiza mediante un código en Python de elaboración propia, que recibe las coordenadas de cada zona, y entrega un archivo con la energía mensual respectiva. La utilidad del código radica en la posibilidad de modificar la cantidad y/o ubicación de las zonas en estudio, y agregar la información en la base de datos en solo 2 pasos (ejecución del código y actualización de base de datos o archivo Excel). Cabe destacar que, para la tecnología solar fotovoltaica, no se disponen de datos en la zona austral de Latinoamérica, por lo que se utiliza el valor mínimo dentro del conjunto de datos, considerando que esta zona se caracteriza por un alto potencial eólico, pero bajo potencial solar fotovoltaico.

Los parámetros técnicos y económicos utilizados en el modelo para la generación eléctrica solar fotovoltaica, eólica y con celdas de combustible se presentan en la Tabla 5-5. Los parámetros para el almacenamiento en batería se encuentran en la Tabla 5-6.

Tabla 5-5: Parámetros técnicos y económicos utilizados para generación eléctrica de centrales solar fotovoltaica, centrales eólicas y por celdas de combustible.

Tecnología	Factor de planta [MWh/MWh]	OPEX [% CAPEX] ([USD/MW])	Anualidad [USD/MW]	CAPEX [USD/MW]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Solar fotovoltaica	Según perfil solar fotovoltaico [72].	2.5% (11.275)	36.697	451.000	35	8%	[85], [86]
Eólica	Según perfil eólico [73]	4% (46.200)	108.198	1.155.000	25	8%	[85], [86]
Celdas de combustible	55%	5%	61.830	660.000	25	8%	[43]

Tabla 5-6: Parámetros técnicos y económicos utilizados en el almacenamiento de electricidad mediante baterías.

Tecnología	Factor almacenamiento [MWh/MWh]	OPEX [% CAPEX] ([USD/MWh])	Anualidad [USD/MWh]	CAPEX [USD/MWh]	Vida útil [años]	Tasa de dscto. [%]	Ref.
Batería (BESS)	1	1% (4.795)	48.838	479.500	20	8%	[86], [87]

#### 5.1.6.2. Desalinización y purificación

Para el uso de agua oceánica, se utiliza el proceso de desalinización. Particularmente, se considera el método de osmosis inversa (RO por sus siglas en inglés), ya que es el método más utilizado a nivel mundial [88]. Consiste en filtrar el agua de mar a alta presión por una membrana, tal como se presenta en la Figura 5-14. El agua que no atraviesa la membrana es devuelta al mar con una mayor concentración de sólidos principalmente de salmuera, lo cual tiene un impacto medioambiental que debe ser estudiado y mitigado cuidadosamente [89].

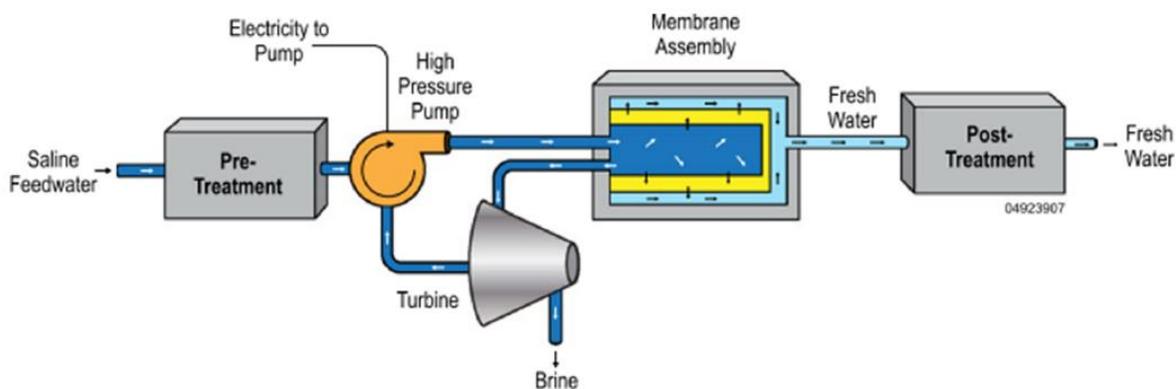


Figura 5-14 Diagrama de desalinización por osmosis inversa. Fuente: extraída de [89].

En cuanto al agua continental (lagos, ríos y aguas subterráneas), se utiliza un supuesto de purificación, que consiste en la filtración y eliminación de residuos. El propósito de este modelamiento es poder cuantificar la cantidad de agua necesaria a utilizar en la producción de hidrógeno gaseoso, según la ubicación de la zona (interior o costa de Latinoamérica), por lo que los valores utilizados para una planta de purificación del agua son a base de supuestos, manteniendo una proporción menor a los parámetros del proceso de desalinización.

Los parámetros técnicos y económicos utilizados en el modelo se presentan en Tabla 5-7.

Tabla 5-7 Parámetros técnicos y económicos utilizados para la desalinización de agua oceánica y purificación de agua continental.

Tecnología	Factor de planta [ $\frac{m^3}{h}$ ]/MW	OPEX [% CAPEX] ([USD/MW])	Anualidad [USD/MW]	CAPEX [USD/MW]	Vida útil [años]	Tasa de dscto. [%]	Ref.
Desalinización (agua oceánica)	250	4% (29.400)	65.290	735.000	30	8%	Estimado a partir de [90]
Purificación (agua continental)	500	1% (2.000)	20.370	200.000	20	8%	

El recurso hídrico y de energía eléctrica necesaria para la obtención de agua pura mediante desalinización considerando osmosis inversa según [89], [90], se obtiene de las siguientes ecuaciones:

$$F_{\text{producto}}(i, \text{desalinizacion}_1, \text{agua pura oceánica}, t, m, b) = 0,41 \cdot F_{\text{recurso}}(i, \text{desalinizacion}_1, \text{agua oceánica}, t, m, b) \quad (56)$$

$$F_{\text{producto}}(i, \text{desalinizacion}_2, \text{agua pura oceánica}, t, m, b) = 167 \cdot F_{\text{recurso}}(i, \text{desalinizacion}_2, \text{electricidad}, t, m, b) \quad (57)$$

Es decir, por cada 1 m<sup>3</sup> de agua oceánica, se puede obtener 0.41 m<sup>3</sup> de agua pura mediante desalinización. A su vez, por cada 1 MWh de electricidad, se puede obtener 167 m<sup>3</sup> de agua pura. De forma inversa, para obtener 1 m<sup>3</sup> de agua pura, se necesita procesar 2.44 m<sup>3</sup> de agua oceánica, utilizando 0.006 MWh de electricidad, o equivalentemente, 6 kWh.

Mientras que, mediante la purificación de agua continental, los recursos necesarios se obtienen de:

$$F_{\text{producto}}(i, \text{purificacion}_1, \text{agua pura continental}, t, m, b) = 0,9 \cdot F_{\text{recurso}}(i, \text{purificacion}, \text{agua continental}, t, m, b) \quad (58)$$

$$F_{\text{producto}}(i, \text{purificacion}_2, \text{agua pura continental}, t, m, b) = 1.395 \cdot F_{\text{recurso}}(i, \text{purificacion}, \text{electricidad}, t, m, b) \quad (59)$$

Análogo al proceso de desalinización, para purificar 1 m3 de agua, se necesita tratar 1.11 m3 de agua continental, utilizando 0.0007 MWh, o equivalentemente, 0.7 kWh.

Por lo tanto, se da cuenta que el modelo siempre preferirá el consumo de agua continental, por tener un menor costo de inversión y de operación, y por tener un mayor factor de planta. Luego, es importante la restricción de disponibilidad del recurso según zonas: para efectos del modelo, se impone que las zonas con acceso al agua de mar tienen una menor capacidad de agua continental que las que no tienen acceso (zonas interiores), forzando entonces la desalinización una vez que se ocupa el total del agua continental.

Finalmente, reiterar que el propósito de esta implementación del modelo asociado al uso del agua, tiene un enfoque principalmente estimativo de la cantidad de agua necesaria para producir hidrógeno gaseoso, y cómo puede verse restringido por la ubicación geográfica de la zona. También da lugar a futuros estudios con un mayor nivel de detalle de la obtención del recurso hídrico y escenarios de escasez asociados.

### 5.1.6.3. *Electrólisis - Hidrógeno gaseoso*

Para la producción de hidrógeno gaseoso, se tiene tienen los siguientes requerimientos:

- 1 ton H<sub>2</sub> requiere 50 MWh de electricidad.
- 1 ton H<sub>2</sub> requiere 10 m<sup>3</sup> de agua de alta pureza.

Los parámetros técnicos y económicos utilizados en el modelo para la producción de hidrógeno se presentan en la Tabla 5-8. Los parámetros para el almacenamiento en tanque se encuentran en la Tabla 5-9.

Tabla 5-8: Parámetros técnicos y económicos utilizados para la producción de hidrógeno.

Tecnología	Factor de planta [ $\frac{ton}{h}$ ]/MW	OPEX [% CAPEX] ([USD/MW])	Anualidad [USD/MW]	CAPEX [USD/MW]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Electrolizador PEM	$0,018 = \frac{1}{52}$	5% (30.000)	61.110	600.000	20	8%	[91]

Tabla 5-9: Parámetros técnicos y económicos utilizados en el almacenamiento de hidrógeno en tanques.

Tecnología	Factor almacenamiento [ton/ tanque unitario]	OPEX [% CAPEX] ([USD/ tanque])	Anualidad [USD/ tanque unitario]	CAPEX [USD/ tanque unitario]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Tanque hidrógeno gaseoso	1	2% (1.352)	10.531	90.140	15	8%	IEA [82]

Un tanque unitario refiere a un tanque de almacenamiento dividido por su capacidad máxima. Si un tanque tiene una capacidad de 10,000 toneladas de H<sub>2</sub> con un CAPEX de 100,000 USD, luego, el tanque unitario tiene una capacidad de 1,000 toneladas de H<sub>2</sub>, con un CAPEX de 10,000 USD.

#### 5.1.6.4. Licuefacción - Hidrógeno líquido

Dado que existe el proceso asociado a la producción de hidrógeno gaseoso, el hidrógeno líquido solo el proceso de licuefacción, permitiendo conseguir un hidrógeno con mayor densidad volumétrica, a menor temperatura. Por lo tanto, para producir hidrógeno se tienen los siguientes requerimientos.

- 1 tonelada de LH<sub>2</sub> requiere de 10 MWh de electricidad.
- 1 tonelada LH<sub>2</sub> requiere 1 tonelada de H<sub>2</sub>.

Los parámetros técnicos y económicos utilizados en el modelo para la obtención de hidrógeno líquido se presentan en la Tabla 5-10. Los parámetros para el almacenamiento en tanque se encuentran en la Tabla 5-11.

Tabla 5-10: Parámetros técnicos y económicos utilizados para la obtención de hidrógeno líquido.

Tecnología	Factor de planta $[(\frac{ton}{h})/MW]$	OPEX [% CAPEX] ([USD/MW])	Anualidad [USD/MW]	CAPEX [USD/MW]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Licuefacción de hidrógeno	0.1	1% (1.600)	3.553	40.000	30	8%	Pfennig et al. [86]

Tabla 5-11: Parámetros técnicos y económicos utilizados en el almacenamiento de hidrógeno líquido en tanques.

Tecnología	Factor almacenamiento [ton/ tanque unitario]	OPEX [% CAPEX] ([USD/ tanque])	Anualidad [USD/ tanque unitario]	CAPEX [USD/ tanque unitario]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Tanque hidrógeno líquido	1	2% (26)	399	3.422	15	8%	IEA [82]

#### 5.1.6.5. Síntesis de amoníaco y fijación de nitrógeno

Para la producción de metanol, se tiene tienen los siguientes requerimientos:

- 1 ton NH<sub>3</sub> requiere 0.74 MWh de electricidad.
- 1 ton NH<sub>3</sub> requiere 0.12 ton de hidrógeno.
- 1 ton NH<sub>3</sub> requiere 0.82 ton de nitrógeno fijado

Los parámetros técnicos y económicos utilizados en el modelo para la obtención de amoníaco se presentan en la Tabla 5-12. Los parámetros para el almacenamiento en tanque se encuentran en la Tabla 5-13.

Tabla 5-12: Parámetros técnicos y económicos utilizados para la obtención de amoniaco.

Tecnología	Factor de planta [ $\frac{ton}{h}$ ]/MW]	OPEX [% CAPEX] ([USD/MW])	Anualidad [USD/MW]	CAPEX [USD/MW]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Síntesis de amoniaco	0.154	2% (10.140)	45.035	507.000	30	8%	Pfennig et al. [86]
Fijación de nitrógeno	10	1% (1.000)	8.882	100.000	30	8%	Estimación

Tabla 5-13: Parámetros técnicos y económicos utilizados en el almacenamiento de amoniaco en tanques.

Tecnología	Factor almacenamiento [ton/ tanque unitario]	OPEX [% CAPEX] ([USD/ tanque])	Anualidad [USD/ tanque unitario]	CAPEX [USD/ tanque unitario]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Tanque amoniaco	1	2% (26)	199	1.711	15	8%	IEA [82]

#### 5.1.6.6. Síntesis de metanol y captura de carbono

Para la producción de metanol, se tiene tienen los siguientes requerimientos:

- 1 ton CH<sub>3</sub>OH requiere 0.74 MWh de electricidad.
- 1 ton CH<sub>3</sub>OH requiere 0.21 ton de hidrógeno.
- 1 ton CH<sub>3</sub>OH requiere 1.44 ton de carbono capturado.

Los parámetros técnicos y económicos utilizados en el modelo para la obtención de metanol se presentan en la Tabla 5-14. Los parámetros para el almacenamiento en tanque se encuentran en la Tabla 5-15.

Tabla 5-14: Parámetros técnicos y económicos utilizados para la obtención de metanol.

Tecnología	Factor de planta $[\frac{ton}{h}]/MW$	OPEX [% CAPEX] ([USD/MW])	Anualidad [USD/MW]	CAPEX [USD/MW]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Síntesis de metanol	0,09	5% (16.200)	28.780	324.000	30	8%	Pfennig et al. [86]
Captura de carbono	104,8	1% (1.000)	8.882	100.000	30	8%	Estimación

Tabla 5-15: Parámetros técnicos y económicos utilizados en el almacenamiento de metanol en tanques.

Tecnología	Factor almacenamiento [ton/ tanque unitario]	OPEX [% CAPEX] ([USD/ tanque])	Anualidad [USD/ tanque unitario]	CAPEX [USD/ tanque unitario]	Vida útil [años]	Tasa de descuento [%]	Ref.
Tanque metanol	1	2% (9)	66	568	15	8%	IEA [82]

## 5.2. Validación del modelo

Para validar el modelo propuesto, se realiza una validación usando la estrategia de estudio de sensibilidades, dado que no se cuenta con un modelo de referencia con el cual validar resultados previos de manera adecuada. La técnica consiste, a partir de un caso base de pequeña escala donde sea fácil analizar los resultados, modificar los parámetros del modelo y analizar cómo estos cambios afectan los resultados. Este proceso es fundamental para evaluar la robustez del modelo y su capacidad de generar soluciones confiables bajo distintas condiciones. En particular, la validación de sensibilidad permite identificar los parámetros más críticos del sistema, aquellos que ejercen una mayor influencia en los resultados, como los costos de inversión, los factores de planta o las pérdidas y costos asociados a los diferentes modos de transporte. Además, esta técnica facilita la evaluación de la estabilidad numérica del modelo, comprobando que las soluciones obtenidas sean razonables y consistentes.

En este caso, se ha diseñado un sistema simplificado compuesto por tres zonas y dos conexiones, representado en la Figura 5-15, para llevar a cabo esta validación. Este sistema permite evaluar múltiples modos de transporte, sus respectivas pérdidas, así como los procesos relacionados con la producción, almacenamiento y exportación de energía. Al aplicar la validación de sensibilidad, se pueden explorar distintos escenarios, desde variaciones leves hasta extremos, lo que proporciona información crucial sobre la resiliencia del sistema y su capacidad de adaptación ante incertidumbres. De esta manera, la validación no solo refuerza la confianza en el modelo, sino que también asegura que las decisiones derivadas de él sean robustas y aplicables en una variedad de contextos.

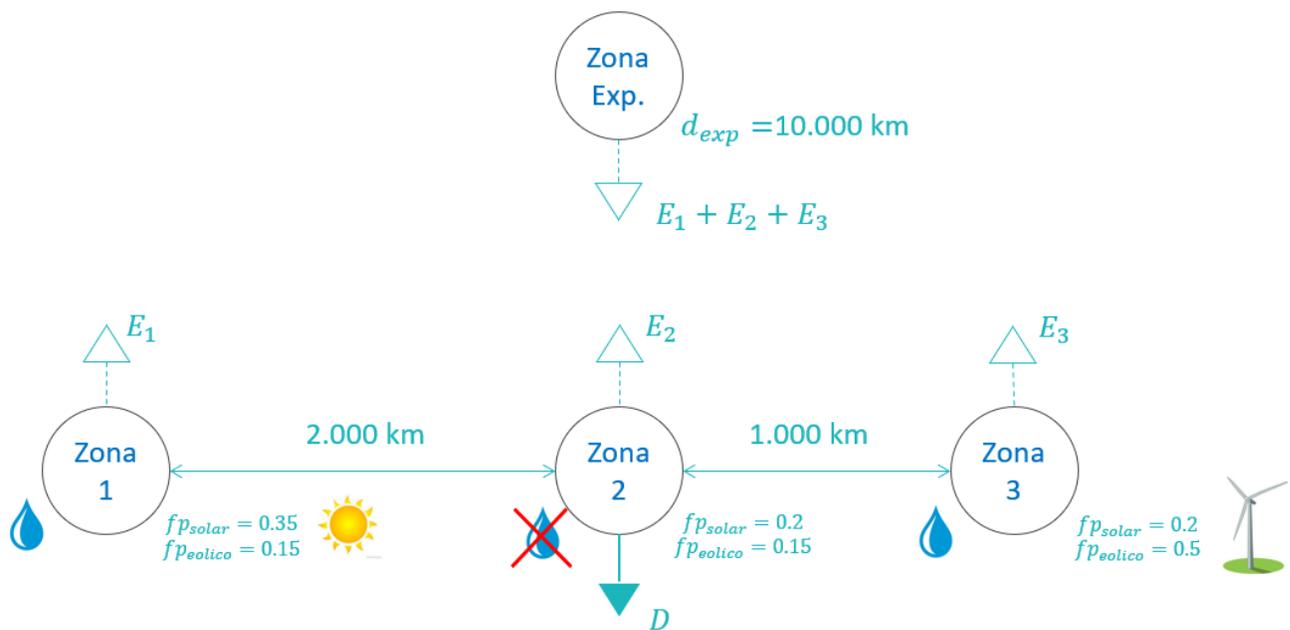


Figura 5-15: Diagrama de sistema para validación del modelo.

Se define una demanda  $D$  de hidrógeno (ver Figura 5-16) desde 10.000 ton a 100.000 ton al año 2050, para la zona 2, la cual no cuenta con recurso hídrico (para satisfacer su demanda de hidrógeno, requiere importar desde otras zonas).

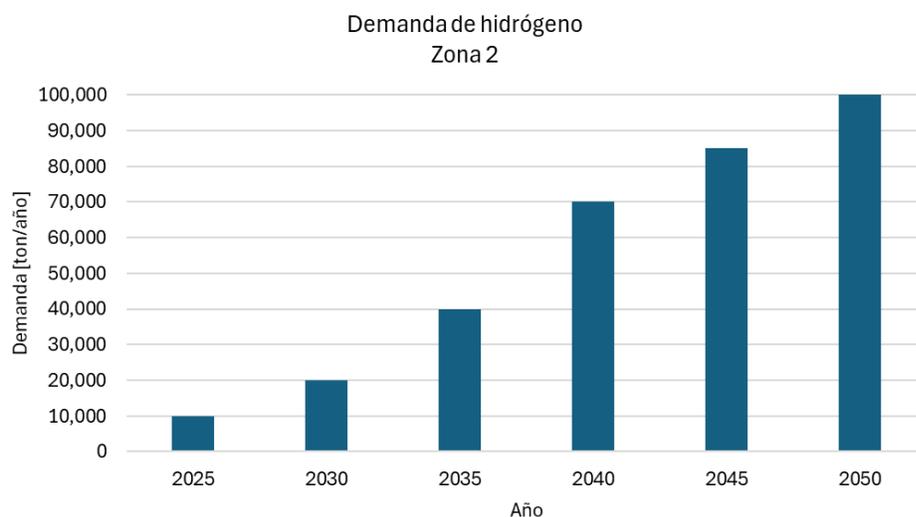


Figura 5-16: Proyección de demanda de hidrógeno en Zona 2.

Las variables de exportación E1, E2 y E3 corresponden al resultado de la optimización, consideradas para potenciales ingresos por ventas. No obstante, se restringe la exportación a cero el primer año (2025), a 50% de la demanda local el año 2030, y a 100% de la demanda local los años restantes.

Luego, para poder comparar los distintos modos de transporte y decisiones que puede tomar el modelo, se proponen los siguientes casos A, B, C, D y E presentes en Casos de estudio según modos de transporte disponibles, diferenciados por la disponibilidad y combinación de los distintos modos de transporte.

Tabla 5-16: Casos de estudio según modos de transporte disponibles (valor 1).

Disponibilidad modos de transporte	Camión	Barco	Línea de transmisión	Gasoducto
A - camión	1	0	0	0
B - barco	0	1	0	0
C - línea de transmisión y camión (*)	1	0	1	0
D - gasoducto	0	0	0	1
E - todos los modos	1	1	1	1

(\*) Dado que en Zona 2 no hay recurso hídrico, debe importar hidrógeno para abastecer su demanda, lo cual no puede hacer con una línea de transmisión.

A continuación, se presentan los resultados por cada escenario, con enfoque en la comparación entre modos de transporte, niveles de producción y decisiones de inversión por tecnología.

En cuanto a transporte local, se tienen los resultados gráficos presentes en Figura 5-17. Se puede notar la decisión desde cuál zona importar en función del modo de transporte disponible, y bajo que productos: hidrógeno líquido en camiones y barcos, hidrógeno gaseoso en gasoductos y camiones.

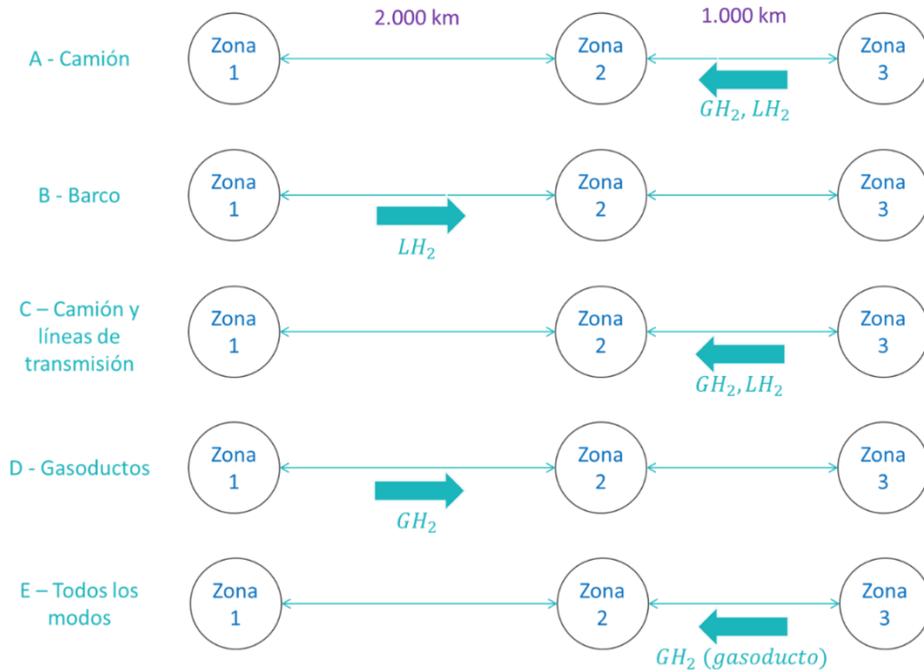


Figura 5-17: Transporte local entre zonas por casos.

El transporte anual para cada caso se presenta en Figura 5-18. Cabe destacar que los valores positivos representan el transporte en sentido directo (desde zona 1 a zona 2 y desde zona 2 a zona 3), mientras que los valores negativos representan transporte en sentido inverso (de 2 a 1 y de 3 a 2).

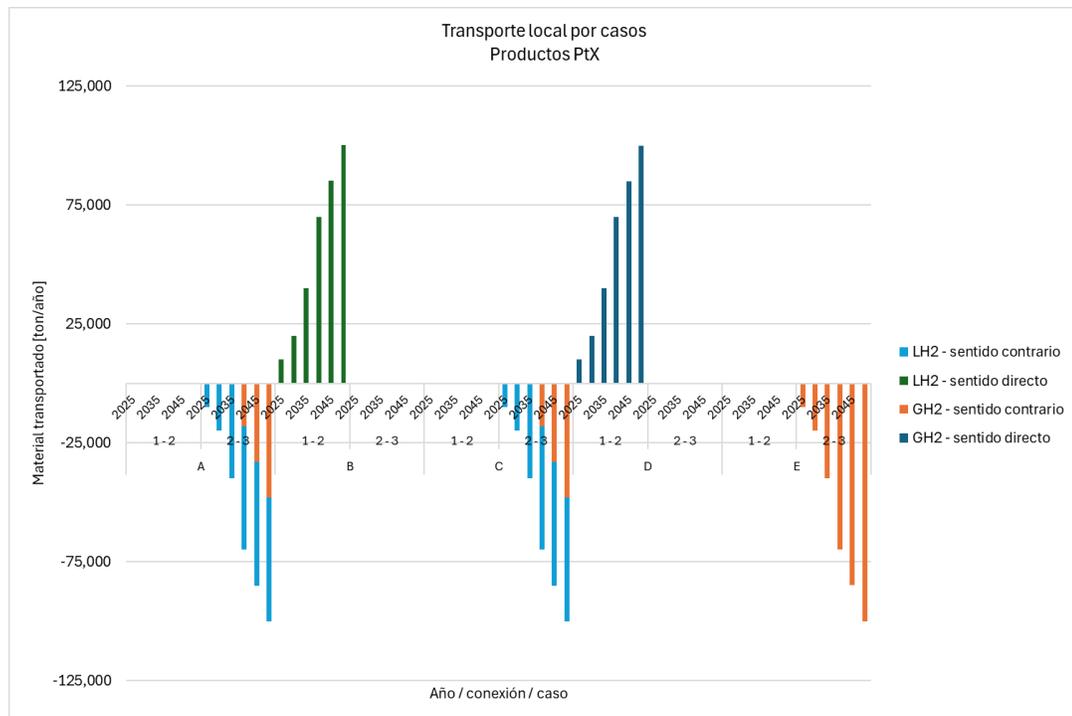


Figura 5-18: Transporte local anual entre zonas por casos. Escenario solo demanda de hidrógeno.

En cuanto a exportación (ver Figura 5-19), esta solo ocurre desde la zona 1, en los casos con modo de transporte barco y gasoductos, mediante el uso de amoníaco y metanol. Esto quiere decir, que en los otros casos y desde las otras zonas la exportación no representa una oportunidad de reducir costos bajo los supuestos dados.

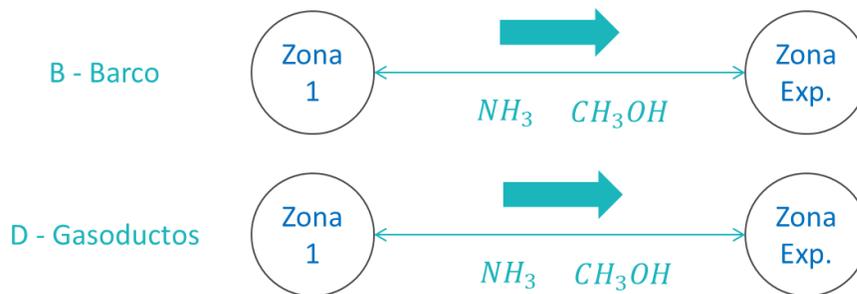


Figura 5-19: Transporte de exportación por casos.

El transporte de exportación anual para cada caso se presenta en la Figura 5-20. Como se puede observar, la exportación en el caso B (transporte en barcos) ocurre desde 2030 con un valor constante de amoníaco hasta 2045, donde se empieza a exportar también metanol. Luego, ambos productos aumentan su exportación en 2050. Para el caso D (transporte en gasoductos), solo ocurre exportación desde 2045, a base de amoníaco y metanol, siendo este último el producto predominante.

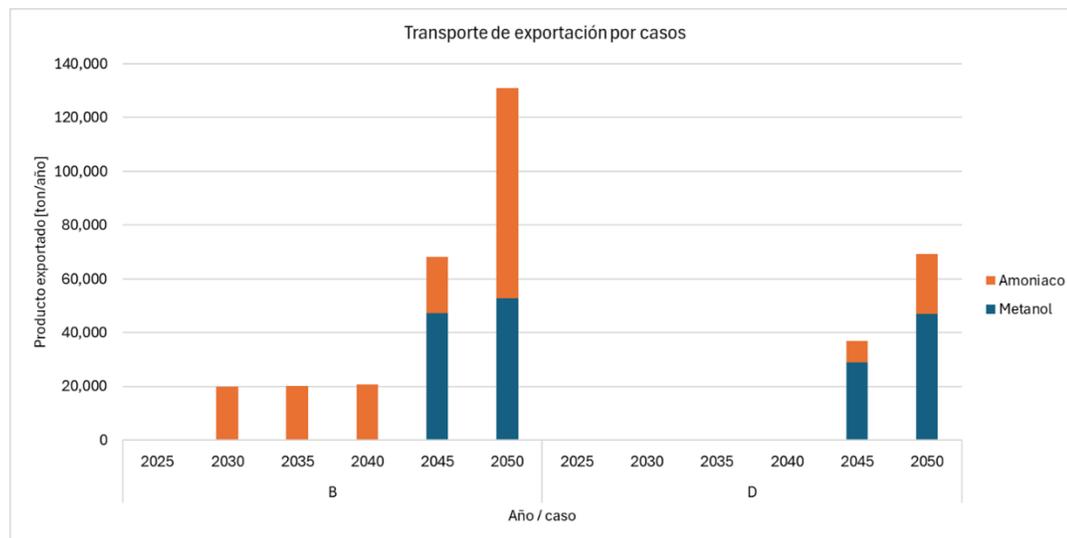


Figura 5-20: Transporte de exportación por casos de estudio.

En el caso E, que incluye todos los modos de transporte, no se observa exportación, a pesar de que este escenario permite tanto el transporte por barco como por gasoducto, modalidades en las que sí se registran exportaciones en otros casos. Este resultado puede explicarse por las decisiones de inversión tomadas durante el primer año, periodo en el que no se registra exportación en ninguno de los escenarios evaluados. Aunque en los casos D y E hubiera sido posible optar por el transporte en gasoducto desde la misma zona en ese primer año, la diferencia en los resultados podría deberse a las iteraciones del proceso de optimización, que varía en función del número y tipo de restricciones presentes en los modelos. En el caso E, de hecho, se encuentra un óptimo con menores costos de inversión y operación en el primer año, lo que sugiere que la demanda interna se abastece sin necesidad de ingresos por exportación. Este resultado refleja que el modelo encuentra un equilibrio óptimo de producción para cubrir la demanda sin recurrir a la exportación en esa fase inicial.

Finalmente, al evaluar los valores de transporte local en los distintos casos de estudio, se identifica que este se realiza para cumplir con la demanda local de la zona 2, ya que solo existe transporte desde la zona 3 a la zona 2, o de la zona 1 a la zona 2. También la magnitud coincide con la demanda anual de hidrógeno.

Se tiene también que la producción de hidrógeno y exportación de amoniaco y metanol ocurre todo en la zona 1 en los casos B y D. Mientras que la producción de hidrógeno sin exportación ocurre en la zona 3. Este efecto ocurre debido a la distancia entre zonas, el potencial renovable de cada zona y la disponibilidad de modos de transporte. Se tiene que:

- El modo de transporte por camión es más sensible a la distancia, tanto por los costos del servicio como por las pérdidas del producto transportado, pudiendo representar una de las soluciones menos costo-eficientes pero necesaria en escenarios donde la producción local no es posible. Luego, el transporte solo ocurre desde la zona 3 a la zona 2 (la mitad de distancia que desde la zona 1 a la zona 2). El recurso renovable de mayor potencial en la zona 3 es el recurso eólico, el cuál presenta un perfil de generación más distribuido a lo largo del día, y un mayor costo de inversión que el recurso solar. Esto puede significar que la producción tenga un costo mayor, por lo que producir para exportar puede no ser rentable bajo los supuestos de precio del mercado.
- Por el contrario, los modos de transporte en barco y gasoductos son menos sensibles a la distancia en comparación con el transporte por camiones, esto sin considerar los costos de inversión de la infraestructura necesaria. Luego, producir en la zona 1 utilizando el gran potencial de recurso solar, permite obtener hidrógeno a un costo habilitante de exportación, según los supuestos de precio del mercado.
- Cuando se emplean todos los modos de transporte, surge una situación específica en la que las rutas de salida se asemejan al escenario D, utilizando gasoductos, pero con una diferencia en la dirección: ahora van de la zona 3 a la zona 2 en lugar de ir de la zona 1 a la zona 2. Este cambio se explica por el uso de la optimización cuasi estática, donde las decisiones se toman año tras año desde el inicio del proceso y están influenciadas por los años anteriores. Por lo tanto, en un año como 2025, sin exportación, la única distinción entre los casos D y E es que en el primero solo se utiliza el transporte por gasoductos. Bajo estas circunstancias, el modelo de optimización podría elegir invertir en diferentes áreas utilizando el mismo modo de transporte. Este fenómeno se debe a las iteraciones de optimización del mismo problema, pero con distintas posibilidades para buscar la solución óptima. En resumen, distintas configuraciones pueden llevar a una solución similar, pero la búsqueda puede comenzar desde diferentes puntos debido al proceso iterativo.

Para justificar lo anterior, se revisan los resultados de capacidad instalada, costos de inversión y operación, y producción anual.

En la Figura 5-21 se presentan los costos de inversión (compra de equipos y almacenamiento), operación (asociado a producción y transporte) e ingresos por exportación. Es posible observar que los casos A y C (transporte en camiones) presentan los mayores costos totales, producto principalmente de un mayor costo de operación que los otros casos. Mientras que los casos B (barco), D (gasoductos) y E (todos los modos de transporte, pero con gasoductos como resultado de la optimización), presentan los menores costos, similares en los primeros años, y con ingresos por exportación en los casos B y D.

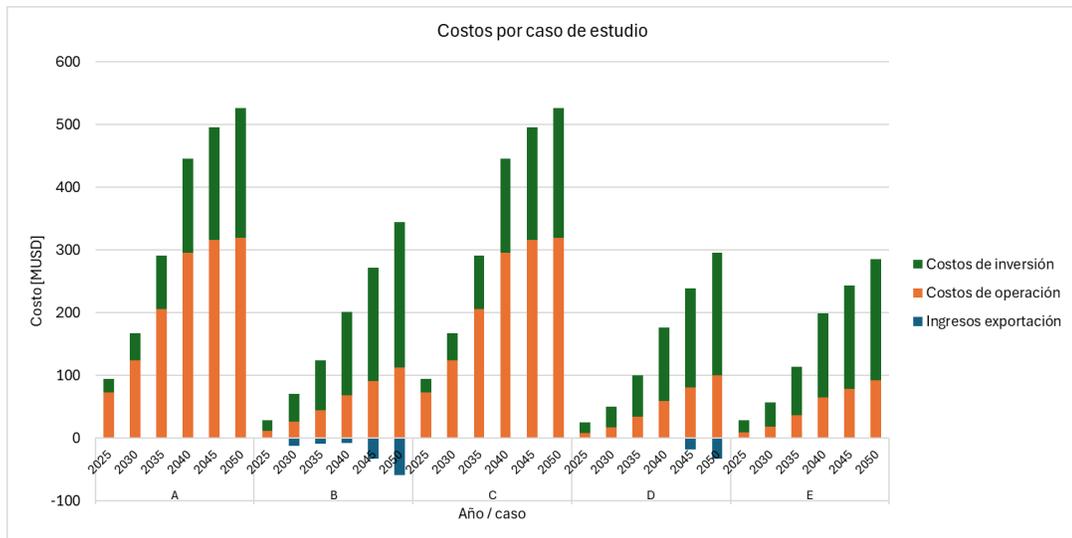


Figura 5-21: Costos por caso de estudio.

Adicionalmente, en Figura 5-22 se presentan los costos por zona, donde es posible observar la distribución de los costos operacionales y de inversión. La zona 2 presenta la mayor parte de los costos operacionales en los casos A y C, producto del transporte de importación local. Mientras que los costos de inversión se ubican en las zonas 1 (casos B y D) y 3 (casos A, C y E).

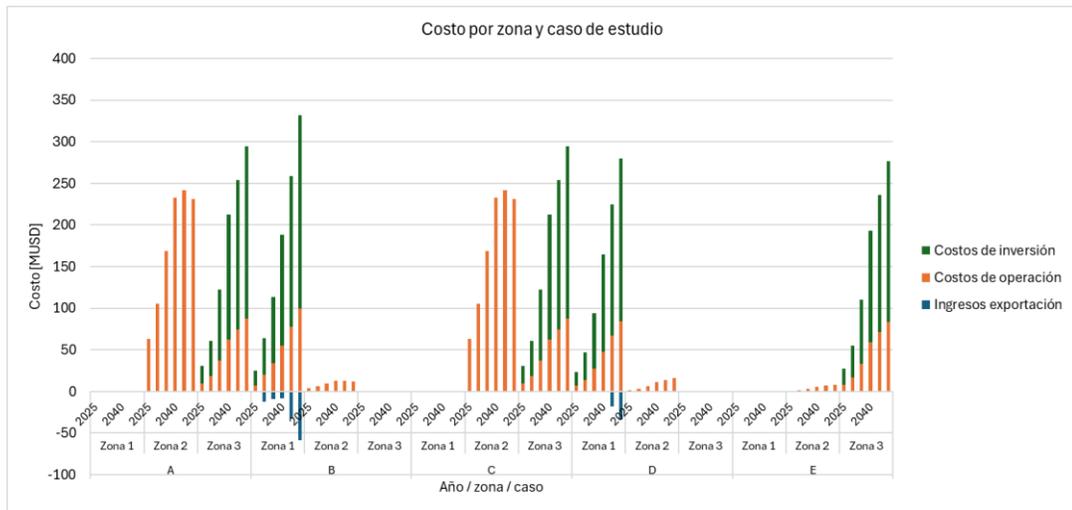


Figura 5-22: Costos por zona y caso de estudio.

En la Figura 5-23 y en Figura 5-24 se presenta la generación anual de electricidad y capacidad instalada por tecnología, respectivamente. Se puede observar que la generación eólica corresponde a los casos con transporte en camión, líneas de transmisión y todos los modos de transporte. Es decir, el modelo invierte en una tecnología más cara pero de mayor factor de planta, cuando el transporte de hidrógeno es caro o no factible. Cabe destacar que el modelo además opta por una mezcla de generación eólica y solar.

Por el contrario, la generación solar pura corresponde a los casos donde sí hay opción de transporte de hidrógeno, es decir, mediante barcos y gasoductos. Estos casos además coinciden con ser los únicos que optan por exportación.

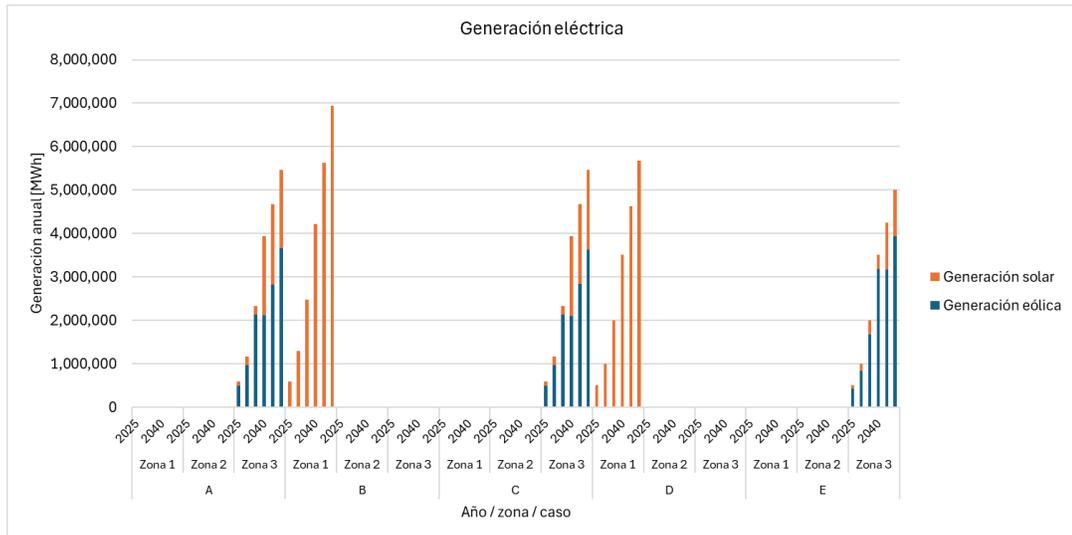


Figura 5-23: Generación eléctrica por zona y caso de estudio.

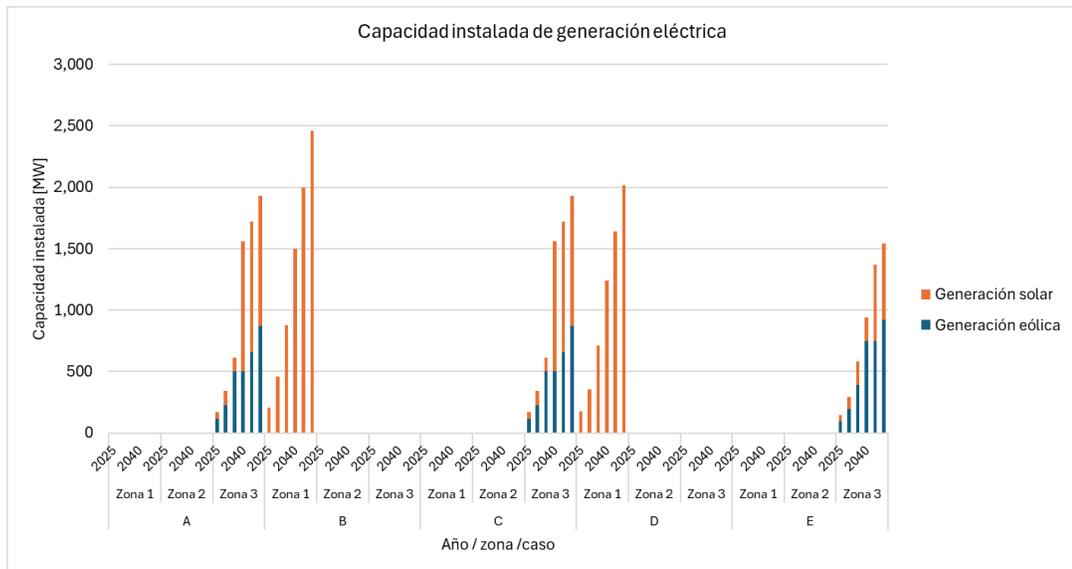


Figura 5-24: Capacidad instalada de generación eléctrica por zona y caso de estudio.

Por otra parte, en la Figura 5-25 y Figura 5-26 se presenta la producción de productos Power-to-X y capacidad instalada, respectivamente. Se puede observar una combinación de hidrógeno gaseoso comprimido y líquido en los casos de transporte por camión y barco, mientras que en transporte por gasoducto predomina el transporte de hidrógeno gaseoso comprimido.

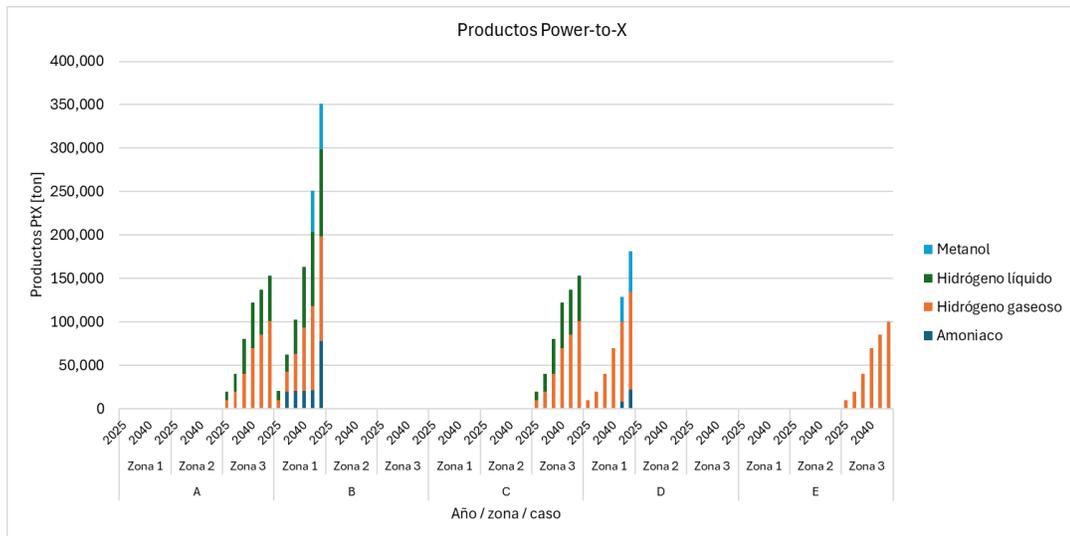


Figura 5-25: Producción de productos Power-to-X por zona y caso de estudio.

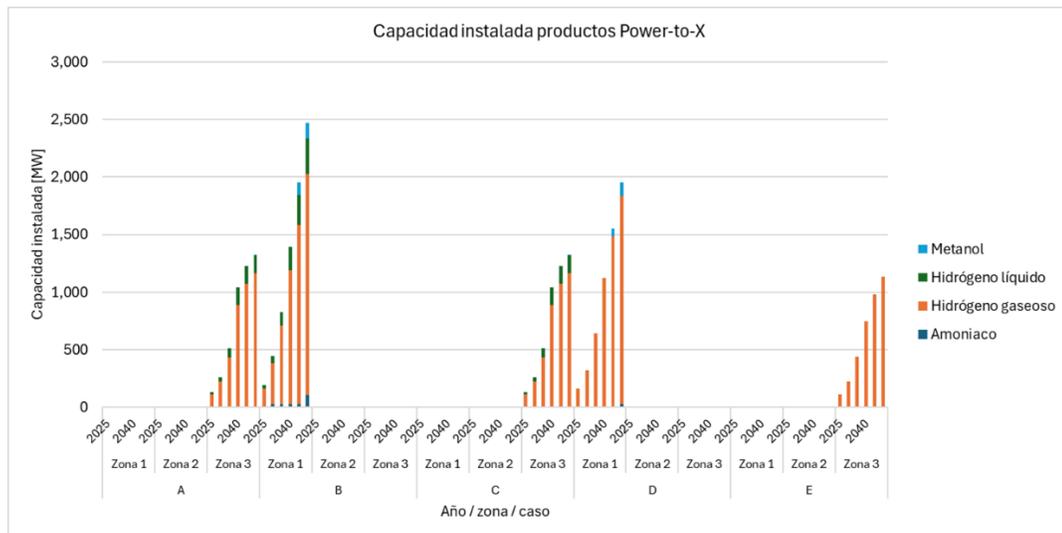


Figura 5-26: Capacidad instalada para producción de productos Power-to-X por zona y caso de estudio. Escenario solo demanda de hidrógeno.

# Capítulo 6

## 6. Caso de estudio: América Latina y el Caribe

### 6.1. Descripción general

El caso de estudio corresponde a la aplicación de la metodología en la región de América Latina y el Caribe, para el periodo 2025-2050. La Figura 6-1 presenta en forma resumida las zonas y conexiones evaluadas. Los parámetros, trayectorias y recursos fueron presentados en la sección 5: Implementación y validación.



Figura 6-1: Representación gráfica de zonas, conexiones locales (izquierda) y de exportación (derecha).

En el presente capítulo, se tienen los principales resultados y análisis derivados, partiendo por la descripción general del caso de estudio, y luego el análisis general de la región ALC. Los resultados por subregión se presentan en Anexo E. Finalmente, a partir de los análisis y siguiendo la estructura de la metodología, se presenta una propuesta para ALC a modo de hoja de ruta o estrategia regional.

Se consideran 27 países de la región latinoamericana:

- Centroamérica: México, Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.
- El Caribe insular: Cuba, República Dominicana, Haití, Puerto Rico, Jamaica y Trinidad y Tobago,
- Sudamérica: Colombia, Venezuela, Ecuador, Perú, Bolivia, Paraguay, Brasil, Chile, Argentina, Uruguay, Guyana, Surinam y Guayana Francesa.

Para efectos del análisis, se utiliza la siguiente agrupación por subregiones:

- Centroamérica: México, Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.
- El Caribe: Cuba, República Dominicana, Haití, Puerto Rico, Jamaica, Guyana, Surinam, Guayana Francesa y Trinidad y Tobago.
- Zona Andina: Brasil, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.
- Zona Cono Sur: Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay

Se tienen 5] países para exportación: Estados Unidos, Alemania, Bélgica, Holanda y Japón.

## 6.2. Escenarios

Los escenarios evaluados son 12 y se presentan en Tabla 6-1. Estos corresponden a la combinación de distintos niveles de intercambio de energía o cooperación entre países, opción de exportación y composición de la demanda local. Para facilitar el análisis y por la notable diferencia en la magnitud de los costos y potencia instalada, los resultados se agrupan según el escenario de demanda local.

Tabla 6-1 Escenarios según intercambios entre países y exportación.

Escenarios "DIE"	Solo hidrógeno (D = 0)		Hidrógeno y Electricidad (D = 1)	
	Sin exportación (E = 0)	Con exportación (E = 1)	Sin exportación (E = 0)	Con exportación (E = 1)
Sin intercambios (I = 0)	DIE: 000 Caso base	DIE-001 Exportación	DIE: 000 Caso base	DIE-001 Exportación
Intercambios acotado (I = 1)	DIE: 010 Intercambios acotados	DIE-011 Exportación e intercambios acotados	DIE: 010 Intercambios acotados	DIE-011 Exportación e intercambios acotados
Fomento al intercambio (I = 2)	DIE: 020 Fomento al intercambio	DIE: 021 Exportación y fomento al intercambio	DIE: 020 Fomento al intercambio	DIE: 021 Exportación y fomento al intercambio

Las conexiones habilitadas por cada modo de transporte y para cada escenario de intercambio de energía se presentan en Anexos 0. El criterio se puede resumir de la siguiente manera:

- En escenarios sin intercambios de energía, no opera ninguna conexión entre países.
- En escenarios con intercambios acotados, están disponibles para operación solo los intercambios de energía por camiones y líneas de transmisión. Este último modo solo está disponible en interconexiones existentes en la realidad.
- En escenarios con fomento al intercambio, se suman al caso anterior las conexiones por barcos y ductos. Por barcos en conexiones insulares o casos específicos (entre Colombia y Panamá, y entre regiones de Los Lagos y Aysén de Chile). Por ductos solo en conexiones existentes. También se suman nuevas líneas de transmisión donde no existen actualmente interconexiones.

A continuación, se presenta el análisis y resultado de cada uno de los escenarios evaluados. Se parte por un análisis a nivel regional de América Latina y El Caribe, y luego por análisis de cada una de las subregiones. El análisis contempla los resultados de costos, potencia instalada, intercambios de energía y exportación.

### 6.3. América Latina y El Caribe

A continuación, se presentan los resultados y análisis de costos, intercambios de energía y exportación de los países y subregiones de América Latina y El Caribe.

#### 6.3.1. Costos

En cuanto a costos, se presentan los resultados a nivel de subregión y por escenarios, mediante el costo total (costos en todas sus categorías menos los ingresos por exportación), y en costos nivelados para hidrógeno y electricidad.

En la Figura 6-2 y la Figura 6-3 se presentan los costos totales anuales para cada escenario, identificando la participación de cada subregión. En ambas figuras se tiene una disminución del costo total en los escenarios con intercambios (acotado y fomento al intercambio) respecto del caso base, siendo mayor la disminución en el escenario con fomento al intercambio. Esta tendencia no se mantiene al evaluar escenarios con exportación, obteniéndose valores similares a los escenarios sin exportación.

También es posible observar la diferencia en magnitud de los costos totales entre años y subregiones, Esta diferencia corresponde a los supuestos utilizados del crecimiento de la demanda local en función de cada zona y país. Por ejemplo, en los escenarios solo con demanda de hidrógeno, se observa que el año 2025 los costos totales son prácticamente nulos comparados con los costos del 2030 en adelante. Esto ya que solo se estaría implementando la demanda local asociada a proyectos piloto, lejos aún de las metas propuestas en las estrategias nacionales hacia el año 2030 y 2050.

Finalmente, al comparar entre escenarios según componente de la demanda local: solo hidrógeno o hidrógeno y electricidad, se identifica un costo 10 veces mayor los últimos escenarios. Hay que recordar que este supuesto de demanda eléctrica corresponde a la electricidad necesaria para electrificar procesos que actualmente corresponden a combustibles fósiles.

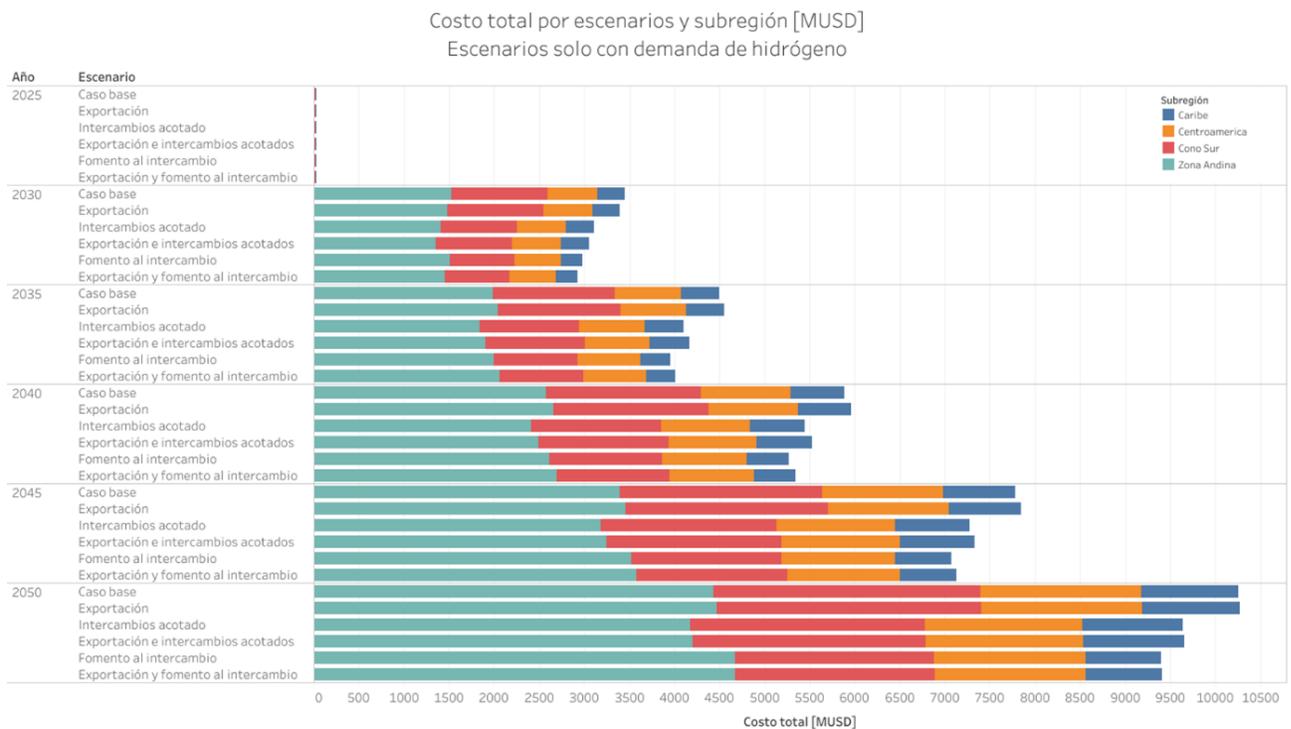


Figura 6-2: Costo total por escenarios y subregión. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

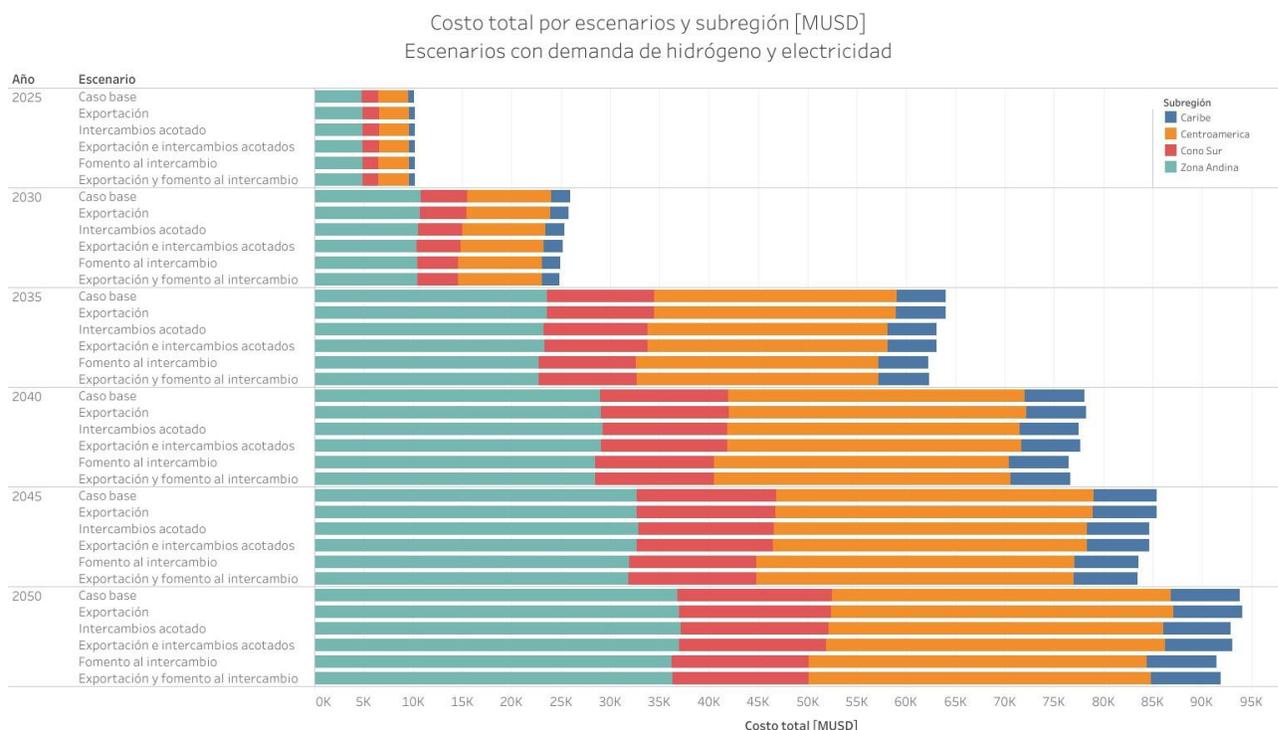


Figura 6-3: Costo total por escenarios y subregión. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Luego, para obtener un mayor entendimiento de los costos totales por subregión, pero para al año 2050, se tiene la Figura 6-4 y Figura 6-5. En el costo total de América Latina y el Caribe (última fila de cada tabla), se puede observar un menor costo total a medida que se incorporan mayores opciones de intercambio.

Esta tendencia también ocurre en las subregiones de Centroamérica y Cono Sur, pero no en El Caribe y la Zona Andina. Esto último, se debe a los intercambios entre países de Centroamérica con Zona Andina (Panamá – Colombia), Zona Andina con el Caribe (Brasil – Guyana), así como entre el Cono Sur y Zona Andina (Chile – Perú, Argentina – Bolivia, Paraguay y Brasil, Uruguay – Paraguay y Brasil). Los intercambios modifican la inversión de cada país favoreciendo la inversión en el país de intercambio con mayores recursos y/o demanda. Esta declaración se justifica con mayor detalle en el análisis por subregión según el análisis de intercambios de energía y potencia instalada.

Dentro de cada subregión, es posible visualizar cambios en los costos totales inversamente proporcionales: por ejemplo, Chile y Nicaragua aumentan sus costos en escenarios con intercambio de energía, en la medida que Argentina y los países del SIEPAC los reducen, respectivamente. Esto refleja el impacto de una lógica de planificación y beneficio regional, que prioriza la eficiencia conjunta sobre la minimización de los costos individuales de cada país. Aunque algunos países ven un incremento en sus costos, como Chile y Nicaragua, estos podrían obtener mayores beneficios a través del intercambio energético, ya que los países importadores pagarán por productos a un precio inferior al que les costaría producir localmente, generando una ventaja económica a nivel regional.

Por último, de las tablas se puede identificar las grandes diferencias de costos entre países, destacándose a México y Brasil en los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad como los grandes centros de consumo eléctrico. En cuanto a hidrógeno, se incluirían países como Argentina, Chile, Colombia y Venezuela, producto de su gran demanda histórica de energía y/o sus ambiciones en el desarrollo de la industria del hidrógeno. Son países cuyos costos totales individuales son similares a la suma de costos totales de los países de El Caribe o Centroamérica (sin México).

Estas grandes diferencias de costos totales entre países producto de los niveles de demanda que poseen, tienen un impacto en la reducción potencial de costos totales. Por ejemplo, si México no tiene intercambios de energía con los países de Centroamérica o El Caribe, la subregión en su total puede llegar

a ver una reducción de costos pequeña o marginal, ya que solo se estaría reduciendo el costo de países con menor demanda. En un caso similar, se podrá observar como Brasil tiene un efecto importante en los intercambios de energía, producto de su gran demanda. Se convierte en un agente importador y exportador, dependiendo del producto, modificando la planificación de los países de la Zona Andina, El Caribe y el Cono Sur.

Costo total por país [MUSD]  
Escenarios solo con demanda de hidrógeno



Año	Subregión	País	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Caribe	Cuba	197	197	197	197	173	173
		Guayana Francesa	6	6	6	6	6	6
		Guyana	23	23	54	54	43	41
		Haití	21	21	21	21	16	16
		Jamaica	66	66	66	66	66	66
		Puerto Rico	148	148	148	148	148	148
		República Dominicana	205	205	205	205	235	235
		Suriname	24	24	24	24	30	30
		Trinidad y Tobago	393	393	393	393	123	128
	Total	1.084	1.084	1.115	1.115	840	843	
	Centroamerica	Belize	6	6	6	6	6	6
		Costa Rica	128	128	39	40	40	40
		El Salvador	85	85	45	43	41	41
		Guatemala	197	197	194	195	195	195
		Honduras	106	106	39	37	38	39
		México	992	992	992	992	992	992
		Nicaragua	50	50	273	274	269	269
		Panamá	220	220	163	166	98	98
		Total	1.783	1.783	1.751	1.751	1.679	1.679
	Cono Sur	Argentina	1.760	1.757	713	713	594	575
		Chile	853	838	1.163	1.148	1.296	1.280
		Paraguay	215	215	336	336	194	195
		Uruguay	134	134	385	382	125	166
		Total	2.961	2.942	2.598	2.579	2.209	2.216
	Zona Andina	Bolivia	152	152	152	152	121	121
		Brasil	1.438	1.438	1.155	1.156	1.490	1.463
		Colombia	926	968	1.017	1.146	1.153	1.289
		Ecuador	421	421	323	324	325	325
		Perú	568	564	705	700	625	621
		Venezuela	927	923	825	729	960	852
Total		4.432	4.466	4.176	4.208	4.674	4.672	
Total	10.259	10.275	9.641	9.653	9.401	9.410		

Figura 6-4: Costo total por países según escenarios. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo total por país [MUSD]  
Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad



Año	Subregión	País	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Caribe	Cuba	1.860	1.861	1.860	1.860	1.636	1.652
		Guayana Francesa	75	75	68	68	28	28
		Guyana	158	158	162	163	225	226
		Haití	96	96	96	96	65	62
		Jamaica	358	358	358	358	339	340
		Puerto Rico	1.733	1.733	1.733	1.733	1.500	1.500
		República Dominicana..	1.329	1.329	1.329	1.329	1.438	1.486
		Suriname	151	151	156	156	1.496	1.477
		Trinidad y Tobago	1.276	1.276	1.078	1.086	299	276
	<b>Total</b>	<b>7.036</b>	<b>7.036</b>	<b>6.840</b>	<b>6.849</b>	<b>7.026</b>	<b>7.046</b>	
	Centroamerica	Belize	53	53	46	47	12	11
		Costa Rica	301	302	157	159	152	154
		El Salvador	287	287	78	77	78	77
		Guatemala	938	935	245	245	246	248
		Honduras	746	746	455	454	457	455
		México	31.375	31.661	31.394	31.692	31.633	31.997
		Nicaragua	197	198	1.269	1.269	1.228	1.228
		Panamá	493	493	348	349	515	525
		<b>Total</b>	<b>34.391</b>	<b>34.674</b>	<b>33.991</b>	<b>34.293</b>	<b>34.320</b>	<b>34.694</b>
	Cono Sur	Argentina	9.790	9.580	8.314	8.113	7.687	7.427
		Chile	4.527	4.540	4.517	4.486	4.638	4.742
		Paraguay	847	848	955	1.015	493	489
		Uruguay	446	446	1.210	1.299	1.124	1.237
		<b>Total</b>	<b>15.610</b>	<b>15.414</b>	<b>14.995</b>	<b>14.913</b>	<b>13.941</b>	<b>13.895</b>
	Zona Andina	Bolivia	676	680	693	704	1.464	1.438
		Brasil	25.083	25.200	24.691	24.598	22.112	22.188
		Colombia	3.602	3.581	3.696	3.757	3.957	3.939
Ecuador		1.278	1.278	894	847	879	838	
Perú		2.425	2.427	3.311	3.314	4.036	4.027	
Venezuela		3.772	3.816	3.838	3.796	3.736	3.836	
<b>Total</b>		<b>36.835</b>	<b>36.982</b>	<b>37.123</b>	<b>37.017</b>	<b>36.184</b>	<b>36.266</b>	
<b>Total</b>	<b>93.872</b>	<b>94.106</b>	<b>92.949</b>	<b>93.072</b>	<b>91.471</b>	<b>91.901</b>		

Figura 6-5: Costo total por países según escenarios. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

A continuación, se presentan los resultados de costos nivelados de hidrógeno y electricidad en cada subregión, en Figura 6-6 y Figura 6-7. Es importante recordar que el costo nivelado corresponde a la división entre el costo total y la cantidad de producto (ver capítulo 4.5. Análisis).

Se tiene un menor costo nivelado de hidrógeno y electricidad en los escenarios solo con demanda de hidrógeno. Cabe destacar que, en los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad, el hecho de cumplir con la demanda de electricidad de cada zona y durante todas las horas del día (según el perfil considerado), encarece el costo promedio de electricidad, y, por tanto, el de hidrógeno.

Un aspecto común entre ambos escenarios de demanda es la tendencia a menores costos nivelados hacia 2050. Esto es producto del aumento de demanda (modelamiento de economías de escala y mayor aprovechamiento de los recursos por unidad de capacidad instalada) y la disminución proyectada de costos de algunas tecnologías. En comparación entre ambos extremos, se podría considerar que en el año 2025 se tienen los costos de los proyectos piloto o de una demanda incipiente, mientras que en 2050 se tienen los costos de una industria de mayor demanda con tecnologías maduras y masificadas.

Si se comparan escenarios, se tienen valores similares en El Caribe, excepto por los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad donde el escenario con intercambios acotado se separa levemente del resto. Cabe destacar que existen diferencias entre escenarios proporcionalmente notables a partir de lo visto en las tablas de costos totales (Figura 6-4 y Figura 6-5), pero que, a nivel de costo nivelado y comparado con las otras subregiones, es más difícil observar.

Luego, en Centroamérica se observan resultados desfavorables para los escenarios distintos al Caso Base. Esto es contrario a los resultados de costos totales, donde se pudo observar una disminución de costos en la subregión, a mayor opción de intercambios de energía. Este efecto se obtiene al promediar una mayor cantidad de países con mayor costo nivelado (en este caso, importadores), con una menor

cantidad de países de menor costo nivelado (exportadores). Para ser más específicos, se tiene como resultado que Nicaragua concentra la generación eléctrica en el SIEPAC, exportando a los países de la interconexión (desde Guatemala hasta Panamá), con un menor costo nivelado, reduciendo el costo total de la subregión de Centroamérica. Luego, el resto de los países del SIEPAC se benefician de la importación, reduciendo sus costos totales y produciendo una menor cantidad, derivando en un mayor costo nivelado (costo por unidad de producto), ya que solo produce en las zonas donde por capacidad física no puede importar, y/o puede beneficiarse en menor medida a las economías de escala.

En cuanto a la Zona Andina y El Cono Sur, subregiones con un mayor nivel de enmallamiento en sus interconexiones (a diferencia de Centroamérica donde se predominan intercambios longitudinales o secuenciales entre países), se tienen menores costos nivelados en los escenarios con intercambio de energía, respecto del caso base. Es decir, el efecto del costo nivelado entre países importadores y exportadores se compensa, permitiendo visualizar el menor costo nivelado promedio de la subregión en escenarios de mayor intercambio energético.

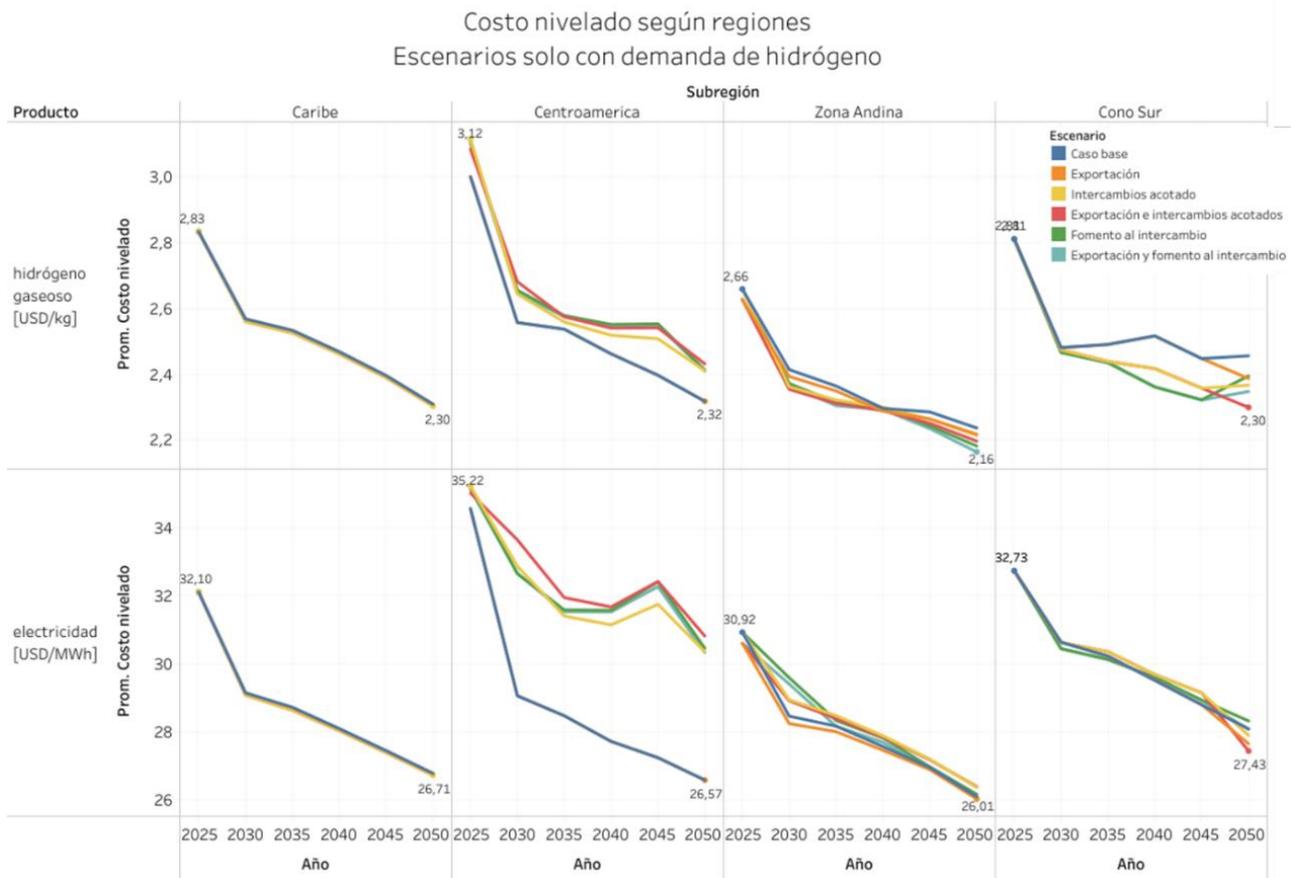


Figura 6-6: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad según regiones. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

### Costo nivelado según regiones Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad

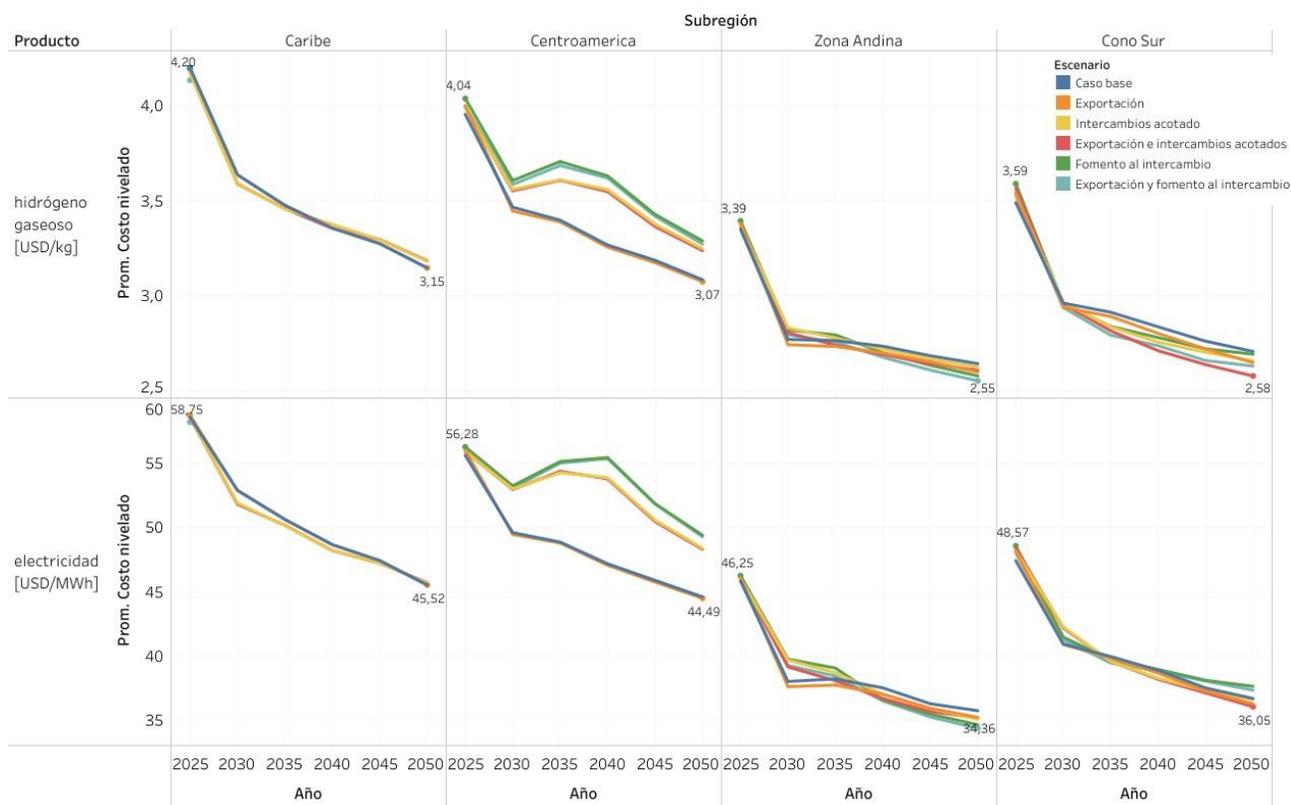


Figura 6-7: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad según regiones. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

### 6.3.2. Intercambios de energía entre países

En Figura 6-8 y Figura 6-9 se presentan los intercambios netos de electricidad de cada país para los años 2030 y 2050. Los valores positivos (azul) representan exportación, y negativos (naranja) representan importación. Es importante destacar que los intercambios netos son por países y consideran la suma de los intercambios de importación y exportación. Por lo tanto, no permiten identificar el comportamiento por zonas, ni posibles cambios de dirección del intercambio en algunos bloques y/o meses.

Se tiene que los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad poseen intercambios máximos hasta 3 veces mayor a los escenarios solo con demanda de hidrógeno. Además, los mayores intercambios se producen en la Zona Andina y Cono Sur, comparado con Centroamérica y El Caribe.

Se observan cambios de magnitud de algunos países entre ambos escenarios: por ejemplo, Brasil pasa desapercibido en los escenarios solo con demanda de hidrógeno, pero se convierte en uno de los mayores importadores y exportadores (según nivel de intercambio) en los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad. Situación similar se repite, pero en menor medida con Chile, Uruguay, Colombia y Venezuela.

Es posible identificar cambios asociados al tipo de intercambio. Venezuela es importador en escenarios de intercambio acotado, pero es exportador en escenarios de fomento al intercambio, en todos los escenarios de demanda. Lo mismo ocurre con Brasil en escenarios solo con demanda de hidrógeno, pero al revés en escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad: es exportador en escenarios de intercambio acotado, e importador en escenarios de fomento al intercambio. Un análisis más detallado de las situaciones anteriores por países se presenta en el análisis de cada subregión.

Intercambio total por países  
 Electricidad [GWh/año] - Año 2050  
 Escenario solo con demanda de hidrógeno

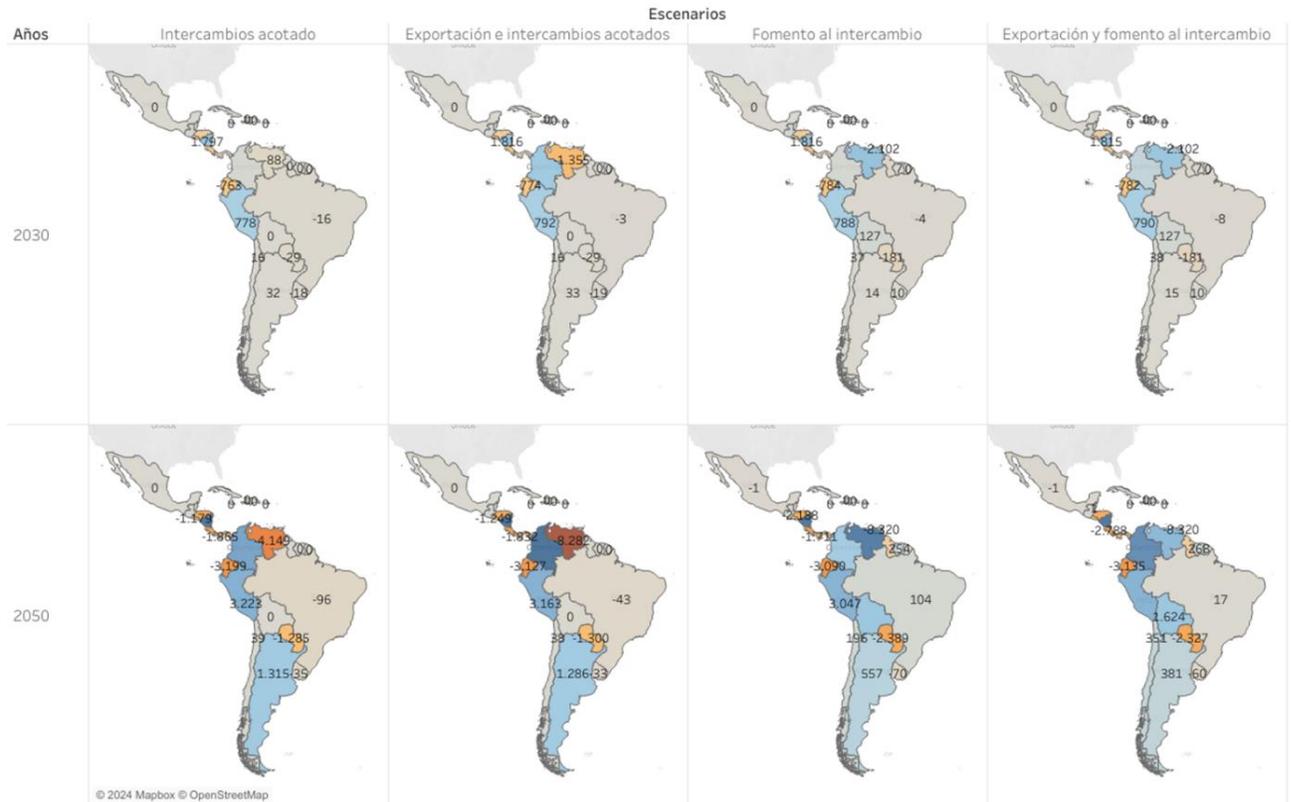
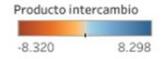


Figura 6-8: Intercambio de electricidad entre países, años 2030 y 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por países  
 Electricidad [GWh/año] - Año 2050  
 Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

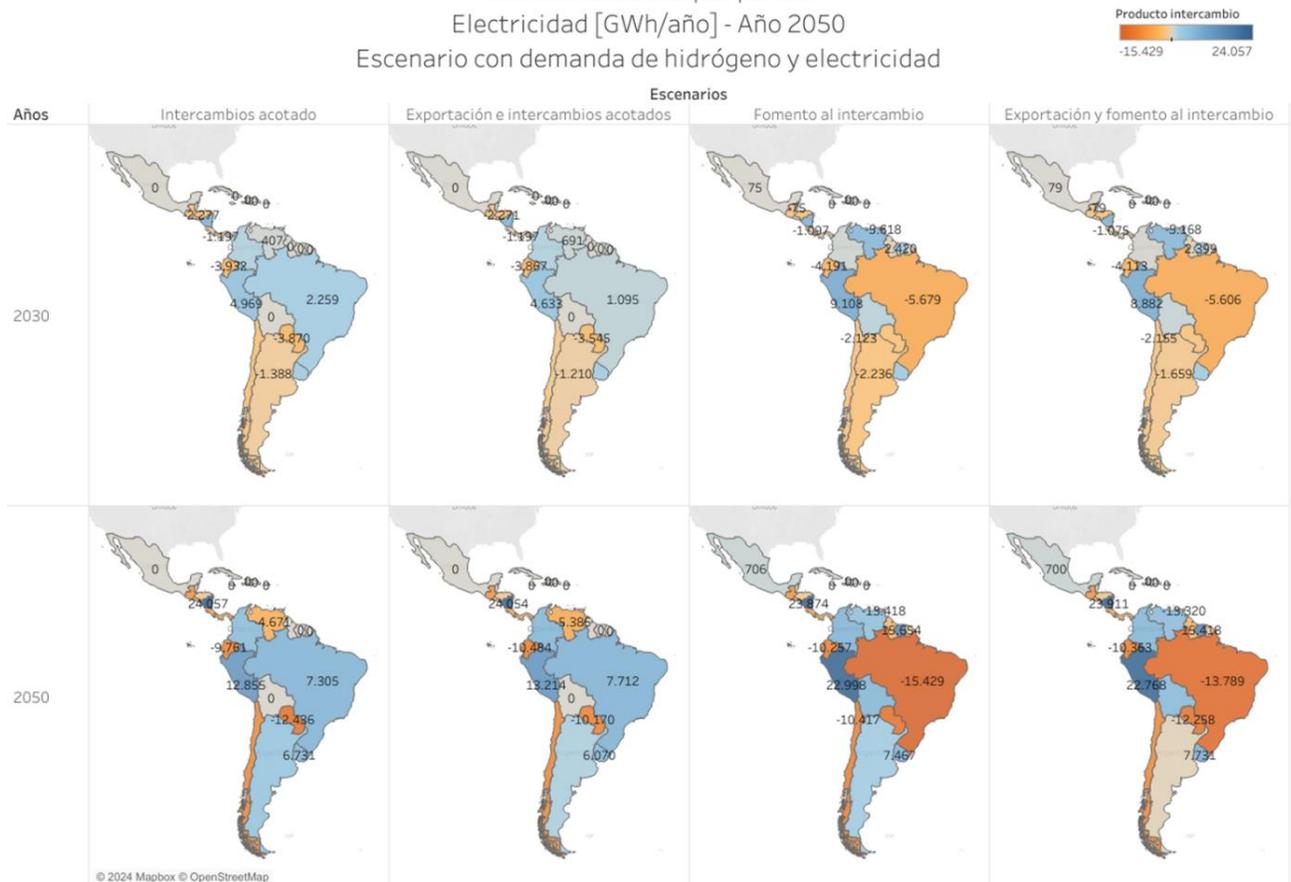


Figura 6-9: Intercambio de electricidad entre países, años 2030 y 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

En cuanto al intercambio de hidrógeno, este se modela mediante transporte por barco, camión y ductos, en su estado gaseoso o líquido. Según lo visto en 5. Implementación y validación, la opción de barcos y ductos solo se modela en los escenarios con fomento al intercambio. También es importante recordar que solo se considera en algunas conexiones: entre zonas insulares como El Caribe, entre México y Cuba, y entre Panamá y Colombia. En cuanto a ductos, este fue modelado a partir de los principales ductos existentes, buscando representar potenciales adaptaciones o ductos nuevos ubicados en paralelo a las mismas rutas.

Los resultados del intercambio de hidrógeno según escenarios se presentan en Figura 6-10 y Figura 6-11 para el año 2050 en ambos escenarios de demanda. El comportamiento es similar entre ambos escenarios de demanda, y se destacan los siguientes puntos:

- Brasil se comporta como importador en todos los escenarios según el modo de transporte camión. Pero en cuanto a ductos, se comporta como exportador. Hay que recordar que los valores corresponden al transporte neto de cada país, por lo que no representa necesariamente el comportamiento de todas las zonas y sus conexiones: puede ser importador según las conexiones donde no hay ductos, y al mismo tiempo, exportar hacia los países con los que sí tiene ductos disponibles.
- El transporte en barco predomina en la conexión Panamá – Colombia, por sobre las conexiones en El Caribe y México – Cuba.
- La magnitud de los intercambios por ductos predomina por sobre los camiones, producto de un menor costo de transporte y pérdidas asociadas. Se destaca la diferencia entre los escenarios de intercambios acotados y fomento al intercambio, donde el intercambio por camiones pasa a una

magnitud menos intensa al existir la opción de transporte por ductos: ver los casos de Argentina, Colombia, Brasil, Venezuela como referencia.

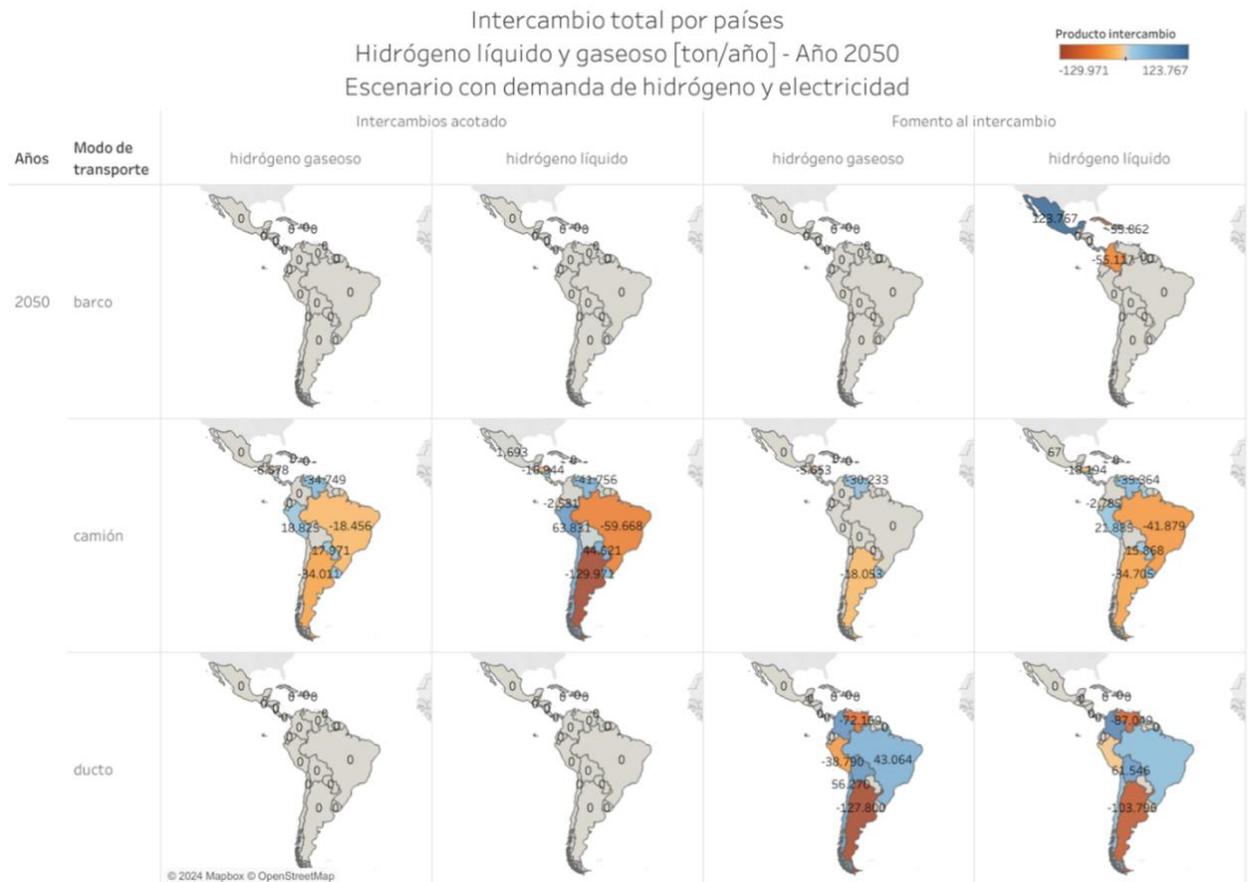


Figura 6-10: Intercambio de hidrógeno líquido y gaseoso entre países, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por países  
Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

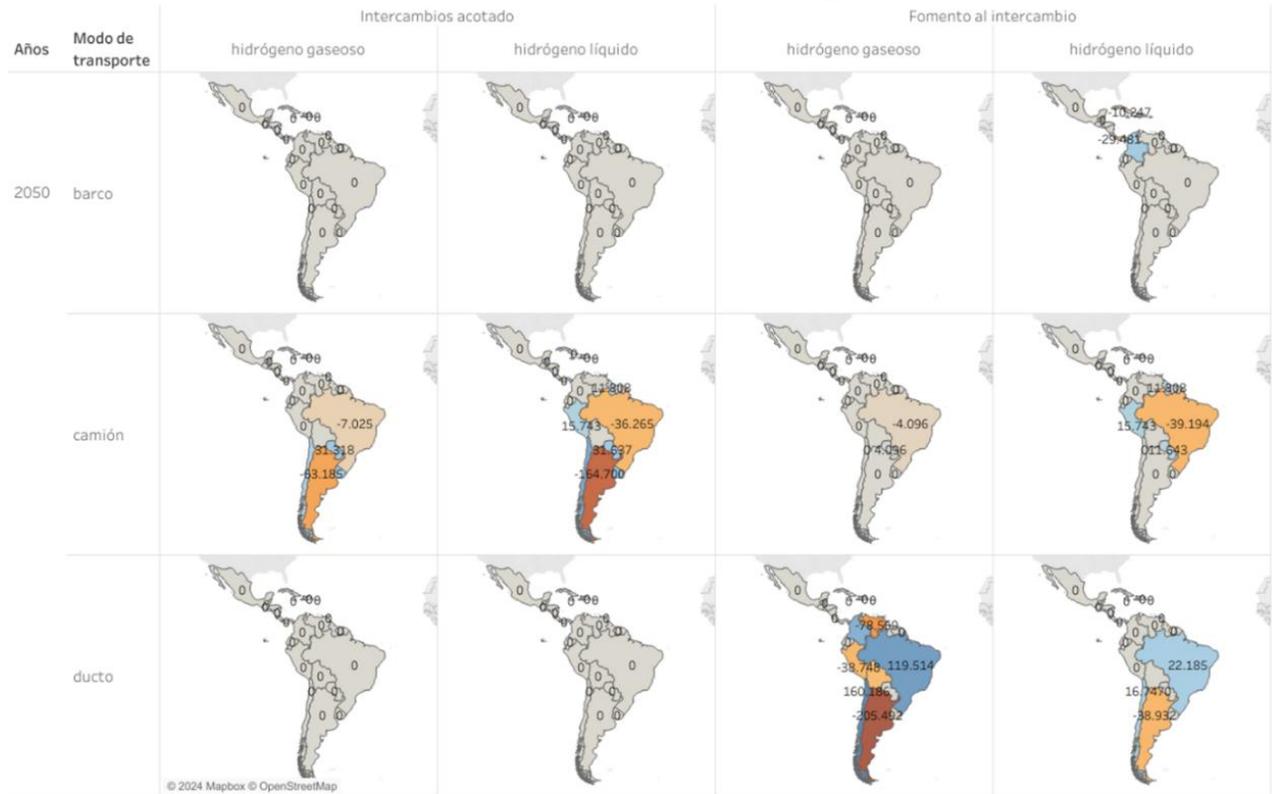
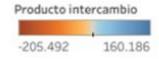


Figura 6-11: Intercambio de hidrógeno líquido y gaseoso entre países, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

### 6.3.3. Exportación

En la Figura 6-12 y Figura 6-13 se presentan los resultados de exportación en los escenarios solo con demanda de hidrógeno. En estos escenarios se tiene como resultado que no habría exportación de hidrógeno líquido, y la exportación se daría desde 5 zonas: La Guaira (Venezuela), Atlántico (Colombia), Lima (Perú), Magallanes (Chile) y Tierra del Fuego (Argentina). A excepción de Colombia, todos los países exportarían hacia finales del horizonte de evaluación. Coincide que Colombia presenta la menor distancia hacia los países de Europa, y es el único país que exportaría durante todo el horizonte de evaluación.

Se puede observar a partir de la Figura 6-13 que la exportación a más de una zona responde a un límite operacional de exportación anual: una vez que la exportación en una conexión llega a su límite, se exporta adicionalmente a otra zona con el mismo tipo de producto. Este límite responde a los supuestos de implementación del caso de estudio.

Bajo la lógica anterior, Japón solo importa desde Colombia, una vez que este país satura sus conexiones con Holanda, Bélgica y Alemania, en ese orden. El orden en que se saturan los países es directamente proporcional a la distancia.

Estados Unidos no aparece como importador en estos escenarios, lo cual puede deberse a los precios con los que fue modelado, tal que no permite superar los costos de producción y transporte de ninguno de los países de la región. Hay que recordar que Estados Unidos fue modelado con un bajo precio de importación, ya que se tiene previsto que este país se comporte como un país neutro en cuanto a importaciones y exportaciones, con capacidad suficiente para su autoconsumo.

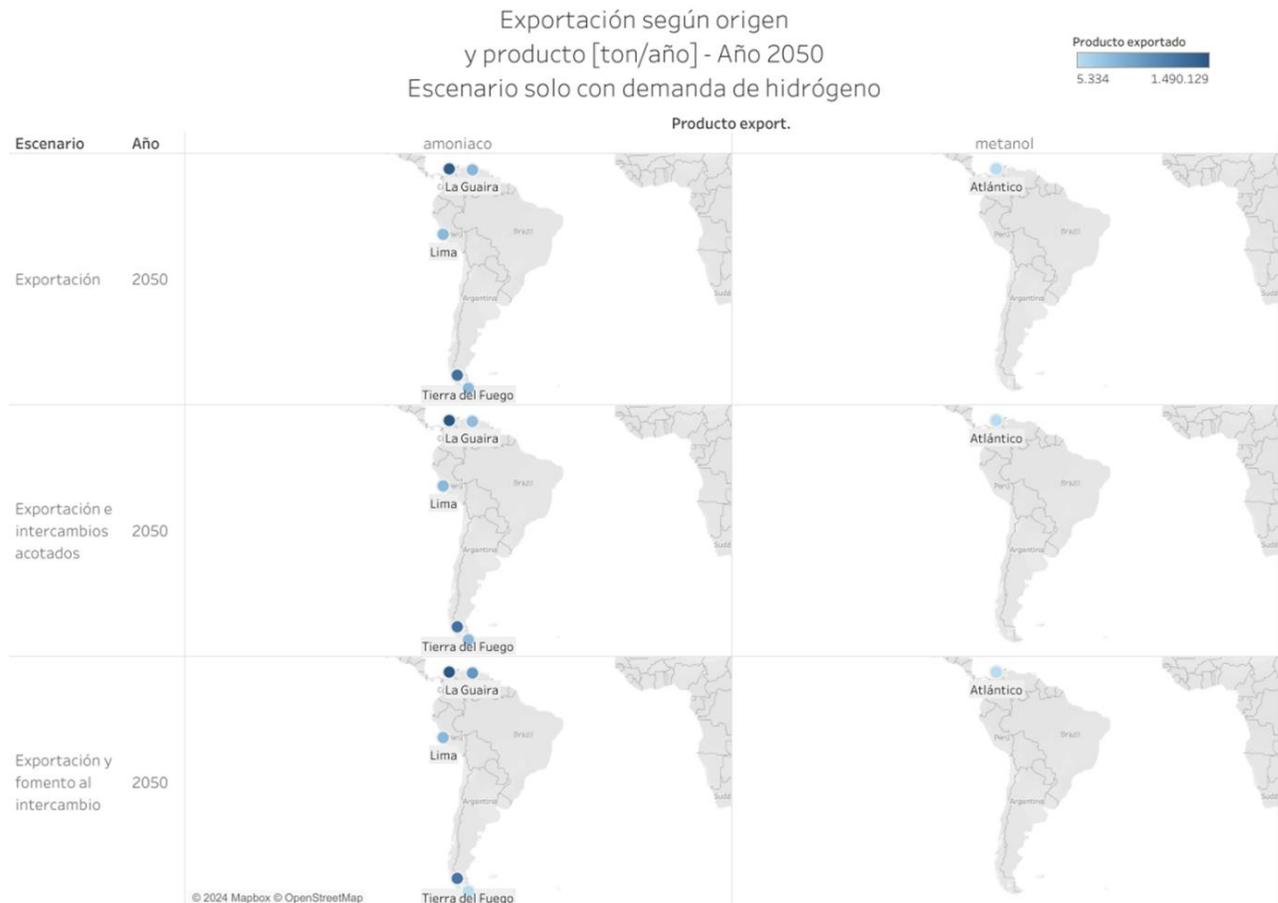


Figura 6-12: Exportación según origen y producto, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Exportación según origen, destino y producto [ton/año]  
Escenario solo con demanda de hidrógeno



País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año					
							2025	2030	2035	2040	2045	2050
Argentina	Bélgica	Tierra del ..	Antwerp	14.062	amoniaco	Exportación						1.911
	Holanda	Tierra del Fuego	Rotterdam	14.005	amoniaco	Exportación						386.092
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						381.067 11.524
Chile	Alemania	Magallanes	Bremen	14.320	amoniaco	Exportación						305.569
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						305.569 275.926
						Exportación						432.000
	Bélgica	Magallanes	Antwerp	13.912	amoniaco	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						432.000 426.060
						Exportación						432.000
	Holanda	Magallanes	Rotterdam	13.856	amoniaco	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						432.000 432.000
						Exportación						432.000
	Japón	Magallanes	Chiba	17.655	amoniaco	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						791 791
						Exportación						791
Colombia	Alemania	Atlántico	Bremen	9.291	amoniaco	Exportación		124.036	140.924	159.693	279.450	380.266
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		128.335	146.038	170.111	296.780	400.541
						Exportación		129.909	148.094	172.882	301.538	400.974
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		3.138	2.948	3.640	4.984	1.148
						Exportación		3.225	3.225	3.640	4.889	825
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		3.225	3.041	3.731	4.060	403
	Bélgica	Atlántico	Antwerp	8.883	amoniaco	Exportación		423.386	409.234	412.958	424.054	432.000
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		420.054	405.499	412.539	427.329	431.678
						Exportación		418.216	404.207	411.939	427.539	431.678
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		322	935	613	322	
						Exportación		322	935	613		322
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		935	935	613	322	322
	Holanda	Atlántico	Rotterdam	8.827	amoniaco	Exportación	5.388	414.751	432.000	432.000	432.000	432.000
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio	5.388	413.784	432.000	432.000	431.678	432.000
						Exportación	5.388	414.048	432.000	432.000	432.000	431.578
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio	5.388	613			322	
						Exportación	5.388	613				
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio	5.388					422
	Japón	Atlántico	Chiba	15.292	amoniaco	Exportación						178.791
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						225.910 222.521
						Exportación						4.863
Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio											4.792 4.187	
Exportación										836	1.516	
Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio												
Perú	Bélgica	Lima	Antwerp	11.703	amoniaco	Exportación y fomento al intercambio						1.516
	Holanda	Lima	Rotterdam	11.646	amoniaco	Exportación						390.836
Venezuela	Bélgica	La Guaira	Antwerp	8.313	amoniaco	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						394.968 397.054
						Exportación						465
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						154.207 327.614
	Holanda	La Guaira	Rotterdam	8.256	amoniaco	Exportación						417.723
						Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio						199.713 432.000
						Exportación						432.000

Figura 6-13: Exportación según origen, producto y destino. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Luego, de la Figura 6-14 a la Figura 6-17, se presentan los resultados de exportación de los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad. Comparado con los escenarios con solo demanda de hidrógeno, se tiene una mayor cantidad de zonas con exportación, y se presentan además exportaciones con hidrógeno líquido.

Las zonas de exportación serían las siguientes: Buenos Aires, Tierra del Fuego (Argentina), Ceará, Rio de Janeiro (Brasil), Valparaíso, Magallanes (Chile), Atlántico (Colombia), Yucatán, Colima, Veracruz (México), Lima (Perú), Montevideo (Uruguay) y La Guaira (Venezuela). Hay que destacar que se repiten las 5 zonas de los escenarios con solo demanda de hidrógeno, sumándose países como Brasil, México y Uruguay, y zonas como Valparaíso (Chile) y Buenos Aires (Argentina). Estos países y zonas se caracterizan por tener las mayores demandas de electricidad de la región, según los supuestos del caso de estudio.

De lo anterior, se puede desprender que el aumento de la generación renovable para satisfacer la demanda eléctrica podría significar un aumento de la exportación en la región. O en caso contrario: sin aumento de la generación eléctrica renovable, la exportación se daría en las zonas con menor distancia (por ejemplo, Colombia) y/o mayor factor de planta (por ejemplo, la generación eólica de Magallanes y Tierra del Fuego).

Exportación según origen  
y producto [ton/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

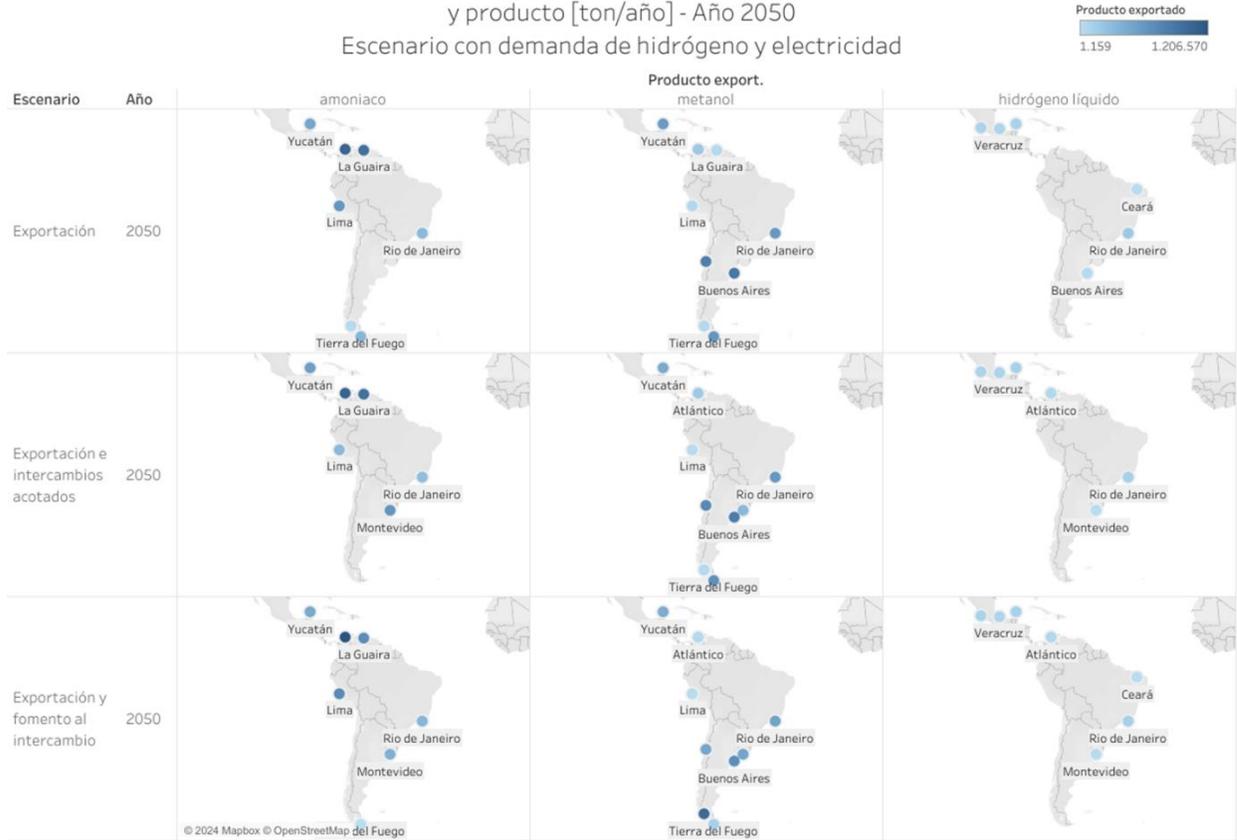


Figura 6-14: Exportación según origen y producto, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Exportación según origen, destino y producto [ton/año]  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad  
(a)

País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año					
							2030	2035	2040	2045	2050	
Argentina	Alemania	Buenos Aires	Bremen	12.943	metanol	Exportación			89.165	158.340	198.473	
						Exportación e intercambios acotados	7.188	14.947	95.094	147.569		
	Tierra del Fuego	Bremen	14.470	amoniaco	Exportación					144		
					Exportación e intercambios acotados			49.133	95.094			
	Bélgica	Buenos Aires	Antwerp	12.535	metanol	Exportación	16.380	209.964	252.059	279.392		
						Exportación e intercambios acotados	129.707	153.228	204.233	250.113		
	Tierra del Fuego	Antwerp	14.062	metanol	Exportación	16.380	146.103	167.490	203.643			
					Exportación e intercambios acotados	6.653	49.110	152.058	429.600			
	Holanda	Buenos Aires	Rotterdam	12.478	metanol	Exportación	12.927	211.958	240.707	282.165	271.625	
						Exportación e intercambios acotados	28.213	275.950	282.182	331.739	417.478	
	Tierra del Fuego	Rotterdam	14.005	amoniaco	Exportación	31.663	221.028	227.939	300.431	393.326		
					Exportación e intercambios acotados			3.552		24.951		
	Japón	Buenos Air..	Chiba	19.539	metanol	Exportación					334.295	
						Exportación e intercambios acotados					1.159	
	Tierra del F.	Chiba	17.696	amoniaco	Exportación	16.079	40.097	111.958	206.717			
					Exportación e intercambios acotados	8.254	52.077	152.894	291.260	431.680		
	Brasil	Alemania	Rio de Janeiro	Bremen	10.299	amoniaco	Exportación			4.213	25.583	304.949
							Exportación e intercambios acotados				12.949	48.575
Bélgica	Rio de Janeiro	Antwerp	9.891	amoniaco	Exportación			4.572	22.996	81.127		
					Exportación e intercambios acotados	57.258	59.999	95.094	167.934	24.923		
Holanda	Ceará	Rotterdam	8.240	hidrógeno líq..	Exportación	2.684	7.245	85.833	140.601	175.400		
					Exportación e intercambios acotados			89.388	110.093	130.897		
Japón	Rio de Janeiro	Chiba	21.751	amoniaco	Exportación			1.300				
					Exportación e intercambios acotados	186.362	240.595	313.315	405.214	379.985		
Chile	Magallanes	Bremen	14.320	metanol	Exportación	108.294	115.415	315.531	393.214	407.654		
					Exportación e intercambios acotados	82.969	105.959	272.595	324.455	385.910		
Valparaíso	Bremen	14.408	metanol	Exportación			2.796	700	20.740			
				Exportación e intercambios acotados			4.780	1.008	2.643	8.590		
Bélgica	Magallanes	Antwerp	13.912	amoniaco	Exportación			1.683	131	5.007		
					Exportación e intercambios acotados					10.133		
Valparaíso	Antwerp	14.000	metanol	Exportación					2.410			
				Exportación e intercambios acotados					2.363			
Holanda	Magallanes	Rotterdam	13.856	amoniaco	Exportación	234.394	233.490	304.040	280.911	1.662		
					Exportación e intercambios acotados			231.278	258.558	212.785		
Japón	Magallanes	Chiba	17.655	metanol	Exportación			305.859	304.319	239.240		
					Exportación e intercambios acotados	149.606	23.946	3.140	1.852	85.783		
Valparaíso	Rotterdam	13.943	metanol	Exportación	347.899	263.114	31.732	20.046	2.983			
				Exportación e intercambios acotados	320.929	262.246	2.368	799				
Chile	Magallanes	Chiba	17.811	metanol	Exportación			3.821	29.396	57.114		
					Exportación e intercambios acotados			755	31.313	52.847	112.700	
Valparaíso	Chiba	17.811	metanol	Exportación			3.976	25.701	42.663			
				Exportación e intercambios acotados					108.541			
Bélgica	Magallanes	Antwerp	13.912	amoniaco	Exportación				2.250	2.645		
					Exportación e intercambios acotados					15.997		
Valparaíso	Antwerp	14.000	metanol	Exportación					13.260			
				Exportación e intercambios acotados					10.151			
Holanda	Magallanes	Rotterdam	13.856	amoniaco	Exportación					11.423		
					Exportación e intercambios acotados					48.829		
Valparaíso	Rotterdam	13.943	metanol	Exportación					135.168			
				Exportación e intercambios acotados					37.075			
Chile	Magallanes	Bremen	14.320	metanol	Exportación					4.140		
					Exportación e intercambios acotados					2.764		
Valparaíso	Bremen	14.408	metanol	Exportación					1.707			
				Exportación e intercambios acotados					7.593			
Bélgica	Magallanes	Antwerp	13.912	amoniaco	Exportación		2.625	1.007	5.415	1.707		
					Exportación e intercambios acotados		1.050	2.000	3.908	7.593		
Valparaíso	Antwerp	14.000	metanol	Exportación		3.166	49.469	205.912	333.787			
				Exportación e intercambios acotados		3.095	8.419	106.048	257.121			
Holanda	Magallanes	Rotterdam	13.856	amoniaco	Exportación					42.963		
					Exportación e intercambios acotados					190.814		
Valparaíso	Rotterdam	13.943	metanol	Exportación					162.103			
				Exportación e intercambios acotados					49.629			
Chile	Magallanes	Chiba	17.655	metanol	Exportación					22.041		
					Exportación e intercambios acotados					4.778		
Valparaíso	Chiba	17.811	metanol	Exportación					27.782			
				Exportación e intercambios acotados					6.988			
Bélgica	Magallanes	Antwerp	13.912	amoniaco	Exportación					15.676		
					Exportación e intercambios acotados					28.594		
Valparaíso	Rotterdam	13.943	metanol	Exportación	38.061	219.195	248.873	367.852	432.000			
				Exportación e intercambios acotados					208.412			
Chile	Magallanes	Chiba	17.655	metanol	Exportación					329.016		
					Exportación e intercambios acotados					51.107		
Valparaíso	Chiba	17.811	metanol	Exportación					358.794			
				Exportación e intercambios acotados					22.348			
Bélgica	Magallanes	Antwerp	13.912	amoniaco	Exportación					275.439		
					Exportación e intercambios acotados					57.017		
Valparaíso	Rotterdam	13.943	metanol	Exportación					9.210			
				Exportación e intercambios acotados								

Figura 6-15: Exportación según origen, producto y destino. Escenarios solo con demanda de hidrógeno. Parte (a).

(b)

Producto exportado  
 477 432.000

País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año					
							2025	2030	2035	2040	2045	2050
Colombia	Alemania	Atlántico	Bremen	9.291	amoniaco	Exportación		27.317	24.668	181.153	191.234	190.188
						Exportación e intercambios acotados	162.745	197.992	213.617	212.294	228.459	
						Exportación y fomento al intercambio	160.313	199.791	211.656	212.315	249.410	
					metanol	Exportación		3.078	4.189	2.522	1.485	68.692
						Exportación e intercambios acotados	9.834	5.889	2.383	6.078	46.352	
						Exportación y fomento al intercambio	16.079	9.832	1.878	5.979	10.201	
	Bélgica	Atlántico	Antwerp	8.883	amoniaco	Exportación	267.473	227.067	393.849	359.502	409.525	
						Exportación e intercambios acotados	367.428	336.059	332.491	372.041	427.881	
						Exportación y fomento al intercambio	376.242	312.581	343.816	360.268	423.176	
					metanol	Exportación		3.264	2.787	477	2.371	22.475
						Exportación e intercambios acotados	5.798	1.975	2.962	9.406		
						Exportación y fomento al intercambio	3.297		3.297		2.405	
Estados Unidos	Atlántico	Houston	3.478	hidrógeno líquido	Exportación			4.460	4.503			
					Exportación e intercambios acotados			31.468	17.374			
					Exportación y fomento al intercambio			29.603	27.338	2.342		
Holanda	Atlántico	Rotterdam	8.827	amoniaco	Exportación	5.388	432.000	431.606	364.674	432.000	422.816	
					Exportación e intercambios acotados	5.388	432.000	406.773	431.013	421.598	354.845	
					Exportación y fomento al intercambio	5.388	425.618	426.009	413.233	402.616	384.100	
				metanol	Exportación	5.388			1.894		9.184	
					Exportación e intercambios acotados	5.388		1.975	987		26.628	
					Exportación y fomento al intercambio	5.388	6.382	5.991	3.297	9.069		
	hidrógeno líq..	Exportación e intercambios acotados					10.402	50.527				
		Exportación y fomento al intercambio					20.315	47.900				
						773	13.835	48.456				
	Japón	Atlántico	Chiba	15.292	amoniaco	Exportación				16.068	44.570	67.693
						Exportación e intercambios acotados			1.199	17.817	21.367	149.884
						Exportación y fomento al intercambio			951	17.817	21.367	149.884
metanol					Exportación				1.080	2.890	82.065	
					Exportación e intercambios acotados			4.015	6.663	20.747	93.441	
					Exportación y fomento al intercambio			6.703	13.238	19.845	24.663	
México	Alemania	Yucatán	Bremen	9.257	amoniaco	Exportación					558	
						Exportación e intercambios acotados			11.049	9.624	29.567	121.634
						Exportación y fomento al intercambio					20.682	
					metanol	Exportación		6.021	6.021	9.817	110.275	172.483
						Exportación e intercambios acotados				78.119	84.081	39.783
						Exportación y fomento al intercambio					70.149	135.775
	Bélgica	Yucatán	Antwerp	8.939	amoniaco	Exportación						95.219
						Exportación e intercambios acotados			3.734	11.084	12.662	
						Exportación y fomento al intercambio					6.833	62.740
					metanol	Exportación		101.711	104.855	110.977	395.647	315.593
						Exportación e intercambios acotados		70.914	118.072	307.763	353.237	350.161
						Exportación y fomento al intercambio		66.911	69.430	69.430	337.868	282.891
	Estados Unidos	Colima	Los Ángeles	2.347	hidrógeno líquido	Exportación			32.521	36.000	41.409	73.958
						Exportación e intercambios acotados			33.772	36.000	41.294	73.445
						Exportación y fomento al intercambio			31.959	36.000	42.306	73.881
		Veracruz	Houston	1.395	hidrógeno líquido	Exportación		2.171	41.189	71.573	81.780	81.284
						Exportación e intercambios acotados		1.149	41.287	71.985	80.217	81.497
						Exportación y fomento al intercambio		1.557	40.749	68.855	80.395	77.049
Yucatán	Houston	1.548	hidrógeno líquido	Exportación	2.694	15.640	59.089	85.185	95.449	105.878		
				Exportación e intercambios acotados	2.694	21.281	59.002	78.454	96.275	113.115		
				Exportación y fomento al intercambio	2.694	21.059	80.674	109.110	100.623	109.738		
Holanda	Yucatán	Rotterdam	8.882	amoniaco	Exportación					297.109	386.902	
					Exportación e intercambios acotados			107.374	313.379	339.071	410.355	
					Exportación y fomento al intercambio					324.708	376.976	
				metanol	Exportación		425.867	357.547	371.301	5.583		
					Exportación e intercambios acotados		379.833	235.424				
					Exportación y fomento al intercambio		369.081	272.439	294.176			
hidrógeno líq..	Exportación e intercambios acotados						694					
	Exportación y fomento al intercambio											
Japón	Colima	Chiba	11.367	hidrógeno líquido	Exportación					6.946	16.717	
					Exportación e intercambios acotados					6.942	16.497	
					Exportación y fomento al intercambio					6.729	16.667	
	Yucatán	Chiba	16.662	amoniaco	Exportación e intercambios acotados					7.524		
					Exportación y fomento al intercambio						10.707	
					Exportación					9.589	94.287	
Exportación e intercambios acotados						51.464						

Figura 6-16: Exportación según origen, producto y destino. Escenarios solo con demanda de hidrógeno. Parte (b).

(c)

País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año							
							2030	2035	2040	2045	2050			
							Producto exportado							
							91      432.000							
Perú	Alemania	Lima	Bremen	12.111	amoniaco	Exportación y fomento al intercambio					52.711			
						Exportación					9.354			
						Exportación y fomento al intercambio					6.498			
		Bélgica	Lima	Antwerp	11.703	amoniaco	Exportación				73.348	194.238		
							Exportación e intercambios acotados					2.501		
							Exportación y fomento al intercambio					230.317		
	metanol	Exportación			4.789	20.493	21.781							
			Exportación e intercambios acotados					5.532						
			Exportación y fomento al intercambio			3.150		3.880						
		Holanda	Lima	Rotterdam	11.646	amoniaco	Exportación				113.461	419.185		
							Exportación e intercambios acotados					308.684		
							Exportación y fomento al intercambio					432.000		
metanol	Exportación			30.921	28.190	16.150	7.248							
		Exportación e intercambios acotados		9.385	10.678	10.896	5.484							
		Exportación y fomento al intercambio		8.873	6.063	9.893								
	Uruguay	Alemania	Montevideo	Bremen	12.080	amoniaco	Exportación e intercambios acotados					792		
							Exportación y fomento al intercambio					24.964	32.168	
							Exportación					121.645	304.520	
Bélgica			Montevideo	Antwerp	11.672	amoniaco	Exportación e intercambios acotados				4.777	123.787		
							Exportación y fomento al intercambio					163.538	193.307	
							Exportación					14.828	246	
metanol		Exportación e intercambios acotados			5.043		62.790	683						
			Exportación y fomento al intercambio	6.980			221.962	369.580						
			Exportación					4.949	5.817					
		Holanda	Montevideo	Rotterdam	11.615	amoniaco	Exportación e intercambios acotados				419.565	429.176		
							Exportación y fomento al intercambio					337.563	347.578	
							Exportación	450	57.559	200.399	8.075			
hidrógeno líq..	Exportación y fomento al intercambio			19.821	102.551	194.572								
		Japón	Montevideo	Chiba	20.216	amoniaco	Exportación y fomento al intercambio					6.637		
							Exportación e intercambios acotados					1.960		
Exportación y fomento al intercambio										7.696				
metanol	Exportación e intercambios acotados						10.031							
		Venezuela	Alemania	La Guaira	Bremen	8.721	amoniaco	Exportación			28.964	180.451	201.746	
								Exportación e intercambios acotados					189.672	
	Exportación y fomento al intercambio											24.078		
	metanol			Exportación				2.201	3.558	11.377				
					Bélgica	La Guaira	Antwerp	8.313	amoniaco	Exportación			15.633	17.150
Exportación e intercambios acotados											74.377	217.280	323.438	320.559
Exportación y fomento al intercambio				36.170						51.368	331.467			
metanol	Exportación				57.016	203.167	215.469	239.872						
			Holanda	La Guaira	Rotterdam	8.256	amoniaco	Exportación			20.923	7.673	5.205	9.230
								Exportación e intercambios acotados	989	358.289	430.625	408.855	432.000	
	Exportación y fomento al intercambio								289.052	339.497	358.806	432.000		
	metanol		Exportación			353.149	424.550	430.048	432.000					
		Japón		La Guaira	Chiba	16.495	amoniaco	Exportación			3.716	91	4.079	
Exportación e intercambios acotados													520	
Exportación y fomento al intercambio										1.177	9.092			

Figura 6-17: Exportación según origen, producto y destino. Escenarios solo con demanda de hidrógeno. Parte (c).

#### 6.3.4. Resumen del análisis

A nivel de costos, se tienen los siguientes puntos:

- Los costos totales anuales disminuyen en los escenarios con intercambios, especialmente en el escenario con fomento al intercambio, en comparación con el caso base.
- Hay diferencias significativas en los costos totales entre años y subregiones, según las suposiciones de crecimiento de la demanda local.
- Los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad presentan costos totales diez veces mayores que los escenarios con solo demanda de hidrógeno (producto del suministro de demanda eléctrica renovable).
- Hay variaciones en los costos entre países y subregiones, influidas por intercambios de energía, con un impacto en la inversión y planificación de cada país.
- Los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad tienden a tener costos nivelados más altos que los escenarios solo con demanda de hidrógeno, especialmente a medida que se busca satisfacer la demanda eléctrica en cada zona.
- Los costos nivelados tienden a disminuir hacia 2050 debido a economías de escala, mayor aprovechamiento de recursos y disminución proyectada de costos tecnológicos.

En cuanto a intercambios de energía entre países:

- Los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad muestran mayores intercambios netos de electricidad en comparación con los escenarios solo con demanda de hidrógeno.
- Brasil, Chile, Uruguay, Colombia y Venezuela experimentan cambios significativos en su papel como importadores y exportadores según el escenario y la demanda.
- Los métodos de transporte (barco, camión y ductos) afectan la magnitud y dirección de los intercambios, con predominio del transporte por barco y ductos en algunos casos.

Finalmente, en cuanto a exportación:

- En escenarios solo con demanda de hidrógeno, la exportación se centra en ciertas zonas de Venezuela, Colombia, Perú, Chile y Argentina.
- En escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad, se observa una mayor cantidad de zonas de exportación, incluyendo además a zonas de Brasil, México y Uruguay.
- La exportación de hidrógeno se vería influida por la distancia y el potencial de generación renovable, lo que podría favorecer a zonas con menor distancia y/o mayores factores de planta.

## 6.4. Propuesta para ALC

Cada país y zona en ALC tiene un potencial específico para la producción, exportación o importación de productos Power-to-X (hidrógeno, amoníaco, metanol). Esta clasificación es crucial para maximizar la eficiencia y minimizar los costos en la transición energética.

A modo de resumen, los países con un rol predominante en materia de integración regional son los siguientes:

- México actúa como un importante productor y exportador de hidrógeno y productos Power-to-X hacia Estados Unidos, Europa y Asia. Además, juega un papel central en la interconexión eléctrica con Belice y la distribución de hidrógeno hacia el Caribe.
- Brasil es líder en la producción y exportación de hidrógeno y electricidad en la región, con importantes inversiones en energía eólica y solar. Se proyecta como un exportador clave hacia Europa y Japón.
- Chile se destaca como exportador de amoníaco y metanol desde Magallanes hacia Europa y Asia. Chile también aumentará su capacidad eólica y solar en escenarios de intercambio y exportación.
- Argentina es un exportador clave de hidrógeno verde, especialmente desde la región de Patagonia, con destino a Europa. En escenarios con exportación, incrementa su capacidad eólica.
- Colombia se posiciona como un productor importante para el consumo interno de hidrógeno y electricidad, y exportador de amoníaco y metanol hacia Europa, también de hidrógeno líquido a Estados Unidos y Japón.
- Nicaragua concentra la inversión en generación eléctrica, exportando hacia Costa Rica y hacia Honduras, con destino a los países del SIEPAC.
- Surinam, entre las Guayanas, se convierte en un exportador de electricidad a sus vecinos y de hidrógeno a Guyana, con destino final en Brasil.
- Uruguay actúa de exportador de hidrógeno verde y electricidad hacia Europa y Japón en escenarios de intercambio energético, incrementando significativamente su capacidad eólica y solar.
- Cuba actúa como un intermediario en la distribución de hidrógeno desde México hacia otros países del Caribe, como Haití y Jamaica.

En la Tabla 6-2 se presenta el rol de cada país en la integración regional y la exportación, así como las metas de electricidad e hidrógeno al año 2050, considerando las incertidumbres asociadas a los diferentes escenarios evaluados.

Tabla 6-2: Propuesta de rol en la integración regional, metas de electricidad y de hidrógeno de cada país de ALC. Escenarios H2 (solo demanda de hidrógeno) y H2&EL (demanda de hidrógeno y electricidad).

Subregión	País	Descripción del rol del país en la integración regional	Metas de hidrógeno al año 2050	Metas de inversión en electricidad renovable al año 2050
Centroamérica	Belice	Producción de hidrógeno de hidrógeno para consumo interno. Se beneficiaría de la intercambios energéticos con México para cubrir la demanda eléctrica e importar hidrógeno, reduciendo considerablemente su inversión en generación eólica.	3.000 toneladas para consumo local. Se beneficiaría de recibir entre 800 y 1.700 ton de hidrógeno líquido desde México en 2 escenarios (H2, intercambios acotados, con y sin exportación, respectivamente).	Escenario H2: 75 MW de potencia solar. Escenario H2&EL: 20 MW de potencia instalada con celdas de combustible y 280 MW de potencia eólica, sin potencia solar. Potencia eólica se reduce a 28 MW si se interconecta con México.
	Costa Rica	Producción de hidrógeno para consumo interno. Se beneficiaría de la participación en el SIEPAC, reduciendo su inversión e importando electricidad.	51.000 toneladas para consumo local.	Escenario H2: 1.67 GW de potencia solar. Se reduce a cero si participa del SIEPAC. Escenario H2&EL: 100 MW de potencia solar, 71 MW con celdas de combustible y 1.72 GW eólico. Al participar del SIEPAC, cambia a 227 MW con celdas de combustible y 337 MW eólico, sin potencia solar.
	El Salvador	Producción de hidrógeno para consumo interno. Se beneficiaría de la participación en el SIEPAC, reduciendo su inversión e importando electricidad. También contempla importación de hidrógeno proveniente desde Nicaragua.	37.000 toneladas para consumo local. En escenario H2&EL, recibe cerca de 3.500 toneladas Nicaragua pasando por Honduras.	Escenario H2: 1.06 GW de potencia solar. Se reduce a 0.4 GW si participa del SIEPAC. Escenario H2&EL: 1.47 GW de potencia eólica, 0.53 GW de potencia solar y 96 MW con celdas de combustible. Si participa del SIEPAC, se reduce a 239 MW eólico, 37 MW con celdas de combustible y cero de potencia solar.
	Guatemala	Producción de hidrógeno para consumo interno. Se beneficiaría de la participación en el SIEPAC, reduciendo su inversión e importando electricidad.	84.000 toneladas para consumo local.	Escenario H2: 2.46 GW de potencia solar. Escenario H2&EL: 4.93 GW de potencia eólica, 1.75 GW de potencia solar y 307 MW con celdas de combustible. Al participar del SIEPAC, se reduce a 1.58 GW de potencia solar, 0.6 GW de potencia eólica y 36 MW con celdas de combustible.

<b>Subregión</b>	<b>País</b>	<b>Descripción del rol del país en la integración regional</b>	<b>Metas de hidrógeno al año 2050</b>	<b>Metas de inversión en electricidad renovable al año 2050</b>
	Honduras	Producción de hidrógeno para consumo interno. Se beneficiaría de la participación en el SIEPAC, reduciendo su inversión e importando electricidad. También contempla importación de hidrógeno proveniente desde Nicaragua.	44.000 toneladas para consumo local. En escenario H2&EL recibe cerca de 26.000 toneladas desde Nicaragua, y exporta 3.500 a El Salvador.	Escenario H2: 1.3 GW de potencia solar. Se reduce a 77 MW si participa del SIEPAC. Escenario H2&EL: 4.3 GW de potencia eólica y 358 MW con celdas de combustible. Al participar del SIEPAC, se reduce a 2.75 GW de potencia eólica y 233 MW con celdas de combustible.
	México	Producción de hidrógeno para consumo interno, con exportación de productos Power-to-X a USA, Europa y Asia solo en el escenario con demanda de hidrógeno y electricidad. Se beneficiaría de interconexión eléctrica con Belice, y exportación de hidrógeno para Cuba, desde donde se distribuiría a otros países de El Caribe, como Haití y Jamaica.	393.000 toneladas de hidrógeno para demanda local. En escenario de fomento al intercambio, exporta cerca de 110.000 toneladas a Cuba, desde donde se distribuye a otros países de El Caribe. En cuanto a exportación a otros continentes, en escenario H2 no exporta, y en escenario H2&EL exporta cerca de 500 kton de amoníaco, 440 kton de metanol, y 280 kton de hidrógeno líquido. Amoníaco y metanol hacia Europa, e hidrógeno líquido a Estados Unidos. Los 3 Power-to-X a Japón, pero en menor medida.	Escenario H2: 11.2 GW de potencia solar. Escenario H2&EL: 155 GW de potencia eólica, 63 GW de potencia solar y 18 GW con celdas de combustible. En escenarios con exportación a otros continentes, se tienen 3 GW adicionales de potencia eólica, y 5 GW adicionales de potencia solar.
	Nicaragua	Producción de hidrógeno para consumo interno. Concentra la mayor inversión en generación al participar del SIEPAC, exportando electricidad a los países que lo componen.	24.000 toneladas para consumo local. Exporta cerca de 26.000 toneladas a Honduras.	Escenario H2: 234 MW de potencia eólica y 22 MW de potencia solar. Al participar del SIEPAC, aumenta considerablemente su inversión a 1.9 GW de potencia eólica. Escenario H2&EL: 1 GW de potencia eólica y 144 MW con celdas de combustible. Al participar del SIEPAC, concentra la inversión del sistema aumentando considerablemente a 7.5 GW de potencia eólica y 558 MW con celdas de combustible.
	Panamá	Producción de hidrógeno para consumo interno. Se beneficiaría de la participación en el SIEPAC, reduciendo su inversión.	88.000 toneladas para consumo local. En escenario H2 recibe cerca de 30.000 toneladas desde Colombia, mientras	Escenario H2: 2.3 GW de potencia solar, 287 MW de potencia eólica. Al participar del SIEPAC, se reduce a 1.3

Subregión	País	Descripción del rol del país en la integración regional	Metas de hidrógeno al año 2050	Metas de inversión en electricidad renovable al año 2050
			que en escenario H2&EL exporta cerca de 60.000 toneladas hacia Colombia.	GW de potencia solar y 186 MW de potencia eólica.
El Caribe	Cuba	Producción de hidrógeno para consumo interno. Intermediario y beneficiario de intercambio de hidrógeno desde México, hasta Jamaica, Haití y República Dominicana.	87.000 toneladas para consumo local. En escenario H2, importa cerca de 10.000 toneladas desde República Dominicana, pasando por Haití. En cambio, en escenario H2&EL importa cerca de 100.000 toneladas desde México, y exporta 10.000 y 15.000 y 12.000 toneladas a Jamaica, Haití y República Dominicana, respectivamente.	Escenario H2: 2.5 GW de potencia solar. Escenario H2&EL: 10.6 GW de potencia eólica y 1.2 GW con celdas de combustible. En escenario de fomento al intercambio, se tiene 9.4 GW de potencia eólica y 1.4 GW con celdas de combustible. En este último escenario, Cuba recibe hidrógeno líquido desde México por barco, lo que modifica su matriz de generación eléctrica.
	Guayana Francesa	Producción de hidrógeno para consumo local. Se beneficiaría de exportar electricidad a Brasil, e importar desde Surinam.	2.500 toneladas para consumo local.	Escenario H2: 80 MW de potencia solar. Escenario H2&EL: 348 MW de potencia solar, 313 MW de potencia eólica y 33 MW con celdas de combustible. En escenario de fomento al intercambio, se reduce a solo 37 MW de potencia eólica y 26 MW con celdas de combustible, sin potencia solar, producto de que recibe hidrógeno líquido desde Surinam.
	Guyana	Producción local de hidrógeno. Se beneficiaría de la exportación de hidrógeno y electricidad a Brasil, y de la importación de electricidad desde Surinam.	9.200 toneladas para consumo local. Exporta cerca de 11.000 toneladas a Brasil.	Escenario H2: 315 MW de potencia solar. Aumenta a 776 MW en escenario con intercambio acotado, y a 493 MW en escenario de fomento al intercambio. Escenario H2&EL: 912 MW de potencia eólica, 151 MW de potencia solar y 21 MW con celdas de combustible. En escenario con fomento al intercambio la matriz cambia a 983 MW de potencia eólica y 237 MW con celdas de combustible, sin potencia solar.
	Haití	Producción y consumo local de hidrógeno. Importación de electricidad desde República Dominicana en escenario de fomento al intercambio (nueva línea de transmisión).	1.100 toneladas para consumo local. En escenario H2, importa 3.000 toneladas desde República Dominicana. En escenario H2&EL, importa 25.000 toneladas desde Cuba, de los cuales	Escenario H2: 271 MW de potencia solar. Disminuye a 193 MW en escenario de fomento al intercambio, debido a interconexión con República Dominicana.

<b>Subregión</b>	<b>País</b>	<b>Descripción del rol del país en la integración regional</b>	<b>Metas de hidrógeno al año 2050</b>	<b>Metas de inversión en electricidad renovable al año 2050</b>
			10.000 tienen como destino final República Dominicana.	Escenario H2&EL: 540 MW de potencia eólica y 50 MW con celdas de combustible. En escenario de fomento al intercambio, se tienen 366 MW de potencia eólica y 88 MW con celdas de combustible, producto de que recibe hidrógeno líquido desde Cuba.
	Jamaica	Producción y consumo local de hidrógeno. Se beneficiaría de importación de hidrógeno líquido desde Cuba.	29.000 toneladas para consumo local.	Escenario H2: 758 MW de potencia solar y 48 MW de potencia eólica. Escenario H2&EL: 2 GW de potencia eólica y 242 MW con celdas de combustible.
	Puerto Rico	Producción para consumo local de hidrógeno. Se beneficiaría de la exportación a República Dominicana.	66.000 toneladas para consumo local. En escenario H2&EL, exporta cerca de 55.000 toneladas a República Dominicana.	Escenario H2: 1.9 GW de potencia solar. Escenario H2&EL: 9.9 GW de potencia eólica y 1.1 GW con celdas de combustible. En escenario de fomento al intercambio disminuye la potencia eólica a 8.6 GW y aumenta a 1.4 GW la potencia de celdas de combustible.
	República Dominicana	Producción para consumo interno. Se beneficiaría de la exportación a Cuba y Haití, y de la importación desde México.	93.000 toneladas para consumo local. En escenario H2 exporta 10.000 toneladas a Cuba y 3.000 toneladas a Haití. En escenario H2&EL recibe 10.000 toneladas provenientes de México pasando por Cuba y Haití, y también recibe cerca de 55.000 toneladas desde Puerto Rico.	Escenario H2: 2.1 GW de potencia solar y 208 MW de potencia eólica. En escenario de fomento al intercambio, aumenta la potencia solar a 2.5 GW para exportar electricidad hacia Haití. Escenario H2&EL: 7.2 GW de potencia eólica y 0.9 GW de potencia de celdas de combustible. En escenario con fomento al intercambio, la potencia cambia a 7.7 GW y 0.7 GW, respectivamente.
	Surinam	Producción local de hidrógeno. Se beneficiaría de la exportación de hidrógeno a Brasil, y de electricidad a Guyana y Guayana Francesa, con destino a Brasil.	10.400 toneladas para consumo local. En escenario H2&EL y con fomento al intercambio, exporta cerca de 1.000 toneladas a Brasil, junto a Guyana.	Escenario H2: 316 MW de potencia solar. Aumenta 459 MW en escenario de fomento al intercambio, para exportar electricidad a Guayana Francesa y Guyana. Escenario H2&EL: 856 MW de potencia eólica y 126 MW de potencia solar. En escenario de fomento al intercambio, la

Subregión	País	Descripción del rol del país en la integración regional	Metas de hidrógeno al año 2050	Metas de inversión en electricidad renovable al año 2050
				matriz cambia considerablemente: 9.6 GW de potencia eólica y 465 MW de potencia con celdas de combustible.
	Trinidad y Tobago	Producción de hidrógeno para consumo local. Se beneficiaría de la importación de hidrógeno y electricidad desde Venezuela.	163.000 toneladas para consumo local. En escenario H2&EL, importa cerca de 70.000 toneladas de hidrógeno gaseoso y líquido desde Venezuela.	Escenario H2: 5.3 GW de potencia solar. Se reduce a cero en escenario de fomento al intercambio, debido a importación de electricidad desde Venezuela. Escenario H2&EL: 7 GW de potencia eólica, 1.4 GW de potencia solar y 300 MW con celdas de combustible. En escenario de fomento al intercambio (interconexión con Venezuela), la matriz cambia considerablemente, a 1.1 GW de potencia solar, 482 MW de potencia eólica y 215 MW con celdas de combustible.
Zona Andina	Bolivia	Productor local de hidrógeno, con exportación a vecinos	71.000 toneladas para consumo local.	Escenario H2: 1.4 GW de potencia solar, y 157 MW de potencia eólica. En escenario de fomento al intercambio, se tiene 1.6 GW de potencia solar y 109 MW de potencia eólica. Escenario H2&EL: 3.6 GW de potencia eólica y 433 MW de celdas de combustible. En escenario de fomento al intercambio llega a 7.9 GW de potencia eólica.
	Brasil	Uno de los principales consumos de energía de la región. Exportador a Europa y Japón en escenarios de alta demanda eléctrica renovable. Actor principal en la importación y exportación de electricidad en la región.	393.000 toneladas para consumo local. En cuanto a exportación a otros continentes, en escenario H2 no exporta. En escenario H2&EL exporta cerca de 300 kton de amoníaco, 600 kton de metanol y 120 kton de hidrógeno líquido a Europa y Japón.	Escenario H2: 7.5 GW de potencia solar y 1.9 GW de potencia eólica. En escenario de intercambio acotado se tiene 6.2 GW solar y 1.8 GW eólico. En escenario de fomento al intercambio se tiene 10.8 GW solar y 1.8 GW eólica. Escenario H2&EL: 129 GW de potencia eólica, 35.6 GW de solar y 13.8 GW de celdas de combustible. En escenario de fomento al intercambio reduce su inversión en potencia a 116 GW de

Subregión	País	Descripción del rol del país en la integración regional	Metas de hidrógeno al año 2050	Metas de inversión en electricidad renovable al año 2050
				eólica, 33.2 GW de solar y 12.4 GW de celdas de combustible.
	Colombia	Productor para consumo interno y exportación a Centroamérica. Exportador de productos Power-to-X a Europa, Japón y Estados Unidos.	393.000 toneladas para consumo local. En cuanto a exportación a otros continentes, en escenario H2 exporta cerca de 1.500 kton de amoniaco y 6 kton de metanol, con destino principal a los países de Europa, y una parte menor hacia Japón. En escenario H2&EL exporta cerca de 1.100 kton de amoniaco, 160 kton de metanol y 50 kton de hidrógeno líquido, con los mismos destinos que el escenario H2, sumando a Estados Unidos en los primeros años.	Escenario H2: 3.1 GW de potencia solar y 2.8 GW de potencia eólica. En escenarios con exportación se tiene 1.2 GW y 1.5 GW adicionales de potencia solar y eólica, respectivamente. En escenario con fomento al intercambio y exportación, llega a 4.3 GW solar y 6.3 GW eólico. Escenario H2&EL: 16.4 GW de potencia eólica, 7.6 GW de potencia solar y 1.7 GW de celdas de combustible. En escenario con exportación aumenta en 1 GW de eólica y 0.6 GW de solar.
	Ecuador	Producción de hidrógeno para consumo local. Se beneficiaría del intercambio energético con Perú.	158.000 toneladas para consumo local.	Escenario H2: 4.9 GW de potencia solar. Disminuye a 3.1 GW en escenarios con intercambios energéticos. Escenario H2&EL: 6.9 GW de potencia eólica y 545 MW de celdas de combustible. En escenarios con intercambio energético reduce su potencia a 4 GW eólico y 450 MW de celdas de combustible.
	Perú	Exportador de electricidad hacia Ecuador, y de productos Power-to-X a Holanda, Alemania y Bélgica.	259.000 toneladas para consumo local. En cuanto a exportación a otros continentes, en escenario H2 exporta cerca de 400 kton de amoniaco con destino a Holanda. En escenario H2&EL exporta cerca de 600 kton de amoniaco y 40 kton de metanol, con destino principal a Holanda, sumando en menor participación a Alemania y Bélgica.	Escenario H2: 2.1 GW de potencia solar y 1.7 GW de potencia eólica. Llega hasta 3 GW eólico y 2.1 GW solar en escenario con exportación e intercambios energéticos. Escenario H2&EL: 12.3 GW de potencia eólica y 1.7 GW de celdas de combustible. Llega a 22 GW de potencia eólica en escenarios de intercambio energético.
	Venezuela	Importante exportador de amoniaco y metanol hacia Europa y Asia. Tiene un rol importante para el suministro energético de Trinidad y Tobago, y se	164.000 toneladas para consumo local. En cuanto a exportación a otros continentes, en escenario H2 exporta entre 400 y 760 kton de amoniaco,	Escenario H2: 3.8 GW de potencia eólica. Varía entre 2.9 GW y 4.8 GW según intercambio acotado o fomento al intercambio, respectivamente.

Subregión	País	Descripción del rol del país en la integración regional	Metas de hidrógeno al año 2050	Metas de inversión en electricidad renovable al año 2050
		beneficiaría de la importación de electricidad desde Colombia.	según escenario sin intercambio y con fomento al intercambio, respectivamente, con destino a Bélgica y Holanda. En escenario H2&EL exporta entre 950 y 700 kton de amoniaco, según escenario sin intercambios energéticos y con fomento al intercambio, respectivamente. También exporta cerca de 30 kton de metanol en escenario sin intercambios energéticos. Tiene por destino Alemania, Bélgica y Holanda. Cerca de 10 kton de metanol se destinan a Japón.	Escenario H2&EL: 19.5 GW de potencia eólica y 2.7 GW de celdas de combustible.
Cono Sur	Argentina	Producción de hidrógeno para consumo interno, con exportación de productos Power-to-X a Europa y Japón. Se beneficiaría de las interconexiones eléctricas con Chile, Paraguay, Uruguay y Bolivia.	393.000 toneladas para consumo local. En cuanto a exportación a otros continentes, en escenario H2 exporta cerca de 400 kton de amoniaco desde Tierra del Fuego, con destino a Holanda, y en menor medida, Bélgica. En escenario H2&EL, se exporta cerca de 800 kton de metanol desde Buenos Aires, y 600 kton desde Tierra del Fuego, más cerca de 300 kton de amoniaco. Tiene por destino los países de Europa, y en menor medida Japón.	Escenario H2: 3.8 GW de potencia eólica y 1.8 GW de potencia solar. Aumenta en 0.4 GW la potencia eólica en escenario con exportación. En escenarios con intercambio, se tiene 1.7 GW eólico y 1 GW solar. Escenario H2&EL: 50.3 GW de potencia eólica y 6.4 GW de celdas de combustible. En escenario con intercambio acotado y fomento al intercambio, la potencia eólica se reduce a 45.2 GW y 42.3 GW, respectivamente.
	Chile	Producción de hidrógeno para consumo interno, con exportación de productos Power-to-X a Europa y Japón desde Magallanes y Valparaíso. Se beneficiaría de las interconexiones eléctricas con Argentina y Perú.	393.000 toneladas para consumo local. En cuanto a exportación a otros continentes, en escenario H2 exporta cerca de 1.500 kton de amoniaco, con destino a Bélgica, Holanda, Alemania, y en menor medida a Japón. Todo lo anterior, desde el extremo sur de Chile: Magallanes. En escenario H2&EL, se debe hacer la distinción entre escenarios de intercambio energético. En escenario sin intercambio energético, exporta cerca de 830 kton	Escenario H2: 2.9 GW eólico y 2.8 GW solar. Aumenta en 1.3 GW la potencia eólica en escenarios con exportación, y llega a 4.8 GW en escenarios con intercambios y exportación. La potencia solar llega a 4.5 GW y 5.8 GW en escenarios con intercambio acotado y fomento al intercambio, respectivamente. Escenario H2&EL: 22.9 GW de potencia eólica, 3.2 GW de celdas de combustible y 2.4 GW de solar. Aumenta en 1.5 GW

<b>Subregión</b>	<b>País</b>	<b>Descripción del rol del país en la integración regional</b>	<b>Metas de hidrógeno al año 2050</b>	<b>Metas de inversión en electricidad renovable al año 2050</b>
			de metanol desde Valparaíso, cerca de 30 kton de metanol y 30 kton de amoníaco desde Magallanes. En escenario con fomento al intercambio energético, exporta cerca 1.200 kton de metanol desde Magallanes, y cerca de 480 kton de metanol desde Valparaíso. Los destinos son los países de Europa, y en menor medida Japón.	eólico y 0.5 GW solar en escenario con exportación. En escenario de fomento al intercambio, se tienen 25.8 GW de potencia eólica y 3.6 GW de celdas de combustible, sin potencia solar.
	Paraguay	Producción de hidrógeno verde para consumo local. Se beneficiaría del intercambio energético con Argentina y Bolivia, importando electricidad.	88.000 toneladas para consumo local	Escenario H2: 2.8 GW de potencia solar. Varía entre 4.1 GW y 2 GW en los escenarios de intercambio acotado y fomento al intercambio, respectivamente. Escenario H2&EL: 4.7 GW de potencia eólica, 0.7 GW de solar y 323 MW de celdas de combustible. En escenario de intercambios acotados, cambia su matriz a 4.2 GW eólico y 1 GW de celdas de combustible. En escenario de fomento al intercambio, reduce su potencia a 1.9 GW eólico y 500 MW de celdas de combustible.
	Uruguay	Productor y exportador de hidrógeno mediante amoníaco y metanol con destino a Europa y Asia. Se beneficiaría de la interconexión con Argentina y Brasil.	52.300 toneladas para consumo local. En cuanto a exportación a otros continentes, en escenario H2 no exporta. En escenario H2&EL: no exporta en escenarios sin intercambios energéticos. En escenarios con intercambios acotados, exporta cerca de 600 kton de amoníaco y 300 kton de metanol. En escenarios con fomento al intercambio, exporta cerca de 400 kton de amoníaco y 500 kton de metanol. Tiene por destino los países de Europa, y en menor medida Japón.	Escenario H2: 512 MW de potencia eólica y 250 MW de potencia solar. Llega a 1.2 GW eólico y 1.1 GW solar en escenario con intercambios acotados, y a 700 MW eólico y 60 MW solar en escenario de fomento al intercambio. Escenario H2&EL: 2.3 GW de potencia eólica y 278 MW de celdas de combustible. En escenarios de intercambio energético, aumenta su potencia a 7.8 GW eólico y 1 GW de celdas de combustible.

# Capítulo 7

## 7. Conclusiones y trabajo futuro

La transición hacia una matriz energética sustentada en energías renovables en América Latina y el Caribe presenta una oportunidad única para aprovechar el vasto potencial de recursos naturales de la región, especialmente a través del desarrollo de tecnologías Power-to-X. A partir de la propuesta de un modelo de representación y simulación de ALC, esta tesis ha logrado identificar, analizar y proponer estrategias efectivas que permiten abordar los desafíos y aprovechar las oportunidades en este campo.

La tesis identifica metodologías de modelamiento energético que permiten representar de manera adecuada el desarrollo de Power-to-X en América Latina y el Caribe, aplicando estas metodologías para evaluar la viabilidad técnica y económica de estas tecnologías en la región. Se desarrolla un modelo integral de planificación que optimiza el sistema energético de ALC, integrando la generación eléctrica y el desarrollo de Power-to-X, lo que ha sido fundamental para mapear los roles de cada país, establecer metas de producción y exportación, y proyectar impactos económicos. El modelo resultante corresponde a un modelo de optimización lineal de variable continua de gran dimensión (orden de  $10^6$  variables) para ser utilizado en un contexto de planificación cuasi-estática.

Asimismo, se implementa una plataforma de simulación que integra los datos y el modelo desarrollado, permitiendo la simulación de diversos escenarios y facilitando la toma de decisiones estratégicas a nivel regional. La tesis también define y analiza escenarios de demanda energética, exportación e interconexiones, alineados con las estrategias nacionales de descarbonización de los países de ALC, dimensionando las oportunidades de cooperación y beneficios económicos de un desarrollo colaborativo. Finalmente, se elaboraron estrategias detalladas para la región, asignando roles específicos a cada país y demostrando que un enfoque colaborativo es más beneficioso que un desarrollo aislado por país.

Los resultados muestran que países como Chile, Brasil y Argentina tienen el potencial de convertirse en exportadores clave de hidrógeno verde y sus derivados, aprovechando sus recursos eólicos y solares. Por otro lado, países con menos capacidad de producción renovable pueden beneficiarse al convertirse en hubs logísticos o al importar estos productos para cubrir sus necesidades energéticas. Esta diferenciación de roles es esencial para maximizar la eficiencia y competitividad de la región en el mercado global.

Las metas propuestas para el año 2050 indican un desarrollo considerable de la capacidad instalada en energías renovables, con una proyección de exportación significativa de hidrógeno y productos derivados como amoníaco y metanol. La meta de alcanzar una capacidad instalada total de más de 100 GW en energías renovables para Power-to-X resalta la ambición de la región por posicionarse como un actor clave en la transición energética global.

La cooperación regional es fundamental para reducir los costos totales de la transición energética. Los escenarios con exportación y cooperación muestran una disminución significativa en los costos de producción de hidrógeno verde, haciendo que los productos Power-to-X de ALC sean más competitivos en el mercado internacional. Se identifica un ahorro anual de hasta un 9% en el costo total de ALC (6% en Zona Andina, 25% en Cono Sur, 6% en Centroamérica y 23% en El Caribe), lo cual se traduce en un ahorro anual de hasta 874 MUSD. Además, la inversión proyectada en infraestructura energética promete retornos económicos sustanciales, especialmente en países como Brasil y Chile.

La transición energética en ALC enfrenta incertidumbres significativas relacionadas con la evolución de los costos tecnológicos y su desarrollo para el uso comercial y a gran escala, las fluctuaciones en los precios internacionales y los cambios en las políticas de exportación, así como acuerdos y tratados de mercado entre países. La diversificación de mercados y la creación de marcos regulatorios flexibles son estrategias clave para mitigar estos riesgos y asegurar el éxito de la transición.

Se propone la creación de un consorcio regional de hidrógeno que facilite la cooperación entre los países de ALC, promueva la inversión en tecnologías renovables y desarrolle infraestructura crítica para la producción y exportación de productos Power-to-X. Este enfoque colaborativo es esencial para maximizar los beneficios económicos, reducir los costos de la transición y garantizar un futuro energético sostenible para la región.

En resumen, el desarrollo de Power-to-X en ALC no solo es viable, sino que presenta una oportunidad sin precedentes para posicionar a la región como líder en la transición energética global, lo que es consistente con estudios previos en la materia. La implementación de las estrategias propuestas, basada en los roles, metas e impactos económicos identificados, permitirá a ALC aprovechar plenamente su potencial en energías renovables, asegurando un crecimiento económico sostenible y la reducción de su dependencia de los combustibles fósiles.

Como trabajo futuro, se tienen varios objetivos de desarrollo y publicación de la herramienta, lo cual considera:

- Trabajo conjunto con investigadores/as de todos los países de Latinoamérica, para lograr recopilar información local fidedigna y reciente, y análisis en base a la experiencia.
- Publicación web de los resultados, combinando mapas georreferenciados con información gráfica y análisis por país.
- Desarrollo de estudios más específicos, respecto al potencial renovable, uso y disponibilidad del recurso hídrico, transporte local entre puertos de Latinoamérica, modelamiento por país con mayor detalle, entre otros.
- Corroboración y oportunidad de mejora de hojas de ruta, estrategias y programas nacionales.
- Incorporación de un análisis sistemático de las incertidumbres más relevantes.

Finalmente, durante el desarrollo de esta tesis también se ha identificado la pertinencia del desarrollo de ejemplos de referencia, como los mostrados en la sección 3.3, para validar modelos de planificación que integren distintos tipos de energía y modos de transporte.

# Bibliografía

- [1] IPCC, "Impacts of 1.5°C Global Warming on Natural and Human Systems", en *Global Warming of 1.5°C*, Cambridge University Press, 2022, pp. 175–312. doi: 10.1017/9781009157940.005.
- [2] Climate Action Tracker, "Countries". Accedido: 3 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://climateactiontracker.org/countries/>
- [3] Climate Action Tracker, "The CAT Thermometer". Accedido: 3 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/>
- [4] Y. Yang, S. Xia, P. Huang, y J. Qian, "Energy transition: Connotations, mechanisms and effects", 1 de marzo de 2024, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.esr.2024.101320.
- [5] International Renewable Energy Agency, "World energy transitions outlook 2023 : 1.5°C pathway", 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- [6] International Renewable Energy Agency, "World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway", 2022. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>
- [7] World Energy Council, "Regional Insights into Low-Carbon Hydrogen Scale Up", 2021. Accedido: 3 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)
- [8] Ministerio de Industria Energía y Minería, "Hoja de ruta del hidrógeno verde y derivados en Uruguay", 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/H2\\_final.pdf](https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/H2_final.pdf)
- [9] Ministerio de Energía, "Estrategia nacional de hidrógeno verde", 2020. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://energia.gob.cl/h2/Estrategia-nacional-de-hidrogeno-verde>
- [10] Ministerio de Minas y Energía, "Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia", 2021. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja\\_Ruta\\_Hidrogeno\\_Colombia\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf)
- [11] Ministerio de Ambiente y Energía, "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica", 2022. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://energia.minae.go.cr/wp-content/uploads/2020/04/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf>
- [12] Ministerio de la Presidencia, "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá", 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://sigob.presidencia.gob.pa/consulta/?id=SP4zc3cYbNz32AqWpiXJYa3J0yOXEViMTUppD5rvIbk%3D>
- [13] Ministerio de Energía y Minas, "Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador", 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Hoja-de-Ruta-del-Hidrogeno-Verde-en-Ecuador.pdf>
- [14] Ministério de Minas e Energia, "Programa Nacional do Hidrogênio", 2021. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrogênioRelatíodiretrizes.pdf>
- [15] Viceministerio de Minería y Energía y Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, "Hacia la Ruta del Hidrógeno Verde en Paraguay", 2021. [En línea]. Disponible en: [https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/H2/H2%20Marco\\_Conceptual\\_DIGITAL.pdf](https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/H2/H2%20Marco_Conceptual_DIGITAL.pdf)

- [16] Comisión de Integración Energética Regional, "Interconexiones Eléctricas Internacionales y Centrales Binacionales", 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cier.org/es-uy/Lists/EstadisticasLD/MapaInterconexiones.pdf>
- [17] M. J. Palys y P. Daoutidis, "Power-to-X: A review and perspective", *Comput Chem Eng*, vol. 165, p. 107948, sep. 2022, doi: 10.1016/j.compchemeng.2022.107948.
- [18] International Energy Agency, "Latin America Energy Outlook 2023", 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>
- [19] T. Castillo, F. García, L. Mosquera, T. Rivadeneira, K. Segura, y M. Yujato, "Panorama energético de América Latina y El Caribe", 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2023/>
- [20] I. Boese Cortés y I. Soto, "Renewable Hydrogen in Latin America and the Caribbean: Opportunities, Challenges, and Pathways", Santiago, 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://h2lac.org/archivos/renewable-hydrogen-in-latin-america-and-the-caribbean-opportunities-challenges-and-pathways/>
- [21] A. Levy, F. Jesus, A. Tejada, y L. Di Chiara, "Oportunidades y Retos que enfrentan los países de América Latina Integración Eléctrica Regional", 2020. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/integracion-electrica-regional-oportunidades-y-retos-que-enfrentan-los-paises-de-america-latina-y>
- [22] F. Li *et al.*, "Towards a Future Hydrogen Supply Chain: A Review of Technologies and Challenges", *Sustainability*, vol. 16, n° 5, p. 1890, feb. 2024, doi: 10.3390/su16051890.
- [23] M. G. Rasul, M. A. Hazrat, M. A. Sattar, M. I. Jahirul, y M. J. Shearer, "The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications", *Energy Convers Manag*, vol. 272, p. 116326, nov. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116326.
- [24] Felix Chr. Matthes *et al.*, *Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe - Eine Überblicksuntersuchung*. 2020. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoffbasierte-Brennstoffe.pdf>
- [25] Claudia Hornberg *et al.*, *Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse*. Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) , 2021. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2020\\_2024/2021\\_06\\_stellungnahme\\_wasserstoff\\_im\\_klimaschutz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [26] D. I. Kis y E. Kókai, "A review on the factors of liner collapse in type IV hydrogen storage vessels", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 50, pp. 236–253, ene. 2024, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.09.316.
- [27] A. C. Ince, C. O. Colpan, A. Hagen, y M. F. Serincan, "Modeling and simulation of Power-to-X systems: A review", *Fuel*, vol. 304, p. 121354, nov. 2021, doi: 10.1016/j.fuel.2021.121354.
- [28] S. M. M. Ehteshami y S. H. Chan, "The role of hydrogen and fuel cells to store renewable energy in the future energy network - potentials and challenges", *Energy Policy*, vol. 73, pp. 103–109, 2014, doi: 10.1016/j.enpol.2014.04.046.
- [29] H. W. Langmi, N. Engelbrecht, P. M. Modisha, y D. Bessarabov, "Hydrogen storage", *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications Hydrogen Production by Water Electrolysis*, pp. 455–486, ene. 2022, doi: 10.1016/B978-0-12-819424-9.00006-9.
- [30] EPR - Empresa Propietaria de la Red, "Interconexión Panamá - Colombia". Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.eprsiepac.com/contenido/interconexion-panama-colombia/>
- [31] OLADE, "Estrategia para una América Latina y el Caribe más renovable", 2023. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.olade.org/publicaciones/estrategia-para-una-america-latina-y-el-caribe-mas-renovable/>

- [32] CEPAL, "VI Reunión Plenaria del Foro Técnico Regional de Planificadores de Energía-FOREPLEN", 2022. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cepal.org/es/eventos/vi-reunion-plenaria-foro-tecnico-regional-planificadores-energia-foreplen-transicion>
- [33] J. R. Paredes, *La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*. Inter-American Development Bank, 2017. doi: 10.18235/0000937.
- [34] B. Blanco y R. Palma-Behnke, "Expansión generación-transmisión a largo plazo en Latinoamérica: horizonte 2040 con escenarios de energía solar en Chile y descarbonización", 2021. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181394>
- [35] A. Galván *et al.*, "Exporting sunshine: Planning South America's electricity transition with green hydrogen", *Appl Energy*, vol. 325, p. 119569, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119569>.
- [36] C. Breyer, G. Lopez, D. Bogdanov, y P. Laaksonen, "The role of electricity-based hydrogen in the emerging power-to-X economy", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 49, n° D, pp. 351–359, ene. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.08.170.
- [37] J. Moreno, J. P. Medina, y R. Palma-Behnke, "Latin America's Renewable Energy Impact: Climate Change and Global Economic Consequences", *Energies (Basel)*, vol. 17, n° 1, ene. 2024, doi: 10.3390/en17010179.
- [38] J. Ramsebner, P. Linares, A. Hiesl, y R. Haas, "Techno-economic evaluation of renewable hydrogen generation strategies for the industrial sector", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 60, pp. 1020–1040, mar. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.02.167.
- [39] Q. Xia, Y. Zou, y Q. Wang, "Optimal Capacity Planning of Green Electricity-Based Industrial Electricity-Hydrogen Multi-Energy System Considering Variable Unit Cost Sequence", *Sustainability*, vol. 16, n° 9, p. 3684, abr. 2024, doi: 10.3390/su16093684.
- [40] S. Zhou, Y. Han, A. S. Zalhaf, M. Lehtonen, M. M. F. Darwish, y K. Mahmoud, "Risk-averse bi-level planning model for maximizing renewable energy hosting capacity via empowering seasonal hydrogen storage", *Appl Energy*, vol. 361, p. 122853, may 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.122853.
- [41] T. Klatzer, U. Bachhiesl, S. Wogrin, y A. Tomasgard, "Ramping up the hydrogen sector: An energy system modeling framework", *Appl Energy*, vol. 355, p. 122264, feb. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122264.
- [42] P. Rentschler, C. Klahn, y R. Dittmeyer, "The Need for Dynamic Process Simulation: A Review of Offshore Power-to-X Systems", *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 96, n° 1–2, pp. 114–125, ene. 2024, doi: 10.1002/cite.202300156.
- [43] A. Risco-Bravo, C. Varela, J. Bartels, y E. Zondervan, "From green hydrogen to electricity: A review on recent advances, challenges, and opportunities on power-to-hydrogen-to-power systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 189, n° A, p. 113930, ene. 2024, doi: 10.1016/j.rser.2023.113930.
- [44] H. Bian, C. Zhou, Z. Guo, Y. Zhou, y Q. Ren, "Coordinated Planning of Electricity-Hydrogen Integrated Energy System Considering Lifecycle Carbon Emissions", *IEEE Access*, vol. 12, pp. 33889–33909, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3373189.
- [45] J. Sillman *et al.*, "Meta-analysis of climate impact reduction potential of hydrogen usage in 9 Power-to-X pathways", *Appl Energy*, vol. 359, p. 122772, abr. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.122772.
- [46] "PyPSA". Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://github.com/PyPSA/PyPSA>
- [47] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, "SCOPE". Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en:

<https://www.iee.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/analyse-und-beratung/zukuenftiges-energiesystem/scope.html>

- [48] Fraunhofer IEE y Maximilian Pfennig, "Global PtX-Atlas". Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://devkopsys.de/ptx-atlas/>
- [49] M. Pfennig *et al.*, "Global GIS-based potential analysis and cost assessment of Power-to-X fuels in 2050", *Appl Energy*, vol. 347, oct. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121289.
- [50] Fraunhofer IEE y Maximilian Pfennig, "EMPRISE". Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://devkopsys.de/emprise-2/#emprise-robuste-investitionsentscheidungen>
- [51] J. Haas, F. Cebulla, W. Nowak, C. Rahmann, y R. Palma-Behnke, "A multi-service approach for planning the optimal mix of energy storage technologies in a fully-renewable power supply", *Energy Convers Manag*, vol. 178, pp. 355–368, dic. 2018, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2018.09.087.
- [52] "REMix – Optimisation framework for energy systems". Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.dlr.de/en/ve/research-and-transfer/research-infrastructure/modelling-tools/remix>
- [53] M. Wetzel, H. C. Gils, y V. Bertsch, "Green energy carriers and energy sovereignty in a climate neutral European energy system", *Renew Energy*, vol. 210, pp. 591–603, jul. 2023, doi: 10.1016/J.RENENE.2023.04.015.
- [54] G. Lopez *et al.*, "Impacts of model structure, framework, and flexibility on perspectives of 100% renewable energy transition decision-making", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 164, p. 112452, ago. 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112452.
- [55] D. Bogdanov, A. Gulagi, M. Fasihi, y C. Breyer, "Full energy sector transition towards 100% renewable energy supply: Integrating power, heat, transport and industry sectors including desalination", *Appl Energy*, vol. 283, p. 116273, feb. 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.116273.
- [56] K. Alhadhrami, A. Albalawi, S. Hasan, y A. M. Elshurafa, "Modeling green hydrogen production using power-to-x: Saudi and German contexts", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 64, pp. 1040–1051, abr. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.03.161.
- [57] C. Halloran, A. Leonard, N. Salmon, L. Müller, y S. Hirmer, "GeoH2 model: Geospatial cost optimization of green hydrogen production including storage and transportation", *MethodsX*, vol. 12, p. 102660, jun. 2024, doi: 10.1016/j.mex.2024.102660.
- [58] M. E. Efthymiadou, V. M. Charitopoulos, y L. G. Papageorgiou, "Optimal hydrogen infrastructure planning for heat decarbonisation", *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 204, pp. 121–136, abr. 2024, doi: 10.1016/j.cherd.2024.02.028.
- [59] X. Sun, X. Cao, M. Li, Q. Zhai, y X. Guan, "Seasonal operation planning of hydrogen-enabled multi-energy microgrids through multistage stochastic programming", *J Energy Storage*, vol. 85, p. 111125, abr. 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.111125.
- [60] Z. Li, Y. Xia, Y. Bo, y W. Wei, "Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering multiple timescale operations and representative time-period selection", *Appl Energy*, vol. 362, p. 122965, may 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.122965.
- [61] Sustainable Energy Planning Research Group y Aalborg University, "EnergyPLAN". Accedido: 21 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.energyplan.eu/>
- [62] V. Battaglia y L. Vanoli, "Power-to-X strategies for Smart Energy Regions: a vision for green hydrogen valleys", *Energy Effic*, vol. 17, nº 3, p. 14, mar. 2024, doi: 10.1007/s12053-024-10194-0.
- [63] IRENA, "Global model ETHER". Accedido: 6 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen/Global-model-ETHER>

- [64] M. Howells *et al.*, "OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development", *Energy Policy*, vol. 39, n° 10, pp. 5850–5870, oct. 2011, doi: 10.1016/J.ENPOL.2011.06.033.
- [65] S. Pfenninger, "Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability", *Appl Energy*, vol. 197, pp. 1–13, jul. 2017, doi: 10.1016/J.APENERGY.2017.03.051.
- [66] E3Modelling, "PRIMES". Accedido: 7 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://e3modelling.com/modelling-tools/primes/>
- [67] R. Loulou, E. Wright, G. Giannakidis, y K. Noble, "Documentation for the TIMES Model - Part I", 2016. Accedido: 8 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://iea-etsap.org/docs/Documentation\\_for\\_the\\_TIMES\\_Model-Part-I\\_July-2016.pdf](https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf)
- [68] "urbs". Accedido: 6 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://github.com/tum-ens/urbs/tree/v0.6>
- [69] A. Greenhall, R. Christie, y J.-P. Watson, "Minpower: A Power Systems Optimization Toolkit", IEEE, 2012.
- [70] H. G. Svendsen y O. C. Spro, "PowerGAMA: A new simplified modelling approach for analyses of large interconnected power systems, applied to a 2030 Western Mediterranean case study", *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 8, n° 5, sep. 2016, doi: 10.1063/1.4962415.
- [71] "Searoute", *Eurostat*. Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://github.com/eurostat/searoute>
- [72] The World Bank y International Finance Corporation, "Latin America and Caribbean Global Solar Atlas". Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/download/latin-america-and-caribbean>
- [73] The World Bank y International Finance Corporation, "Global Wind Atlas". Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/es/>
- [74] U.S. Energy Information Administration, "International - Electricity". Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.eia.gov/international/data/world/electricity/electricity-consumption>
- [75] International Renewable Energy Agency, *Geopolitics of the energy transformation: the hydrogen factor*. 2022. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA\\_Geopolitics\\_Hydrogen\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf)
- [76] International Renewable Energy Agency., *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal - Part I: Trade Outlook for 2050 and Way Forward*. 2022. Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Outlook>
- [77] Z. Cesaro, M. Ives, R. Nayak-Luke, M. Mason, y R. Bañares-Alcántara, "Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants", *Appl Energy*, vol. 282, p. 116009, ene. 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.116009.
- [78] J. Collis y R. Schomäcker, "Determining the Production and Transport Cost for H2 on a Global Scale", *Front Energy Res*, vol. 10, may 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.909298.
- [79] IRENA, "Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal. Part II: technology review of hydrogen carriers", 2022. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/%20%20%20Publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>
- [80] J. Cui y M. Aziz, "Techno-economic analysis of hydrogen transportation infrastructure using ammonia and methanol", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, n° 42, pp. 15737–15747, may 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.01.096.

- [81] Electrominería, "Proyecto línea de transmisión HVDC Kimal - Lo Aguirre ingresó al SEIA". Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://electromineria.cl/proyecto-linea-de-transmision-hvdc-kimal-lo-aguirre-ingreso-al-seia/>
- [82] International Energy Agency, "The Future of Hydrogen. IEA G20 Hydrogen Report: Assumptions". Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen/data-and-assumptions>
- [83] C. Johnston, M. H. Ali Khan, R. Amal, R. Daiyan, y I. MacGill, "Shipping the sunshine: An open-source model for costing renewable hydrogen transport from Australia", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, n° 47, pp. 20362–20377, jun. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.04.156.
- [84] Mapbox, "geojson.io". Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: [geojson.io](https://geojson.io)
- [85] IRENA, *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential*. 2022. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>
- [86] M. Pfennig *et al.*, "Global GIS-based potential analysis and cost assessment of Power-to-X fuels in 2050", *Appl Energy*, vol. 347, oct. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121289.
- [87] M. Fasihi, R. Weiss, J. Savolainen, y C. Breyer, "Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants", *Appl Energy*, vol. 294, jul. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116170.
- [88] F. E. Ahmed, R. Hashaikh, y N. Hilal, "Solar powered desalination – Technology, energy and future outlook", 1 de marzo de 2019, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.desal.2018.12.002.
- [89] Comité Asesor Ministerial Científico sobre Cambio Climático y T. C. e Innovación. Ministerio de Ciencia, "Desalinización: Oportunidades y desafíos para abordar la inseguridad hídrica en Chile", 2022. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://minciencia.gob.cl/noticias/minciencia-y-comite-de-cambio-climatico-presentan-recomendaciones-para-abordar-la-desalinizacion-en-chile/>
- [90] Z. M. Ghazi, S. W. F. Rizvi, W. M. Shahid, A. M. Abdulhameed, H. Saleem, y S. J. Zaidi, "An overview of water desalination systems integrated with renewable energy sources", 15 de noviembre de 2022, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.desal.2022.116063.
- [91] IRENA, *Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs*. 2021. Accedido: 2 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA\\_Green\\_Hydrogen\\_breakthrough\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf)

# Anexos

## Anexo A. Resumen extendido

Los países de América Latina y el Caribe (ALC) han presentado propuestas para la transición energética y el desarrollo del hidrógeno verde, que les permita dejar de utilizar y depender de los combustibles fósiles, haciendo uso de su potencial de energías renovables. De esta forma se busca cumplir con sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Con diferentes grados de avance, han desarrollado hojas de ruta, estrategias, programas o planes nacionales, acuerdos bilaterales con otros continentes y/o proyectos piloto. Sin embargo, se identifican los siguientes ámbitos y desafíos a abordar de manera integrada: una planificación energética que tenga en cuenta el proceso de conversión de energía eléctrica renovable a hidrógeno y productos derivados (Power-to-X), la localización de los recursos, la colaboración entre los países de la región y las opciones de exportación de productos Power-to-X.

El objetivo principal de esta tesis consiste en identificar oportunidades y desafíos para el desarrollo de Power-to-X en ALC, considerando la disponibilidad de recursos hídricos y energéticos, el transporte entre regiones y la posibilidad de exportación, para finalmente proponer una hoja de ruta o estrategia de Power-to-X. Se desarrolla un modelo centralizado de planificación energética que busca minimizar el costo total (inversión, operación y falla) para abastecer una creciente demanda por hidrógeno y electricidad con fuentes renovables, considerando los procesos Power-to-X, almacenamiento, transporte, interconexiones y exportación, sujeto a los recursos hídricos y renovables disponibles. El modelo de planificación cuasi-estático resultante corresponde a un problema de optimización multiproducto de estructura lineal, enteromixto, susceptible de ser resuelto a través de la herramienta GAMS utilizando las librerías de optimización CPLEX.

Se modela una red eléctrica simplificada y sobrepuesta a la red existente en ALC, que permita evaluar las necesidades de ampliación y dirección de los flujos para abastecer la demanda de electricidad asociada a la transición energética de cada país: reemplazo de combustibles fósiles en generación eléctrica, electrificación de procesos y productos Power-to-X. Para el caso de estudio se incorpora un nivel de detalle georreferenciado representando 121 zonas en 27 países de ALC. Se estudian distintos escenarios de interconexiones y sensibilidades asociadas, para un horizonte de planificación al año 2050.

Como principales resultados, se cuantifica la reducción de costos totales por el uso de interconexiones nuevas y existentes, en comparación con el escenario base donde todos los países privilegian una operación aislada. Se identifica un ahorro anual de hasta un 9% en el costo total de ALC (6% en Zona Andina, 25% en Cono Sur, 6% en Centroamérica y 23% en El Caribe), lo cual se traduce en un ahorro anual de hasta 874 MUSD. Asimismo, se identifica el comportamiento de importación/exportación entre países de ALC, según estacionalidad y bloques horarios para la electricidad y hacia zonas de menor recurso energético e hídrico en el caso de Power-to-X. En cuanto a las exportaciones, se identifican los principales puertos, destinos y energéticos utilizados. Se observan costos nivelados decrecientes de productos Power-to-X para los escenarios con exportación e intercambios de energía. Asimismo, el almacenamiento de hidrógeno requerido para la exportación a través del modo marítimo habilita la generación de electricidad para demanda local, haciendo uso de celdas de combustible en horas de la noche.

Por último, se propone una hoja de ruta para ALC considerando las oportunidades y desafíos para Power-to-X de cada país, resultante de los análisis realizados. Se identifican roles, metas parciales e impactos económicos para los distintos actores de manera de poder entregar evidencia útil para los tomadores de decisión en el marco de transiciones energéticas sostenibles.

Como trabajo futuro se enfatiza profundizar en el detalle de los sistemas energéticos de cada país y de distintos escenarios de incertidumbre de costos de tecnologías y metas comprometidas por cada país.

## Anexo B. Líneas de transmisión internacionales.



Figura B-1: Líneas de transmisión internacionales del SIEPAC. Fuente: extraído de [16].

Tabla B-1: Líneas de transmisión internacionales del SIEPAC. Fuente: adaptado de [16].

Ref.	Región/Países	Ubicación	Tensión	Potencia	Observaciones
1	SIEPAC	Sistema de Transmisión Regional (1.800 kms): - 283km en Guatemala; - 286 km en El Salvador; - 275 km en Honduras; - 307 km en Nicaragua; - 499 km en Costa Rica; - 150 km en Panamá	230 kV	300 MW	Operativa
2	Guatemala - México	S.E. Brillantes (Gt) – S.E. Tapachula (Mx) (101 kms): - 71 km en Guatemala - 30 km en México	400 kV / 230 kV	200 MW	Operativa
3	Colombia - Panamá	Cerromatoso (Co) – Panamá (Pa) (500 km): - 220 km en Panamá - 130 km submarino - 150 km en Colombia	-	400 MW	En estudio HVDC

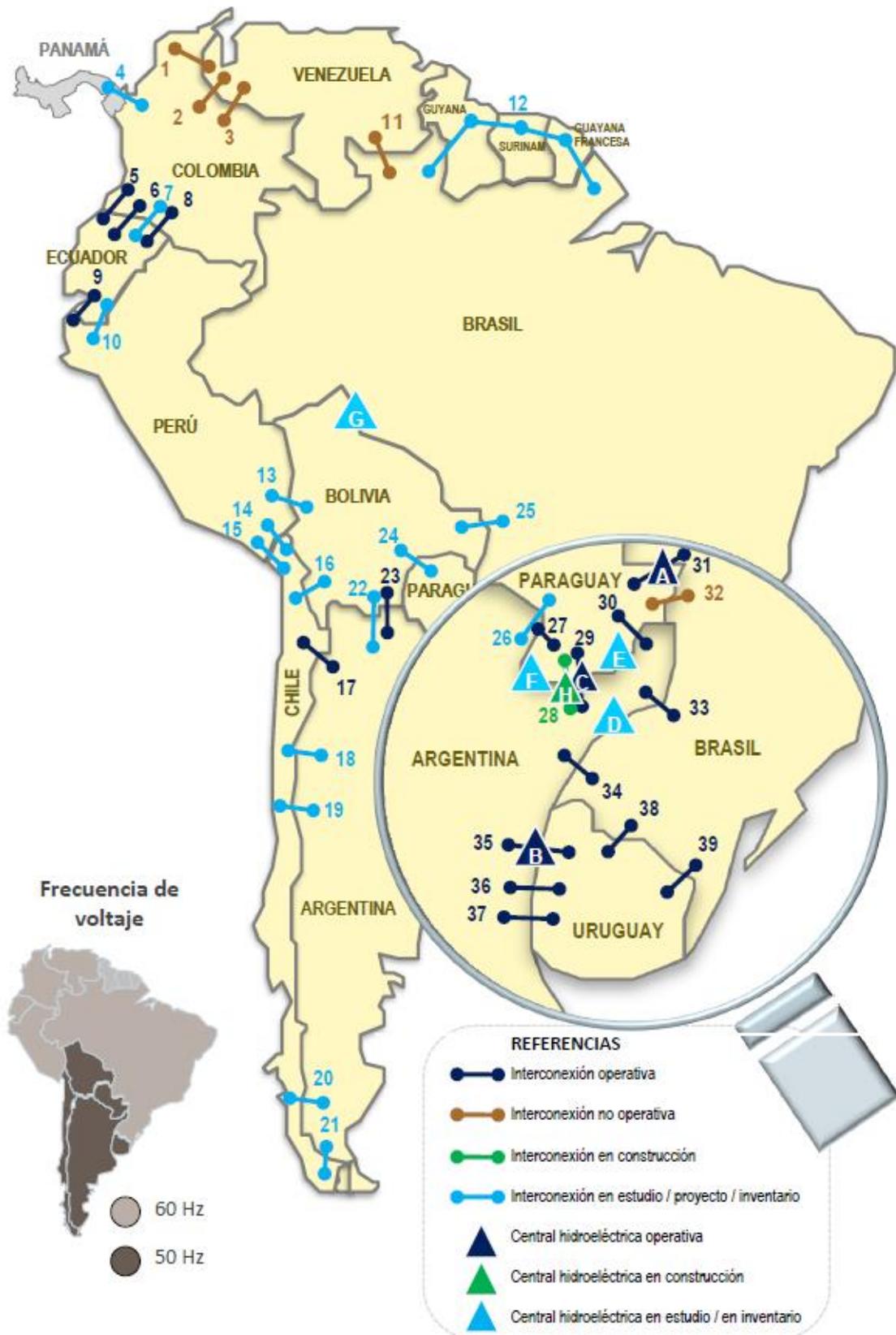


Figura B-2: Líneas de transmisión internacionales en Sudamérica. Fuente: extraída de [16].

Tabla B-2: Líneas de transmisión internacionales en Sudamérica. Fuente: adaptado de [16].

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
1	Colombia	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	230 kV	150 MW	No operativa (60 Hz). 45 km (Colombia) / 85 km (Venezuela).
2	- Venezuela	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	115 kV	36 / 80 MW	No operativa (60 Hz).
3		San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 kV	150 MW	No operativa (60 Hz) / 49 km total.
4	Colombia - Panamá	Cerromatoso (Co) – S.E. Panamá II (Pa)	300 kV	400 MW	En estudio. HDVC. Tramo 1 (Panamá): 220 km. Submarino: 130 km. Tramo 2 (Colombia): 150 km.
5		Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)	230 kV	250 MW (doble circuito)	Operativa (60 Hz). 135 km (Ecuador) / 78 km (Colombia).
6	Colombia - Ecuador	Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)	230 kV	250 MW (doble circuito)	Operativa (60 Hz). 135 km (Ecuador) / 78 km (Colombia).
7		Jamondino (Co) – El Inga (Ec)	500 kV	1.500 MW	En estudio. 515 km total.
8		Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)	138 kV	35 / 113 MW	Operativa (60 Hz). 10 km (Colombia) / 7km (Ecuador).
9	Ecuador - Perú	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	230 kV	100 MW	Operativa (60 Hz). 49 km (Ecuador)/ 55 km (Perú).
10		S.E. Chorrillos (Ec) – Frontera/Piura Nueva/- S.E. La Niña (Pe)	500 kV	-	En proyecto. 255 km (Ecuador) / 319km (Perú).
11	Brasil - Venezuela	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	230/400 kV	200 MW	No operativa (60 Hz). Fuera de operación desde 2019.
12	Arco Norte Brasil - Brasil	Boa Vista/Roraima(Br) - Secc1 ( Gy) 400 km	500 kV	Doble circuito	En estudio (1.920 km).
		Secc1(Gy) - Garden of Eden (Gy) 185 km	230 kV	Doble circuito	

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
	Guayana - Guayana Francesa - Suriname	Garden of Eden(Gy) - Menkendam (Sr) 400 km	230 kV	Doble circuito	
		Menkendam (Sr) - Balata (Gf) 370 km	230 kV	Circuito simple	
		Balata (Gf) - Ferreira Gomes/Amapá (Br) 565 km	230 kV	Circuito simple	
13	Bolivia - Perú	La Paz (Bo) - Puno (Pe)	230/220 kV	150 MW	En inventario (50/60 Hz) 278 km total (1)
14	Perú - Chile	Tacna/Los Héroes (Pe) - Arica/Parinacota (CI)	220 kV	200 MW	En estudio, con prefactibilidad positiva (60/50 Hz) 55 km total
15		Tacna/Montalvo (Pe)- Arica/Crucero(CI)	500 kV	1.000 MW	En estudio (60/50 Hz) HVDC 600 km total
16	Bolivia - Chile	Laguna Colorada (Bo) - Chuquicamata (CI)	220 kV	150 MW	En estudio 194 km total
17		Cobos (Ar) - Andes (CI)	345 kV	200 MW	Operativa (50 Hz). Capacidad limitada (flujo máximo de la línea: 200 MW). 408 km total
18		Rodeo (Ar) - S.E. Nueva Pan de Azúcar (CI)	400 kV	1.000 MW	En inventario 250 km.
19	Argentina - Chile	Río Diamante (Ar) - Los Cóndores (CI) Los Cóndores (CI) - Ancoa (CI)	500/220 kV	435/735 MW	En estudio, con prefactibilidad positiva 350 km
20		Santa Cruz (Ar) - Aysén (CI)	220 kV	200 MW	En inventario. 175 km
21		Santa Cruz (Ar) - Punta Arenas (CI)	220 kV	200 MW	En inventario. 200 km.
22	Argentina -	San Juancito (Ar) - Salvador Mazza (Ar) - Yaguacua (Bo)	500 kV	-	En proyecto

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
23	Bolivia	Yaguacua (Bo) - Tartagal (Ar) (Juana Azurduy)	132 kV	120 MW	Operativa (50 Hz) 46 km (Bolivia) / 64 km (Argentina)
24	Bolivia - Paraguay	Interconexión Bolivia - Paraguay	220 kV	-	En estudio. Alternativas: - Yaguacua (Bo) - LomaPlata (PY) (400 km total) - Villamontes (Bo) -Loma Plata(PY) (400 km total)
25	Bolivia - Brasil	Interconexión Bolivia - Brasil	500 kV	-	En estudio (284 kms) Alternativa: Cachuela Esperanza - Porto Belo
26	Argentina - Paraguay	Formosa (Ar) - Villa Hayes (Py)	500 kV	-	En estudio
27		Clorinda (Ar) - Guarambaré (Py)	220 kV	80/90 MW	Operativa de oportunidad (50 Hz)
28		Aña Cuá	500 kV	270 MW	En construcción
29		Salidas de Central Yacretá	500 kV	3.200 MW	Operativa (50 Hz)
30		El Dorado (Ar) - Mcal. A. López (Py)	220/132 kV	30 MW	Operativa de oportunidad (50 Hz) 35 km total
31	Brasil - Paraguay	Salidas de Central Itaipú	750/220 kV	14.000 MW	Operativa (60/50 Hz) Foz de Iguazú - Margen derecha
32	Paraguay	Foz de Iguazú (Br) - Acaray (Py)	220/138 kV	50 MW	No operativa (60/50 Hz)
33	Argentina - Brasil	Rincón Santa María. (Ar) -Garabí (Br)	500 kV	2.200 MW	Operativa (50/60 Hz) 135 km total
34	Brasil	Paso de los Libres (Ar) - Uruguaiana (Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz) 40 km total
35	Argentina - Uruguay	Salto Grande (Ar) -Salto Grande (Uy)	500 kV	1.890 MW	Operativa (50 Hz)
36	Uruguay	Concep. del Uruguay (Ar) - Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Operativa en emergencia (50 Hz)

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
					70 km total
37		Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	2.000 MW	Operativa (50 Hz) 24 km total
38	Brasil	Livramento (Br) – Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	Operativa (60/50 Hz) 11 km total
39	Uruguay	Pte. Médici (Br) – San Carlos (Uy)	500 kV	500 MW	Operativa (60/50 Hz) 400 km total

Tabla B-3: Líneas de transmisión internacionales de menor capacidad en Sudamérica. Fuente: adaptado de [16].

Países	Ubicación	Tensión	Observaciones
Argentina - Bolivia	La Quiaca (Ar) – Villazón (Bo)	13,2 kV	Existente
	Pocitos (Ar) – Yacuiba (Bo)	33 kV	Existente
Argentina - Chile	Río Turbio (Ar) – Puerto Natales (Cl)	33 kV	Existente
Argentina - Paraguay	Posadas (Ar) – Encarnación (Py)	33 kV	No operativa
Argentina - Uruguay	Concordia (Ar) – Salto (Uy)	30 kV	No operativa
Bolivia - Brasil	Puerto Suárez (Bo) – Corumbá (Br)	13,8 kV	Existente
	San Matías (Bo) – Corixa (Br)	35 kV	Operativa
Bolivia - Perú	Desaguadero (Bo) – Zepita (Pe)	24,9 kV	Operativa
	Casani (Bo) – Yunguyo (Pe)	24,9 kV	Operativa
Brasil - Colombia	Tabatinga (Br) – Leticia (Co)	13,8 kV	Existente
Brasil - Paraguay	Ponta Pora (Br) – Pedro Caballero (Py)	22 kV	No operativa, 6 MW
Colombia - Venezuela	Arauca (Co) – Guasdualito (Ve)	34,5 kV	Operativa, 6 MW
	Pto. Carreño (Co) – Pto. Páez (Ve)	34,5 kV	Operativa, 7,5 MW, ZNI*

# Anexo C. Gasoductos en Sudamérica.

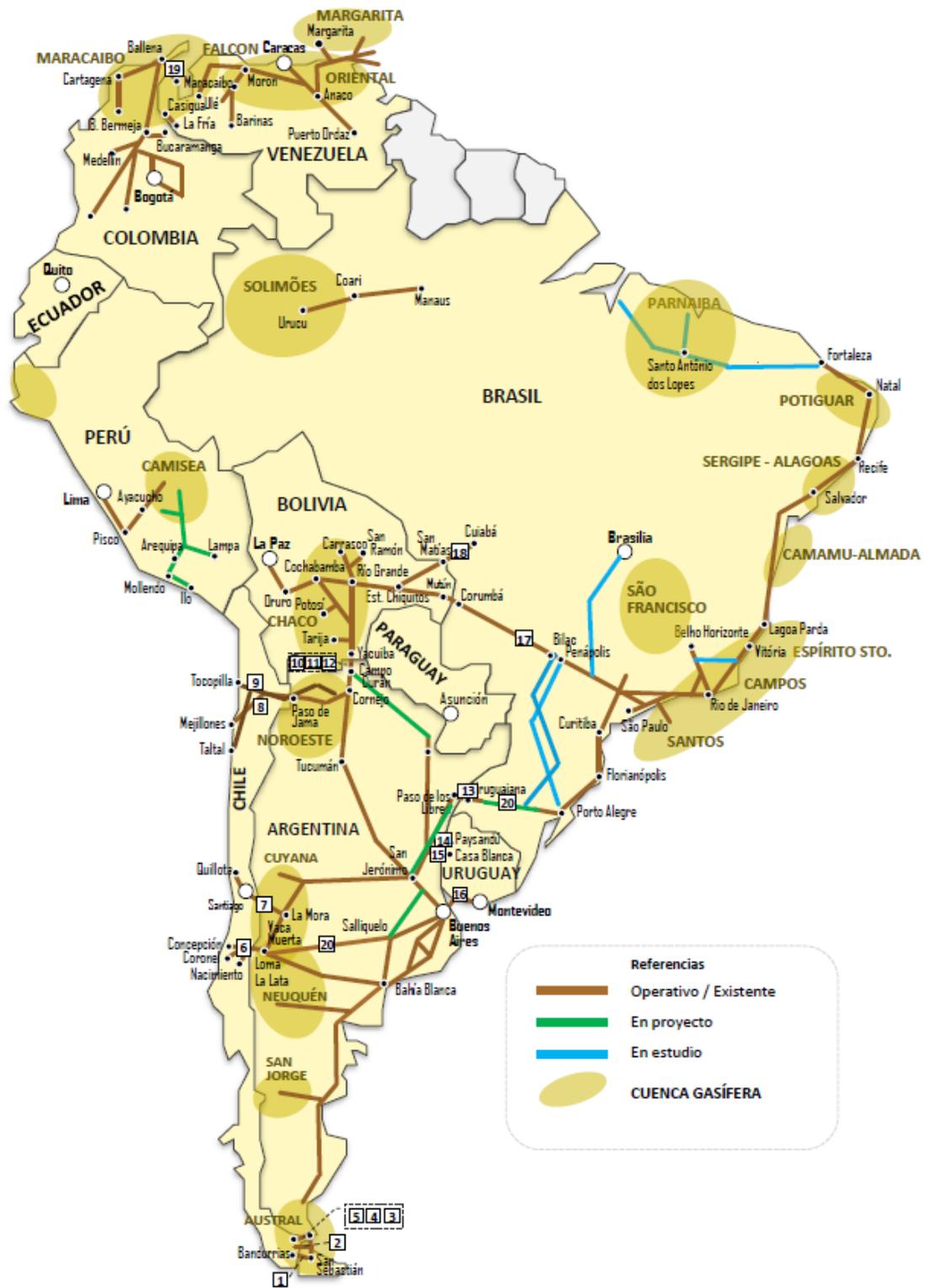


Figura C-1: Principales gasoductos y cuencas gasíferas en Sudamérica. Fuente: extraída de [16].

Tabla C-1: Principales gasoductos y cuencas gasíferas en Sudamérica. Fuente: adaptado de [16].

Ref.	Países	Gasoducto	Diámetro	Capacidad (millones m <sup>3</sup> /día)	Observaciones
1	Argentina - Chile	San Sebastián (Ar) - Pta. Arenas (Cl) (Bandurrias)	10"	4	Sin operación
2		Gasoducto Methanex CAM 2A - Sur	12"	0,3	Gasoducto de muy escasa presión
3		Pta. Dungeness (Ar) -C. Negro (Cl) (Dungeness)	8"	2	Sin operación
4		Pta. Magallanes (Ar) - Posesión (Cl)	18"	1	Sin operación
5		El Cóndor (Ar) - Posesión (Cl)	12#	2	Sin operación
6		Loma La Lata (Ar) - Concepción (Cl) (Gas Pacífico)	24"-20"	3,5	En operación lado argentino
7		La Mora (Ar) - Santiago (Cl) (Gasandes)	24"	10	En operación interrumpible
8		Cnel. Cornejo (Ar) - Mejillones (Cl) (Gasatacama)	20"	9	Sin operación
9		Gasoducto Norte (Ar) - Tocopilla (Cl) (Norandino)	20"	8,5	En operación interrumpible
10	Argentina	Campo Durán (Ar) - Pocitos (Bo) (Gasoducto Pocitos)	24"	10	Operativo
11	-	Campo Durán (Ar) - Yacuiba (Bo)	24"	7	
12	Bolivia	Campo Durán (Ar) - Campo Grande (Bo) (Juana Azurduy)	24"-32"	28	Operativo
13	Argentina - Brasil	Alde Brasileira (Ar) -Uruguiana (Br)	24"	2,8	Operativo
14	Argentina - Uruguay	Gto. Entrerriano (Ar) - Paysandú (Uy) (Del Litoral)	10"	1	Operativo. En servicio limitado
15		Gto. Entrerriano (Ar) - Casa Blanca (Uy)	16"	2	Sin operación
16		Bs. Aires (Ar) - Montevideo (Uy) (Cruz del Sur)	24" subacuático 18" terrestre	5	Operativo. En servicio limitado
17	Bolivia	Río Grande (Bo) -S. Paulo (Br) (Transboliviano)	32"	30	Operativo
18	- Brasil	Río Grande (Bo) - Cuiabá (Br) (Gas Oriente Boliviano)	18"	2,8	Operativo

19	Colombia - Venezuela	Est. Ballena (Co) - Maracaibo (Ve) (Transcaribe)	18"	4,2	Operativo
20	Argentina - Brasil	Gasoducto Vaca Muerta (Ar) -Porto Alegre (Br) (Gasoducto Néstor Kirchner): Tramo 1: Tratayen (Ar) -San Jerónimo (Ar) Tramo 2: San Jerónimo (Ar) -Uruguaiiana (Br) Tramo 3: Uruguaiiana (Br) -Porto Alegre (Br)	-	Tramo 1: 40 Tramo 2: 30 Tramo 3: 30	Tramo 1 construido. Tramos 2 y 3 en proyecto.

## Anexo D. Zonas y conexiones

La estructura presente a continuación, corresponde a la presentación geográfica del país en cuanto a las zonas y conexiones modeladas. También se presenta la demanda de hidrógeno y electricidad modelada.

La definición de las zonas y conexiones responde a la presencia de rutas y puertos, asociadas a la actividad económica y urbanización, lo cual es fundamental para la demanda de Power-to-X. Además, las rutas representan el potencial de transporte en camiones y líneas de transmisión. Paralelamente, se busca cubrir toda la zona geográfica de cada país, ya que es posible que el mayor potencial de generación eléctrica solar fotovoltaica o eólica se encuentre en una zona poco habitada.

Para la definición de nuevas zonas, basta con la identificación georreferenciada según latitud y longitud, las definiciones de nuevas conexiones, y los parámetros asociados a recursos y capacidades máximas (por ejemplo, factor de planta de generación y capacidad de agua continental y/u oceánica).

### México

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones modeladas en México.

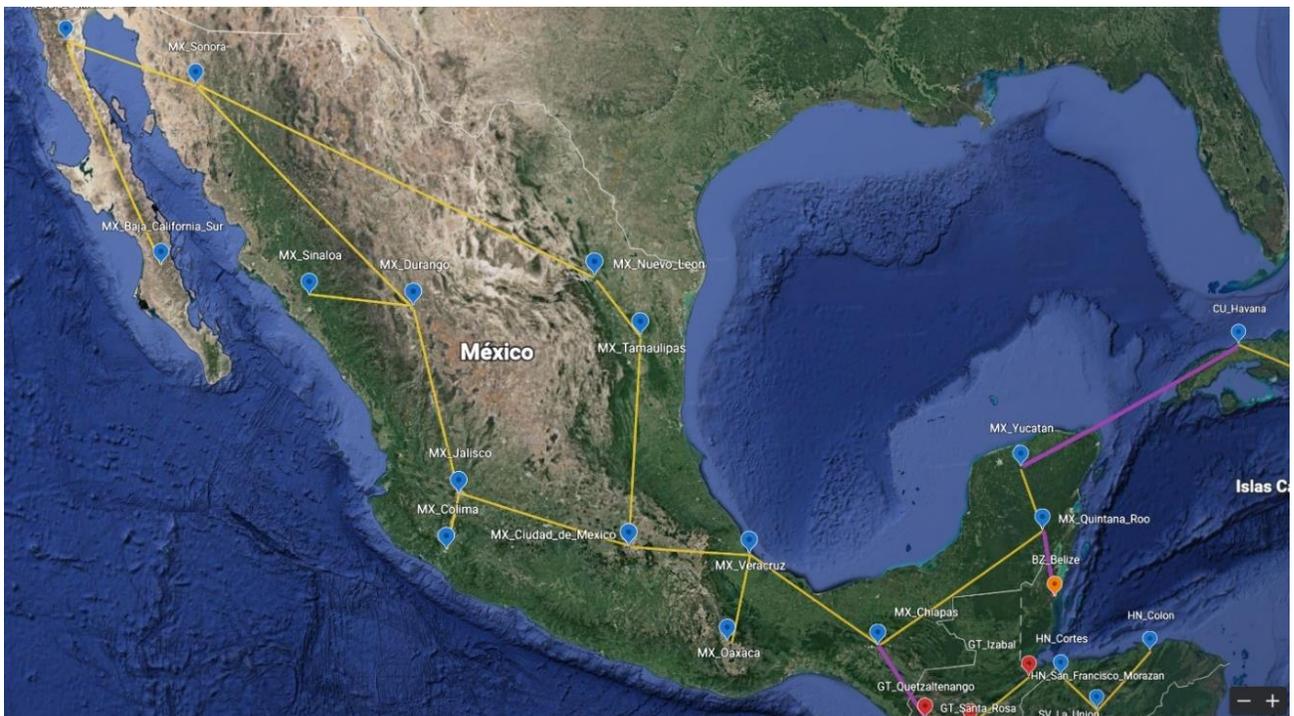


Figura D-1 México: zonas y conexiones modeladas.

Las zonas, conexiones y demanda de México se presentan en la siguiente tabla.

Tabla D-1: Implementación de zonas, conexiones y demanda de México.

Parámetro	Descripción	
Zonas y conexiones	Baja California – Baja California Sur. Baja California – Sonora – Durango – Sinaloa. Sonora – Nueva León – Tamaulipas – Ciudad de México. Durango – Jalisco – Colima. Jalisco – Ciudad de México – Veracruz – Oaxaca. Veracruz – Chiapas - Quintana Roo – Yucatán.	
Conexiones entre países	Chiapas (México) – Quetzaltenango (Guatemala). Quintana Roo (México) – Belice (Belice).	
Zonas de exportación	Yucatán, Colima y Veracruz para exportación a Europa y Asia. Baja California y Nueva León para exportación a Estados Unidos (Los Ángeles y Houston, respectivamente).	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año] 2025: 0,8 2030: 100 2040: 200 2050: 393	Electricidad [TWh/año] 2025: 32 2030: 87 2040: 289 2050: 314

### El Caribe insular: Cuba, Jamaica, Haití, Puerto Rico y Rep. Dominicana

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en El Caribe insular.



Figura D-2: El Caribe insular: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de El Caribe insular.

Tabla D-2: Implementación de zonas, conexiones y demanda de El Caribe insular.

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>			
Zonas y conexiones	Cuba: La Habana - Santiago de Cuba. Jamaica: Kingston. Haití: Ouest. República Dominicana: Puerto Plata - Distrito Nacional. Puerto Rico: San Juan.			
Conexiones entre países	Yucatán (México) – Habana (Cuba). Santiago de Cuba (Cuba) – Kingston (Jamaica). Santiago de Cuba (Cuba) – Ouest (Haití). Ouest (Haití) – Distrito Nacional (República Dominicana). Distrito Nacional (República Dominicana) – San Juan (Puerto Rico).			
Zonas de exportación	No se modela exportación en estos países.			
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]	Hidrógeno [kton/año]	Electricidad [TWh/año]	Electricidad [TWh/año]
	Cuba: 2025: 0,2 2030: 22 2040: 44 2050: 87 Jamaica: 2025: 0,06 2030: 7 2040: 15 2050: 29 Haití: 2025: 0,02 2030: 3 2040: 5 2050: 10	República Dominicana: 2025: 0,2 2030: 24 2040: 47 2050: 93 Puerto Rico: 2025: 0,1 2030: 17 2040: 33 2050: 66	Cuba: 2025: 2,1 2030: 6,1 2040: 21,2 2050: 22,7 Jamaica: 2025: 0,4 2030: 1,2 2040: 4,3 2050: 4,6 Haití: 2025: 0,1 2030: 0,3 2040: 1 2050: 1,1	República Dominicana: 2025: 1,7 2030: 4,9 2040: 16,7 2050: 18 Puerto Rico: 2025: 1,9 2030: 5,8 2040: 20 2050: 21,3

## América Central: Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Centroamérica.



Figura D-3: América Central: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Centroamérica.

Tabla D-3: Implementación de zonas, conexiones y demanda de países de América Central.

Parámetro	Descripción
Zonas y conexiones	<p>Guatemala: Quetzaltenango – Guatemala – Santa Rosa, Guatemala – Izabal.</p> <p>Belice: Belice.</p> <p>El Salvador: Ahuachapán - San Salvador – La Unión.</p> <p>Honduras: Cortés – San Fco. Morazán – Choluteca. San Fco. Morazán – Colón.</p> <p>Nicaragua: Chinandega - Managua – South Caribbean Coast.</p> <p>Costa Rica: San Jose – Limón.</p> <p>Panamá: Bocas del Toro – Chiriqui – Colón – Panamá.</p>

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>			
Conexiones entre países	Chiapas (México) – Quetzaltenango (Guatemala). Quintana Roo (México) – Belice (Belice). Izabal (Guatemala) – Cortés (Honduras). Santa Rosa (Guatemala) – Ahuachapán (El Salvador). La Unión (El Salvador) – Choluteca (Honduras) – Chinandega (Nicaragua). Managua (Nicaragua) – San José (Costa Rica) – Chiriqui (Panamá).			
Zonas de exportación	Colón (Paraguay).			
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]  Guatemala: 2025: 0,2 2030: 21 2040: 43 2050: 84  Belice: 2025: 0 2030: 0 2040: 1 2050: 3  El Salvador: 2025: 0,07 2030: 9 2040: 19 2050: 37  Honduras: 2025: 0,08 2030: 11 2040: 22 2050: 44	Hidrógeno [kton/año]  Nicaragua: 2025: 0,05 2030: 6 2040: 12 2050: 24  Costa Rica: 2025: 0,1 2030: 13 2040: 26 2050: 51  Panamá: 2025: 0,2 2030: 22 2040: 45 2050: 88	Electricidad [TWh/año]  Guatemala: 2025: 1,1 2030: 2,3 2040: 6,6 2050: 7,7  Belice: 2025: 0,06 2030: 0,2 2040: 0,5 2050: 0,5  El Salvador: 2025: 0,4 2030: 0,7 2040: 1,8 2050: 2,3  Honduras: 2025: 0,9 2030: 2,2 2040: 6,9 2050: 7,8	Electricidad [TWh/año]  Nicaragua: 2025: 0,3 2030: 0,8 2040: 2,4 2050: 2,8  Costa Rica: 2025: 0,7 2030: 0,9 2040: 1,5 2050: 2,5  Panamá: 2025: 0,7 2030: 1,4 2040: 3,8 2050: 4,5

## Venezuela y Trinidad y Tobago

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Venezuela y Trinidad y Tobago.

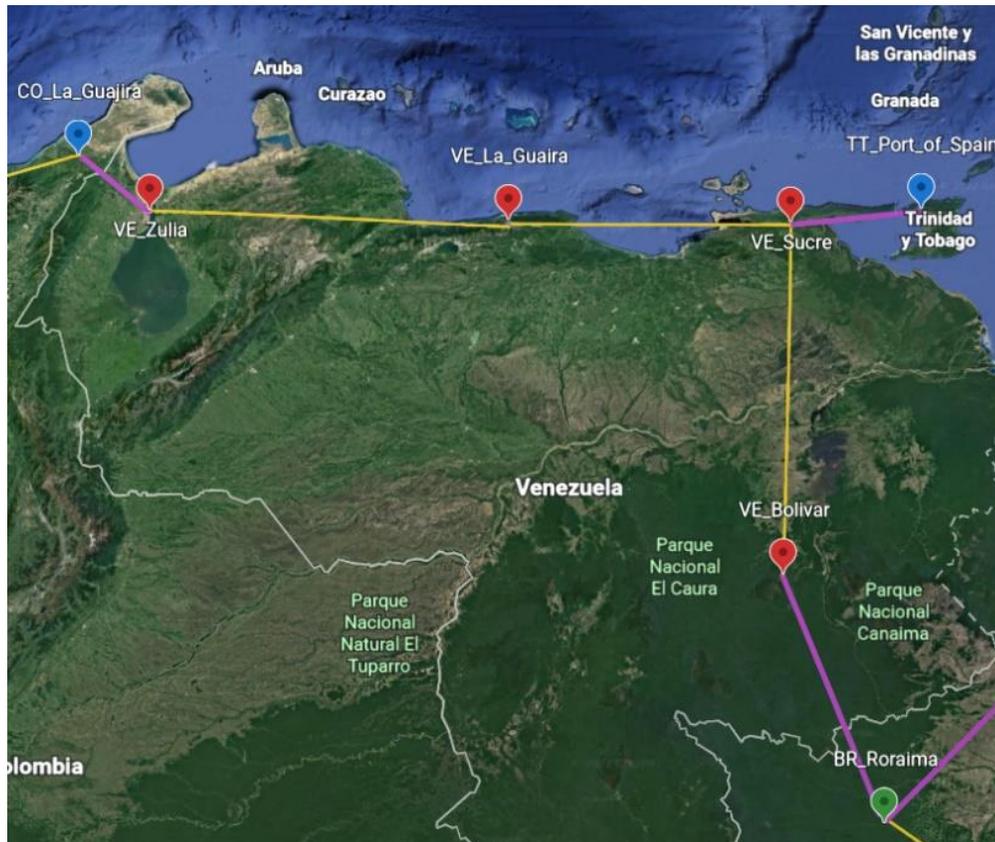


Figura D-4: Venezuela: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Venezuela y Trinidad y Tobago.

Tabla D-4: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Venezuela y Trinidad y Tobago.

Parámetro	Descripción
Zonas y conexiones	Colombia: Zulia – La Guaira – Sucre – Bolívar. Trinidad y Tobago: Port of Spain.
Conexiones entre países	Sucre (Venezuela) – Port of Spain (Trinidad y Tobago). La Guajira (Colombia) – Zulia (Venezuela). Bolivar (Venezuela) – Roraima (Brasil).
Zonas de exportación	La Guaira (Venezuela).

Parámetro	Descripción	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]	Electricidad [TWh/año]
	Venezuela:	Venezuela:
	2025: 0,8	2025: 7,2
	2030: 100	2030: 15
	2040: 200	2040: 45
	2050: 393	2050: 52
	Trinidad y Tobago:	Trinidad y Tobago:
	2025: 0,3	2025: 0,9
	2030: 42	2030: 2,8
	2040: 83	2040: 9,8
2050: 163	2050: 10,4	

### Las Guayanas: Guyana, Surinam, Guayana Francesa

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Las Guayanas.



Figura D-5: Las Guayanas: zonas y conexiones modeladas

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Las Guayanas.

Tabla D-5: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Las Guayanas: Guyana, Surinam y Guayana Francesa.

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>	
Zonas y conexiones	Guyana: Demerara-Mahaica. Surinam: Paramaribo. Guayana Francesa: Guayana Francesa.	
Conexiones entre países	Roraima (Brasil) – Demerara-Mahaica (Guyana) – Paramaribo (Surinam) – Guayana Francesa (Guayana Francesa) – Amapá (Brasil).	
Zonas de exportación	No se modela exportación en estos países.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]	Electricidad [TWh/año]
	Guyana:	Guyana:
	2025: 0,02	2025: 0,13
	2030: 2,3	2030: 0,37
	2040: 4,7	2040: 1,28
	2050: 9,2	2050: 1,38
	Surinam:	Surinam:
	2025: 0,02	2025: 0,17
	2030: 2,6	2030: 0,4
	2040: 5,3	2040: 1,24
	2050: 10,4	2050: 1,39
	Guayana Francesa:	Guayana Francesa:
	2025: 0	2025: 0,06
	2030: 0	2030: 0,15
	2040: 1,2	2040: 0,48
	2050: 2,5	2050: 0,53

## Colombia

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Colombia.



Figura D-6: Colombia: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Colombia.

Tabla D-6: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Colombia.

Parámetro	Descripción	
Zonas y conexiones	La Guajira – Atlántico – Sucre – Antioquía – Bogotá – Valle del Cauca.	
Conexiones entre países	Panamá (Panamá) – Sucre (Colombia). La Guajira (Colombia) – Zulia (Venezuela) Valle del Cauca (Colombia) – Pichincha (Ecuador).	
Zonas de exportación	Valle del Cauca y Atlántico.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]	Electricidad [TWh/año]
	2025: 0,8	2025: 5,7
	2030: 100	2030: 11
	2040: 200	2040: 30
	2050: 393	2050: 36

# Brasil

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Brasil.

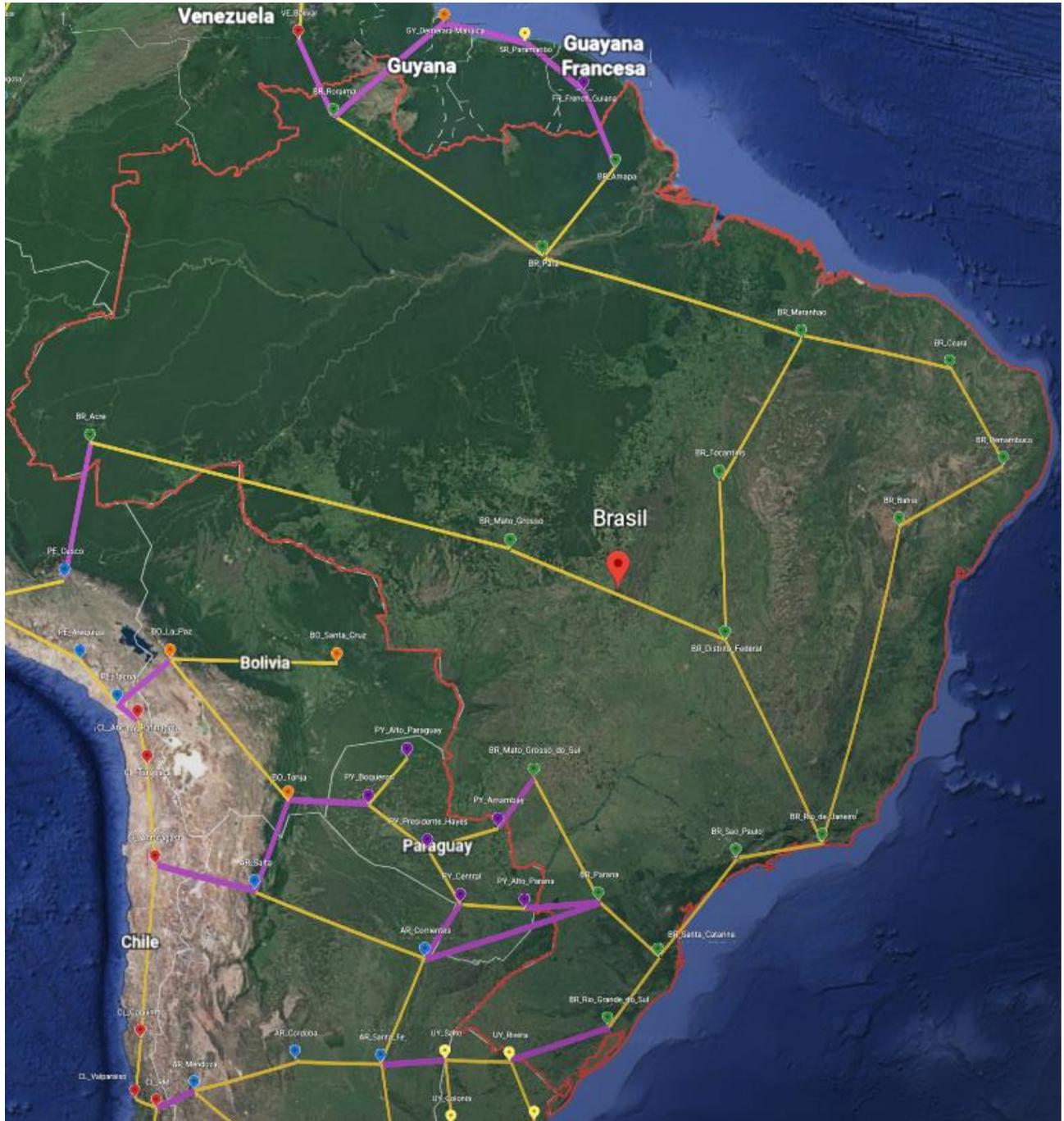


Figura D-7: Brasil: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Brasil.

Tabla D-7: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Brasil.

Parámetro	Descripción	
Zonas y conexiones	Roraima – Para – Maranhão – Tocantins – Distrito Federal – Rio de Janeiro – Sao Paulo – Santa Catarina – Rio Grande do Sul. Pará – Amapá. Maranhão – Ceará – Pernambuco – Bahía – Rio de Janeiro. Acre – Mato Grosso – Distrito Federal. Mato Grosso do Sul – Paraná – Santa Catarina.	
Conexiones entre países	Bolívar (Venezuela) – Roraima (Brasil) – Demerara-Mahaica (Guyana). Guayana Francesa (Guayana Francesa) – Amapá (Brasil). Cusco (Perú) – Acre (Brasil). Rivera (Uruguay) – Rio Grande do Sul (Brasil). Corrientes (Argentina) – Paraná (Brasil) – Alto Paraná (Paraguay). Amambay (Paraguay) – Mato Grosso do Sul (Brasil).	
Zonas de exportación	Ceará y Rio de Janeiro.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año] 2025: 0,8 2030: 100 2040: 200 2050: 393	Electricidad [TWh/año] 2025: 45,6 2030: 85 2040: 225 2050: 275

## Ecuador

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Ecuador.



Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Ecuador.

Tabla D-8: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Ecuador.

Parámetro	Parámetro
Zonas y conexiones	Esmeraldas – Pichincha – Guayas – El Oro.
Conexiones entre países	Valle del Cauca (Colombia) – Pichincha (Ecuador). El Oro (Ecuador) – Piura (Perú).
Zonas de exportación	Guayas.

Parámetro	Parámetro	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]	Electricidad [TWh/año]
	2025: 0,3	2025: 2,2
	2030: 40	2030: 3,9
	2040: 80	2040: 10,1
	2050: 158	2050: 12,6

## Perú

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Perú.



Figura D-8: Perú: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Perú.

Tabla D-9: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Perú.

Parámetro	Parámetro	
Zonas y conexiones	Piura – La Libertad – Lima – Ica – Arequipa – Tacna. Ica – Cusco.	
Conexiones entre países	El Oro (Ecuador) – Piura (Perú). Cusco (Perú) – Acre (Brasil). La Paz (Bolivia) – Tacna (Perú) – Arica y Parinacota (Chile).	
Zonas de exportación	Lima.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]	Electricidad [TWh/año]
	2025: 0,5	2025: 4,5
	2030: 66	2030: 10
	2040: 132	2040: 30
	2050: 259	2050: 34,4

## Bolivia

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Bolivia.

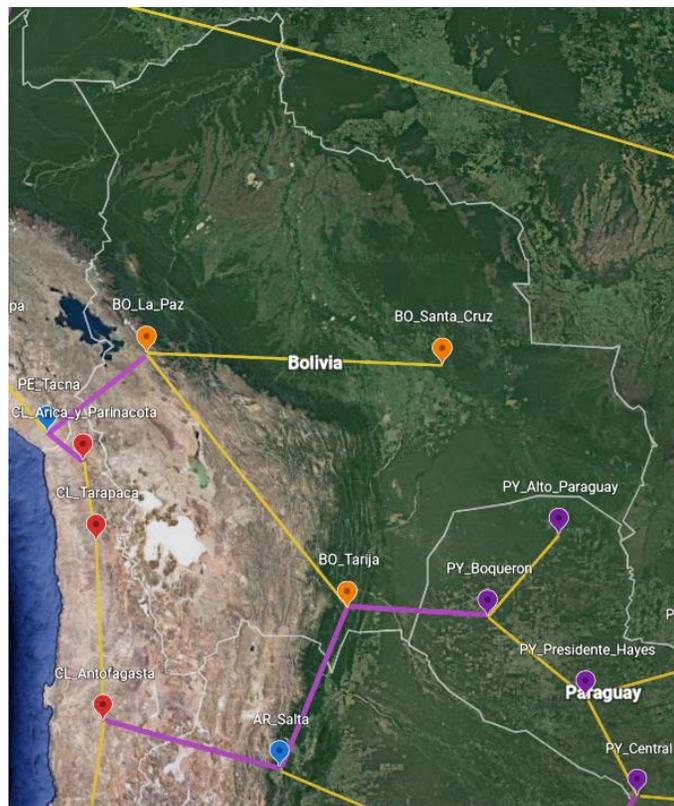


Figura D-9: Bolivia: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Bolivia.

Tabla D-10: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Bolivia.

Parámetro	Parámetro	
Zonas y conexiones	Santa Cruz – La Paz – Tarija.	
Conexiones entre países	La Paz (Bolivia) – Tacna (Perú). Salta (Argentina) – Tarija (Bolivia) – Boquerón (Paraguay).	
Zonas de exportación	No se modela exportación desde este país.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]	Electricidad [TWh/año]
	2025: 0,14	2025: 0,9
	2030: 18	2030: 2,4
	2040: 36	2040: 7,7
	2050: 71	2050: 8,5

## Paraguay

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Paraguay.

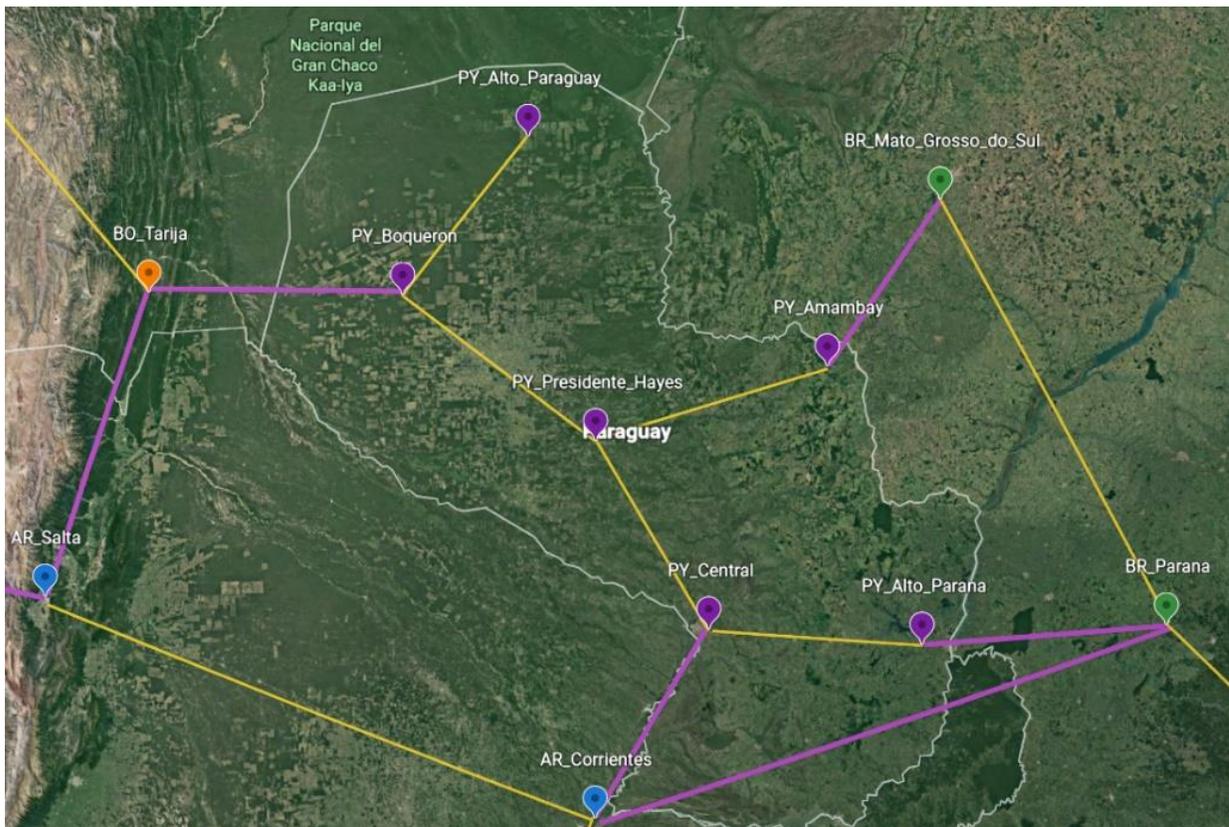


Figura D-10: Paraguay: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Paraguay.

Tabla D-11: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Paraguay.

Parámetro	Parámetro	
Zonas y conexiones	Alto Paraguay – Boquerón – Presidente Hayes – Central – Alto Paraná. Presidente Hayes – Amambay.	
Conexiones entre países	Tarija (Bolivia) – Boquerón (Paraguay). Corrientes (Argentina) – Central (Paraguay). Alto Paraná (Paraguay) – Paraná (Brasil). Amambay (Paraguay) – Mato Grosso do Sul (Brasil).	
Zonas de exportación	No se modela exportación desde este país.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año] 2025: 0,17 2030: 22 2040: 45 2050: 88	Electricidad [TWh/año] 2025: 2,3 2030: 3 2040: 4,8 2050: 7,8

## Uruguay

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Uruguay.

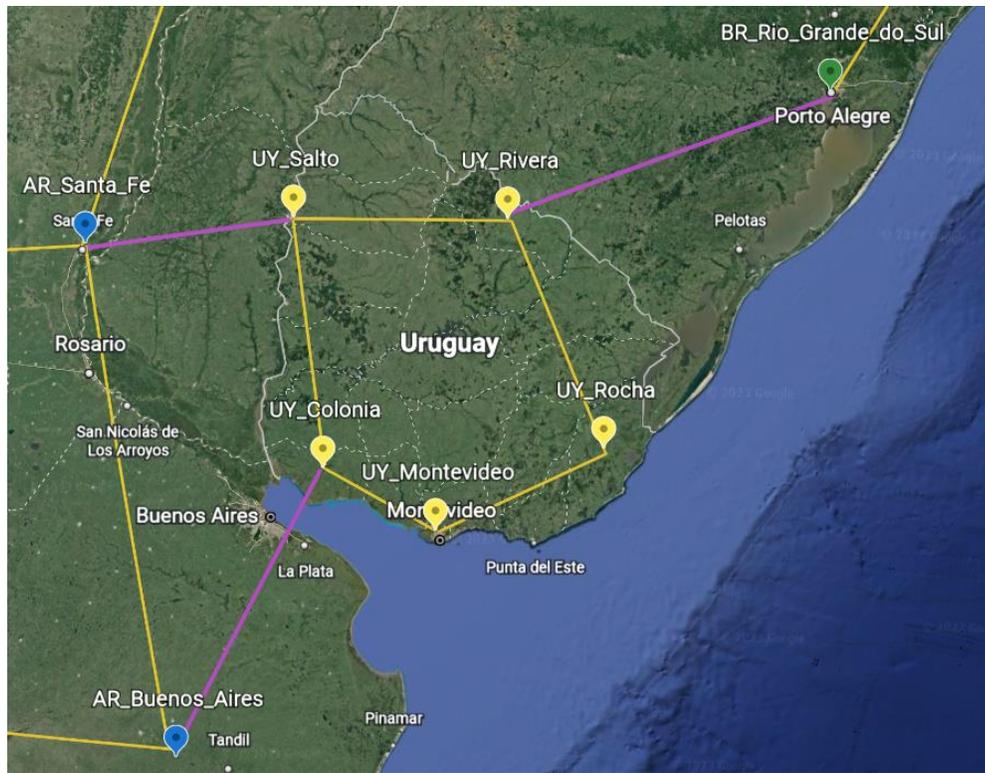


Figura D-11: Uruguay: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Uruguay.

Tabla D-12: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Uruguay.

<b>Parámetro</b>	<b>Parámetro</b>	
Zonas y conexiones	Salto – Rivera – Rocha – Montevideo – Colonia – Salto.	
Conexiones entre países	Buenos Aires (Argentina) – Colonia (Uruguay). Santa Fe (Argentina) – Salto (Uruguay). Rivera (Uruguay) – Rio Grande do Sul (Brasil).	
Zonas de exportación	Montevideo.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año]	Electricidad [TWh/año]
	2025: 0,1	2025: 1
	2030: 13,3	2030: 1,7
	2040: 26,6	2040: 4,1
	2050: 52,3	2050: 5,3

# Argentina

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Argentina.



Figura D-12: Argentina: zonas y conexiones modeladas.

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Argentina.

Tabla D-13: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Argentina.

<b>Parámetro</b>	<b>Parámetro</b>	
Zonas y conexiones	Salta – Corrientes – Santa Fe – Buenos Aires – La Pampa – Rio Negro – Chubut – Santa Cruz – Tierra del Fuego. Santa Fe – Córdoba – Mendoza – La Pampa. Neuquén – Rio Negro.	
Conexiones entre países	Antofagasta (Chile) – Salta (Argentina) – Tarija (Bolivia). Central (Paraguay) – Corrientes (Argentina) – Paraná (Brasil). Buenos Aires (Argentina) – Colonia (Uruguay). Santa Fe (Argentina) – Salto (Uruguay). Región Metropolitana (Chile) – Mendoza (Argentina). Biobío (Chile) – Neuquén (Argentina). Aysén (Chile) – Chubut (Argentina). Magallanes (Chile) – Santa Cruz (Argentina).	
Zonas de exportación	Buenos Aires y Tierra del Fuego.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año] 2025: 0,8 2030: 100 2040: 200 2050: 393	Electricidad [TWh/año] 2025: 13,5 2030: 35,4 2040: 116,3 2050: 127,5

# Chile

En la siguiente figura se presentan las zonas y conexiones consideradas en Chile.

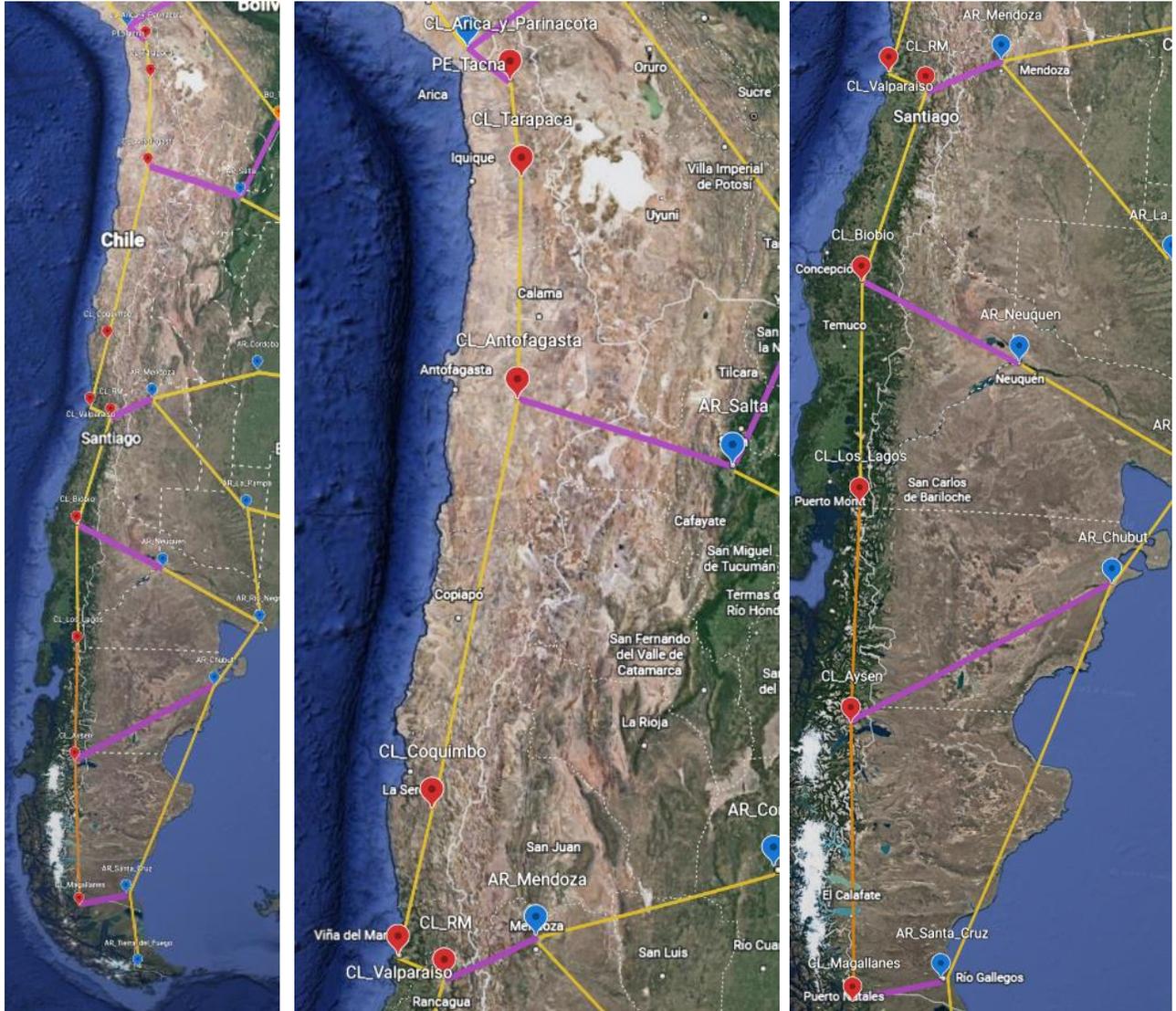


Figura D-13 Chile: zonas y conexiones modeladas a nivel nacional (izquierda), con acercamiento a zona norte-centro (centro) y zona centro-sur (derecha).

Luego, en la siguiente tabla se presentan las zonas, conexiones y demanda de Chile.

Tabla D-14: Implementación de zonas, conexiones y demanda de Chile.

<b>Parámetro</b>	<b>Parámetro</b>	
Zonas y conexiones	Arica y Parinacota – Tarapacá – Antofagasta – Coquimbo – Valparaíso – Región Metropolitana – Biobío – Los Lagos – Aysén – Magallanes.	
Conexiones entre países	Tacna (Perú) – Arica y Parinacota (Chile). Antofagasta (Chile) – Salta (Argentina) Región Metropolitana (Chile) – Mendoza (Argentina). Biobío (Chile) – Neuquén (Argentina). Aysén (Chile) – Chubut (Argentina). Magallanes (Chile) – Santa Cruz (Argentina).	
Zonas de exportación	Antofagasta, Valparaíso y Magallanes.	
Demanda local	Hidrógeno [kton/año] 2025: 0,8 2030: 100 2040: 200 2050: 393	Electricidad [TWh/año] 2025: 7,1 2030: 17,2 2040: 54,2 2050: 60,6

# Anexo E. Resultados por subregiones de ALC

## Centroamérica

A continuación, se presentan los resultados y análisis de costos, potencia instalada, intercambios de energía y exportación de los países y zonas de Centroamérica: México, Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

### Costos

Costo total por país y zonas [MUSD] en Centroamérica  
Escenarios solo con demanda de hidrógeno



Año	País	Zona	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Belize	Belize District	6	6	6	6	6	6
		Total	6	6	6	6	6	6
Costa Rica	Costa Rica	Limón	51	51	15	15	16	14
		San José	77	77	24	25	25	26
		Total	128	128	39	40	40	40
El Salvador	El Salvador	Ahuachapán	25	25	25	25	25	25
		La Unión	25	25	7	7	6	6
		San Salvador	34	34	13	12	10	10
		Total	85	85	45	43	41	41
Guatemala	Guatemala	Guatemala	4	4	4	4	4	4
		Izabal	39	39	36	36	37	37
		Quetzaltenango	43	43	43	42	43	43
		Santa Rosa	110	110	111	111	110	110
		Total	197	197	194	195	195	195
Honduras	Honduras	Choluteca	50	50	13	12	12	13
		Colón	11	11	9	9	9	9
		Cortés	25	25	12	11	11	12
		Francisco Morazán	20	19	5	5	5	5
		Total	106	106	39	37	38	39
México	México	Baja California	41	41	41	41	41	41
		Baja California Sur	42	42	42	42	42	42
		Chiapas	45	45	45	45	45	45
		Ciudad de México	63	63	63	63	63	63
		Colima	131	131	131	131	131	131
		Durango	17	17	17	17	17	17
		Jalisco	21	21	21	21	21	21
		Nuevo León	12	12	12	12	12	12
		Oaxaca	44	44	44	44	44	44
		Quintana Roo	33	33	33	33	33	33
		Sinaloa	89	89	89	89	89	89
		Sonora	42	42	42	42	42	42
		Tamaulipas	88	88	88	88	88	88
		Veracruz	224	224	224	224	224	224
Yucatán	99	99	99	99	99	99		
Total	992	992	992	992	992	992		
Nicaragua	Nicaragua	Chinandega	6	6	5	5	5	5
		Managua	37	37	264	264	261	260
		South Caribbean Co..	7	7	4	4	4	4
		Total	50	50	273	274	269	269
Panamá	Panamá	Bocas del Toro	58	58	28	30	31	31
		Chiriquí	40	40	18	18	19	18
		Colón	59	59	62	63	47	47
		Panamá	63	63	55	56	2	2
		Total	220	220	163	166	98	98
Total			1.783	1.783	1.751	1.751	1.679	1.679

Figura E-1: Costo total por países de Centroamérica según escenarios, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo total por país y zonas [MUSD] en Centroamérica  
Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad



Año	País	Zona	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Belize	Belize District	53	53	46	47	12	11
		Total	53	53	46	47	12	11
Costa Rica	Limón	Limón	263	262	79	80	78	78
		San José	39	39	78	79	74	76
		Total	301	302	157	159	152	154
El Salvador	Ahuachapán	Ahuachapán	227	229	47	47	47	47
		La Unión	41	39	13	13	13	13
		San Salvador	19	19	18	17	18	17
		Total	287	287	78	77	78	77
Guatemala	Guatemala	Guatemala	700	698	99	99	99	99
		Izabal	80	84	16	15	14	15
		Quetzaltenango	45	41	65	65	66	64
		Santa Rosa	112	111	65	66	67	70
		Total	938	935	245	245	246	248
Honduras	Choluteca	Choluteca	51	51	32	33	32	33
		Colón	568	568	285	283	287	283
		Cortés	115	114	129	129	130	130
		Francisco Morazán	12	12	8	8	9	8
		Total	746	746	455	454	457	455
México	Baja California	Baja California	1.496	1.532	1.495	1.491	1.494	1.496
		Baja California Sur	1.995	1.989	1.974	1.992	1.989	1.989
		Chiapas	2.440	2.459	2.434	2.452	2.472	2.467
		Ciudad de México	1.866	1.849	1.865	1.849	1.872	1.849
		Colima	3.217	3.420	3.220	3.416	3.213	3.421
		Durango	2.067	2.091	2.068	2.077	2.068	2.098
		Jalisco	3.111	3.232	3.111	3.231	3.104	3.230
		Nuevo León	717	642	721	673	722	675
		Oaxaca	1.326	1.254	1.327	1.254	1.257	1.254
		Quintana Roo	127	121	133	126	128	132
		Sinaloa	1.314	1.327	1.314	1.337	1.312	1.321
		Sonora	1.079	1.089	1.086	1.093	1.078	1.087
		Tamaulipas	3.770	3.695	3.787	3.697	3.755	3.693
		Veracruz	3.304	3.479	3.313	3.492	3.382	3.496
Yucatán	3.547	3.483	3.548	3.512	3.785	3.788		
Total	31.375	31.661	31.394	31.692	31.633	31.997		
Nicaragua	Chinandega	Chinandega	13	15	39	39	37	37
		Managua	170	168	1.199	1.199	1.167	1.165
		South Caribbean Co..	14	14	31	31	23	25
		Total	197	198	1.269	1.269	1.228	1.228
Panamá	Bocas del Toro	Bocas del Toro	27	29	32	29	27	26
		Chiriquí	27	26	36	36	35	33
		Colón	21	20	23	22	16	16
		Panamá	418	418	257	261	437	450
		Total	493	493	348	349	515	525
Total	34.391	34.674	33.991	34.293	34.320	34.694		

Figura E-2: Costo total por países de Centroamérica según escenarios, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Costo nivelado región Centroamérica  
Escenarios solo con demanda de hidrógeno

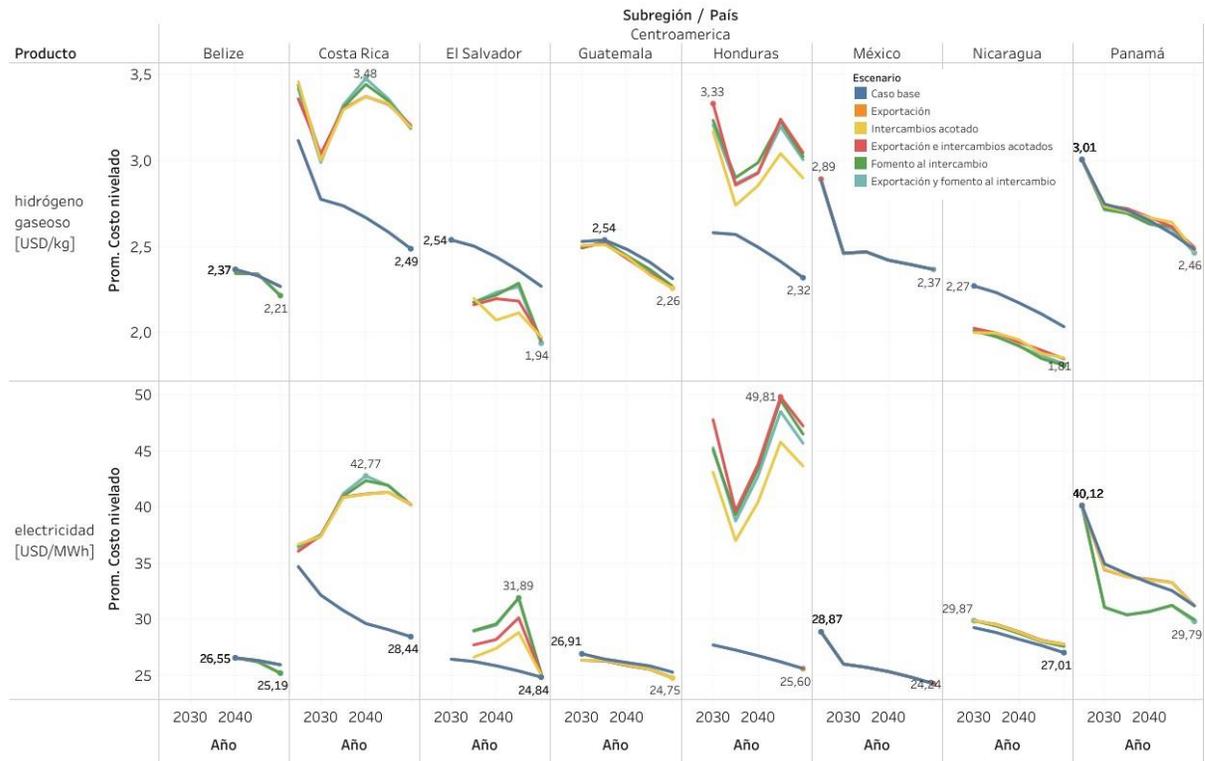


Figura E-3: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad en países de Centroamérica. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado región Centroamérica  
Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad

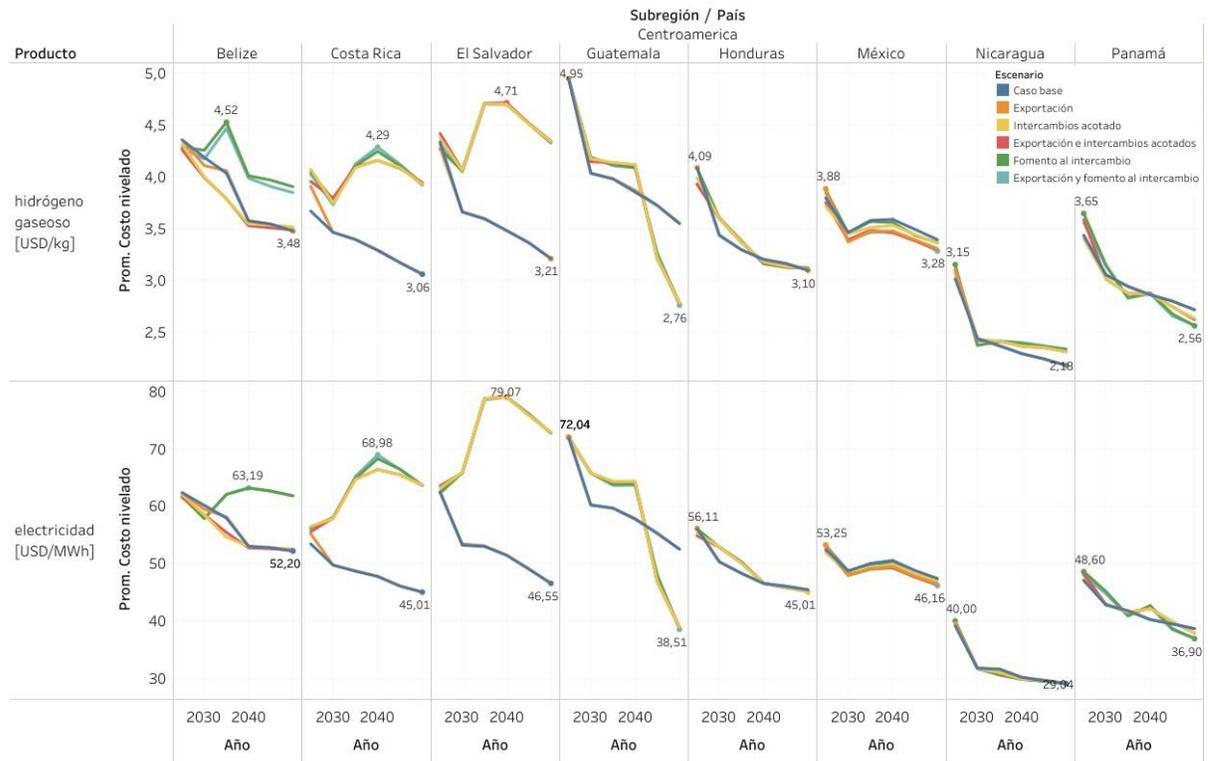


Figura E-4: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad en países de Centroamérica. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Costo nivelado en Centroamérica  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

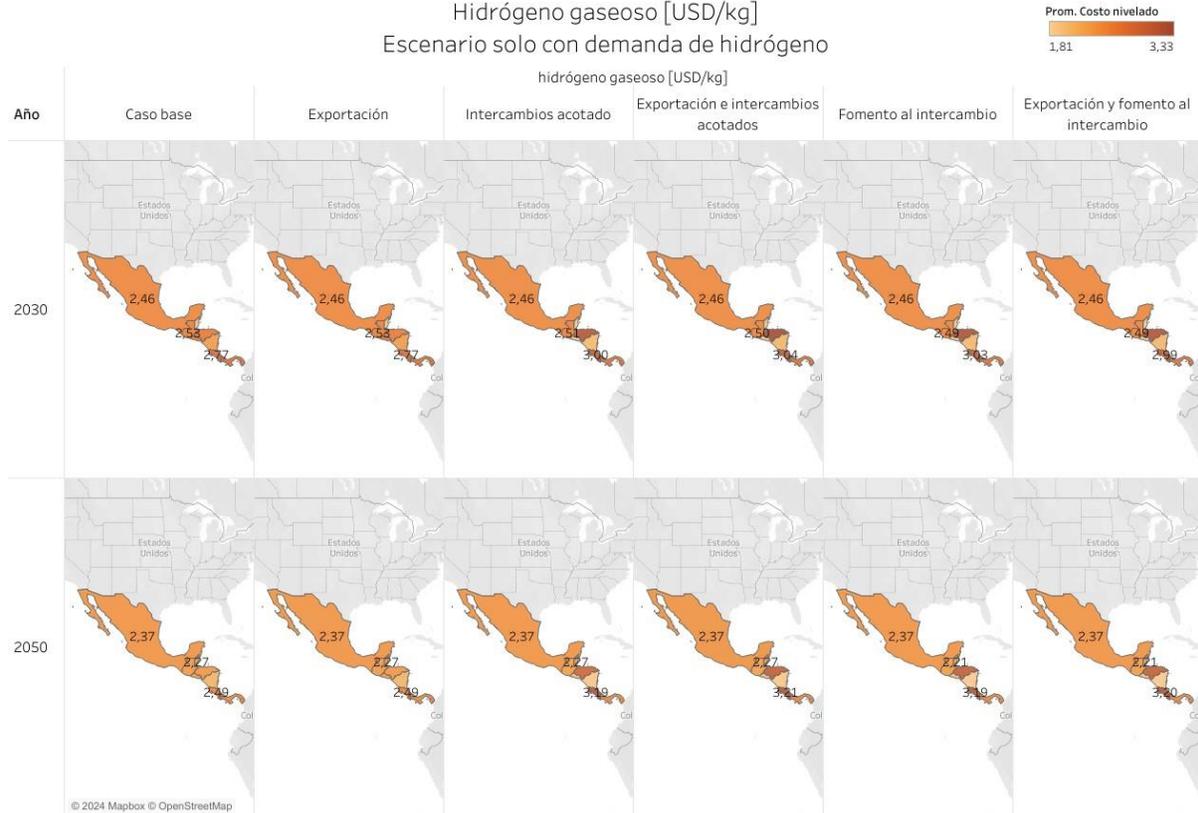


Figura E-5: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso en países de Centroamérica, años 2030 y 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado en Centroamérica  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

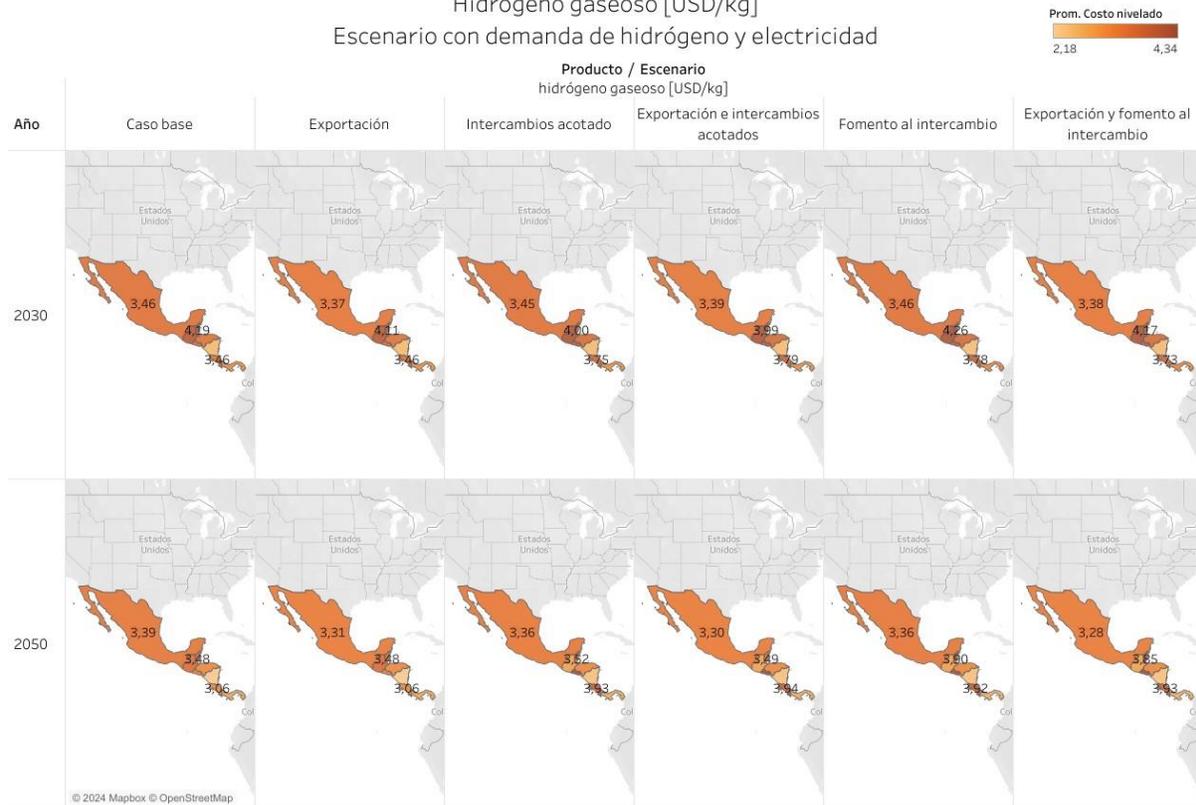


Figura E-6: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso en países de Centroamérica, años 2030 y 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad. de Centroamérica. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

# Potencia instalada

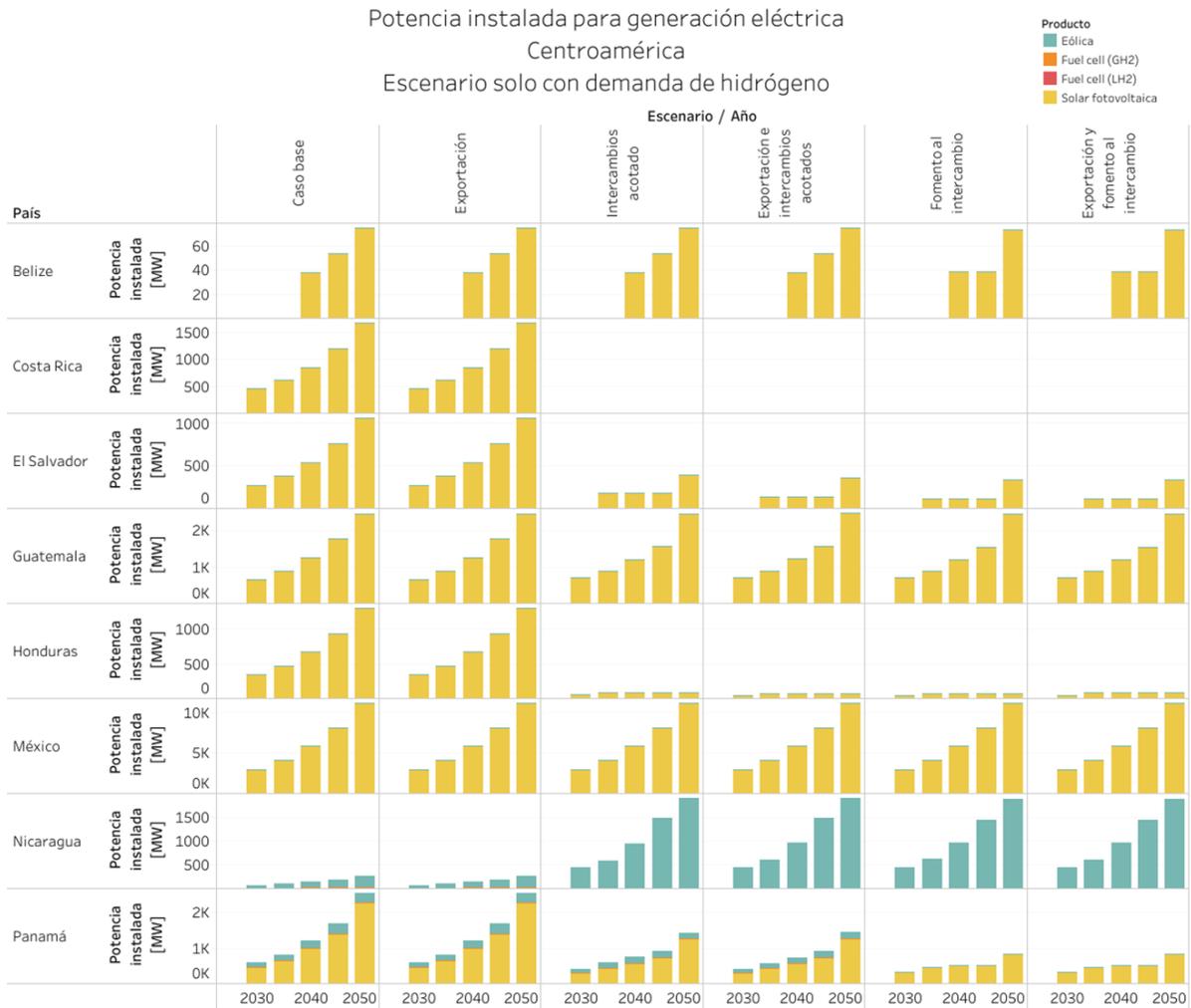


Figura E-7: Potencia instalada para generación eléctrica en países de Centroamérica. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Potencia instalada para generación eléctrica  
 Centroamérica  
 Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

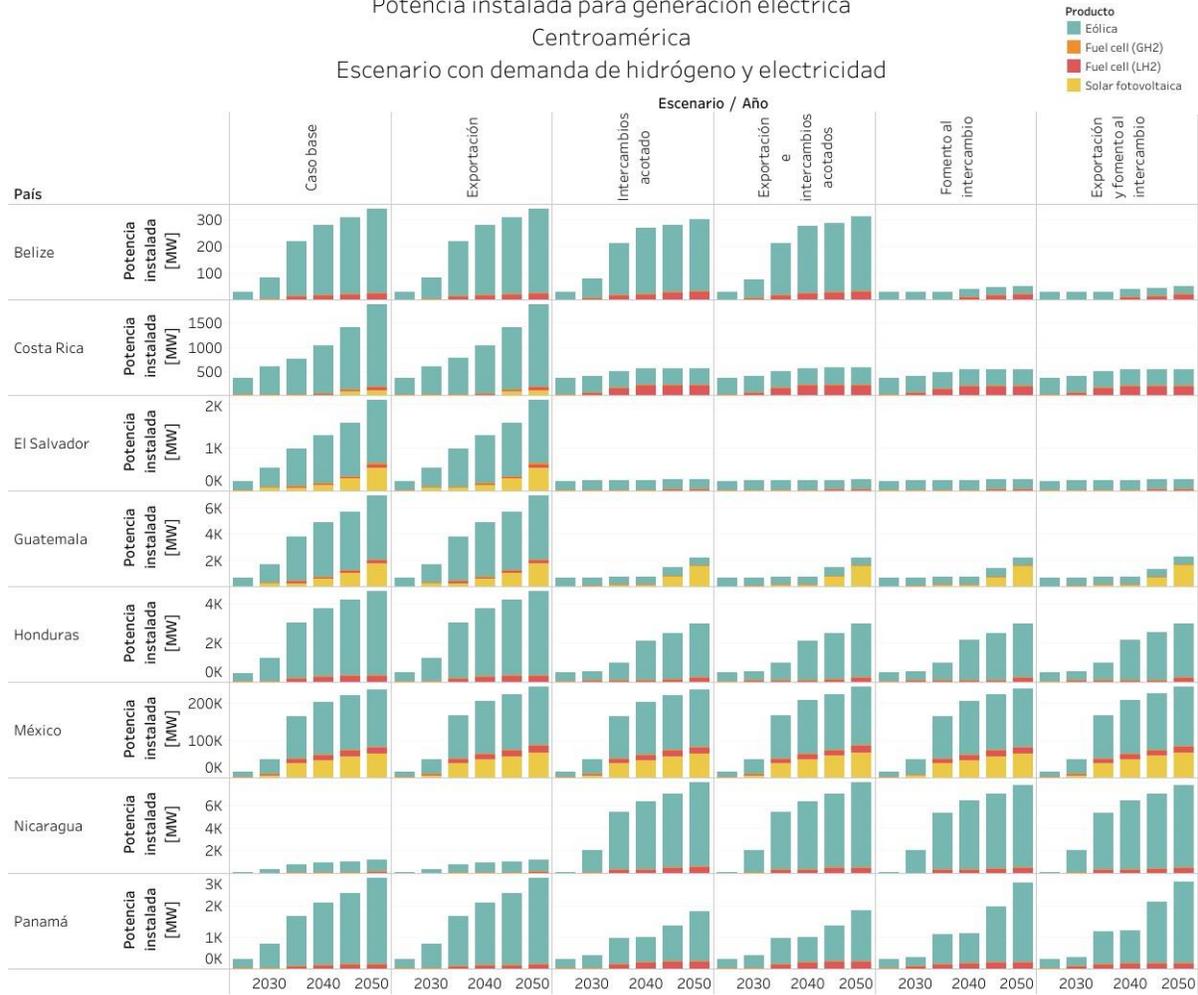
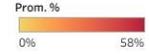


Figura E-8: Potencia instalada para generación eléctrica en países de Centroamérica. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Porcentaje promedio de demanda de falla  
 Electricidad - Centroamérica  
 Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País	Escenario	Años / Bloques																																		
		2025					2030					2035					2040					2045					2050									
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5					
Belize	Caso base	8%	42%	0%	0%	8%	8%	42%	0%	0%	8%	0%	0%	8%	8%	33%	0%	0%	8%	8%	25%	0%	0%	0%	8%	25%	0%	0%	0%	8%	25%	0%	0%	0%	8%	25%
	Exportación	8%	42%	0%	0%	8%	8%	42%	0%	0%	8%	0%	0%	8%	8%	33%	0%	0%	8%	8%	25%	0%	0%	0%	8%	25%	0%	0%	0%	8%	25%	0%	0%	0%	8%	25%
	Intercambios acotado	8%	42%	0%	0%	8%	8%	50%	0%	0%	8%	0%	0%	8%	42%	0%	0%	0%	8%	25%	0%	0%	0%	0%	8%	25%	0%	0%	0%	8%	33%	0%	0%	0%	8%	33%
	Exportación e intercambios acotados	8%	42%	0%	0%	8%	8%	50%	0%	0%	8%	0%	0%	8%	50%	0%	0%	0%	8%	25%	0%	0%	0%	0%	8%	33%	0%	0%	0%	8%	25%	0%	0%	0%	8%	25%
	Fomento al intercambio	8%	42%	0%	0%	8%	8%	50%	0%	0%	8%	0%	0%	8%	58%	0%	8%	17%	8%	38%	0%	8%	17%	8%	50%	0%	0%	0%	17%	8%	50%	0%	0%	17%	8%	50%
	Exportación y fomento al intercambio	8%	42%	0%	0%	8%	8%	42%	0%	0%	8%	0%	0%	8%	28%	0%	8%	17%	8%	50%	0%	8%	17%	8%	50%	0%	0%	0%	17%	8%	50%	0%	0%	17%	8%	50%
Costa Rica	Caso base	4%	29%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%	4%	17%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%
	Exportación	4%	29%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%	4%	17%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%	4%	13%	0%	0%	4%
	Intercambios acotado	4%	29%	0%	0%	4%	0%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%
	Exportación e intercambios acotados	4%	29%	0%	0%	4%	0%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%
	Fomento al intercambio	4%	29%	0%	0%	4%	0%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%
	Exportación y fomento al intercambio	4%	29%	0%	0%	4%	0%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	8%	0%
El Salvador	Caso base	6%	42%	0%	3%	11%	6%	31%	0%	0%	11%	6%	31%	0%	0%	11%	6%	25%	0%	0%	11%	6%	25%	0%	0%	11%	6%	25%	0%	0%	11%	3%	17%	0%	0%	3%
	Exportación	6%	39%	0%	3%	11%	6%	31%	0%	0%	11%	6%	31%	0%	0%	11%	6%	25%	0%	0%	11%	6%	25%	0%	0%	11%	6%	25%	0%	0%	11%	3%	17%	0%	0%	3%
	Intercambios acotado	6%	39%	0%	3%	11%	0%	17%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%
	Exportación e intercambios acotados	6%	39%	0%	3%	11%	0%	17%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%
	Fomento al intercambio	6%	39%	0%	3%	11%	3%	17%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	17%	0%	0%	3%
	Exportación y fomento al intercambio	6%	39%	0%	3%	11%	3%	17%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	17%	0%	0%	3%
Guatemala	Caso base	8%	42%	0%	2%	13%	6%	38%	0%	2%	13%	4%	38%	0%	2%	8%	4%	38%	0%	0%	8%	4%	35%	0%	0%	8%	4%	25%	0%	0%	8%	4%	25%	0%	0%	8%
	Exportación	8%	42%	0%	2%	13%	6%	38%	0%	2%	13%	4%	38%	0%	2%	8%	4%	38%	0%	2%	10%	4%	35%	0%	0%	8%	4%	25%	0%	0%	8%	4%	25%	0%	0%	8%
	Intercambios acotado	8%	42%	0%	2%	13%	6%	31%	0%	0%	10%	8%	38%	0%	0%	10%	8%	33%	0%	2%	10%	8%	31%	0%	2%	8%	8%	29%	0%	2%	8%	8%	29%	0%	2%	8%
	Exportación e intercambios acotados	8%	42%	0%	2%	13%	6%	31%	0%	0%	10%	8%	38%	0%	0%	10%	8%	33%	0%	2%	10%	8%	31%	0%	2%	8%	8%	29%	0%	2%	8%	8%	29%	0%	2%	8%
	Fomento al intercambio	8%	42%	0%	2%	13%	6%	33%	0%	0%	10%	8%	40%	0%	0%	10%	8%	35%	0%	2%	10%	8%	31%	0%	2%	8%	8%	29%	0%	2%	8%	8%	29%	0%	2%	8%
	Exportación y fomento al intercambio	8%	42%	0%	2%	13%	6%	33%	0%	0%	10%	8%	40%	0%	0%	10%	8%	35%	0%	2%	10%	8%	31%	0%	2%	8%	8%	29%	0%	2%	8%	8%	29%	0%	2%	8%
Honduras	Caso base	6%	35%	0%	2%	13%	6%	25%	0%	0%	8%	6%	29%	0%	0%	6%	4%	31%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	6%
	Exportación	6%	35%	0%	2%	8%	6%	25%	0%	0%	8%	6%	29%	0%	0%	6%	4%	31%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	6%
	Intercambios acotado	6%	35%	0%	2%	8%	2%	17%	0%	0%	2%	2%	19%	0%	0%	2%	0%	19%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%
	Exportación e intercambios acotados	6%	35%	0%	2%	8%	2%	17%	0%	0%	2%	2%	19%	0%	0%	2%	0%	19%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%
	Fomento al intercambio	6%	35%	0%	2%	8%	2%	17%	0%	0%	2%	2%	19%	0%	0%	2%	0%	19%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%
	Exportación y fomento al intercambio	6%	35%	0%	2%	8%	2%	17%	0%	0%	2%	2%	19%	0%	0%	2%	0%	19%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%	0%	17%	0%	0%	2%
México	Caso base	7%	39%	0%	2%	13%	6%	31%	0%	1%	8%	4%	33%	0%	0%	5%	4%	33%	0%	0%	4%	5%	29%	0%	0%	5%	5%	29%	0%	0%	5%	5%	29%	0%	0%	5%
	Exportación	6%	39%	0%	2%	13%	6%	31%	0%	1%	8%	5%	33%	0%	0%	5%	4%	32%	0%	0%	5%	4%	29%	0%	0%	5%	4%	29%	0%	0%	5%	4%	29%	0%	0%	5%
	Intercambios acotado	6%	39%	0%	2%	13%	6%	31%	0%	1%	8%	4%	33%	0%	0%	5%	4%	33%	0%	0%	4%	5%	29%	0%	0%	5%	5%	29%	0%	0%	5%	5%	29%	0%	0%	5%
	Exportación e intercambios acotados	6%	39%	0%	2%	13%	6%	31%	0%	1%	8%	5%	33%	0%	0%	5%	4%	32%	0%	0%	5%	4%	29%	0%	0%	5%	4%	29%	0%	0%	5%	4%	29%	0%	0%	5%
	Fomento al intercambio	6%	39%	0%	2%	13%	6%	32%	0%	1%	8%	4%	33%	0%	0%	5%	4%	33%	0%	0%	4%	5%	31%	0%	0%	5%	5%	29%	0%	0%	5%	5%	29%	0%	0%	5%
	Exportación y fomento al intercambio	6%	39%	0%	2%	13%	6%	31%	0%	1%	8%	5%	33%	0%	0%	5%	4%	32%	0%	0%	5%	4%	30%	0%	0%	5%	4%	28%	0%	0%	5%	4%	28%	0%	0%	5%
Nicaragua	Caso base	6%	31%	0%	0%	11%	6%	22%	0%	0%	3%	6%	25%	0%	0%	3%	6%	22%	0%	0%	3%	6%	19%	0%	0%	3%	6%	19%	0%	0%	3%	3%	17%	0%	0%	3%
	Exportación	6%	31%	0%	0%	11%	6%	22%	0%	0%	3%	6%	25%	0%	0%	3%	6%	22%	0%	0%	3%	6%	19%	0%	0%	3%	6%	19%	0%	0%	3%	3%	17%	0%	0%	3%
	Intercambios acotado	6%	31%	0%	0%	11%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%
	Exportación e intercambios acotados	6%	31%	0%	0%	11%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%
	Fomento al intercambio	6%	31%	0%	0%	11%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%
	Exportación y fomento al intercambio	6%	31%	0%	0%	11%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%
Panamá	Caso base	6%	35%	0%	2%	8%	4%	25%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	19%	0%	0%	4%	4%	19%	0%	0%	4%
	Exportación	6%	35%	0%	2%	8%	4%	25%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	19%	0%	0%	4%	4%	19%	0%	0%	4%
	Intercambios acotado	6%	35%	0%	2%	8%	6%	31%	0%	0%	6%	6%	38%	0%	0%	2%	6%	40%	0%	0%	2%	6%	27%	0%	0%	2%	6%	21%	0%	0%	2%	6%	21%	0%	0%	2%
	Exportación e intercambios acotados	6%	35%	0%	2%	8%	6%	31%	0%	0%	6%	6%	38%	0%	0%	2%	6%	40%	0%	0%	2%	6%	25%	0%	0%	2%	6%	21%	0%	0%	2%	6%	21%	0%	0%	2%
	Fomento al intercambio	6%	35%	0%	2%	8%	6%	31%	0%	0%	2%	6%	33%	0%	0%	4%	6%	33%	0%	0%	4%	6%	23%	0%	0%	4%	6%	19%	0%	0%	4%	6%	19%	0%	0%	4%
	Exportación y fomento al intercambio	6%	35%	0%	2%	8%	6%	31%	0%	0%	4%	6%	29%	0%	0%	4%	6%	33%	0%	0%	4%	6%	23%	0%	0%	4%	6%	21%	0%	0%	4%	6%	21%	0%	0%	4%

Figura E-9: Porcentaje promedio de demanda de falla de electricidad por bloques en países

## Intercambios de energía entre países



Figura E-10: Intercambio total de electricidad por zonas en Centroamérica, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.



Figura E-11: Intercambio total de electricidad por zonas en Centroamérica, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Intercambio total por zonas en Centroamérica  
Camión - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios									
				hidrógeno gaseoso				hidrógeno líquido					
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio		
Belize	México	Belize District	Quintana Roo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costa Rica	Nicaragua	San José	Managua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Panamá	San José	Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
El Salvador	Guatemala	Ahuachapán	Santa Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Honduras	La Unión	Choluteca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guatemala	El Salvador	Santa Rosa	Ahuachapán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Honduras	Izabal	Cortés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Honduras	El Salvador	Choluteca	La Unión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guatemala	Cortés	Izabal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nicaragua	Choluteca	Chinandega	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
México	Belize	Quintana Roo	Belize District	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cuba	Yucatán	Havana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nicaragua	Costa Rica	Managua	San José	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Honduras	Chinandega	Choluteca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Panamá	Colombia	Panamá	Sucre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Costa Rica	Chiriquí	San José	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura E-12: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Centroamérica, mediante camión, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por zonas en Centroamérica  
Camión - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios									
				hidrógeno gaseoso				hidrógeno líquido					
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio		
Belize	México	Belize District	Quintana Roo	0	-3	0	0	-1.693	-772	-67	-47	-22.113	-22.113
Costa Rica	Nicaragua	San José	Managua	0	0	0	0	-642	-612	-296	-249	-22.113	-22.113
	Panamá	San José	Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	-22.113	-22.113
El Salvador	Guatemala	Ahuachapán	Santa Rosa	14	14	14	14	-7	30	-27	-16	-22.113	-22.113
	Honduras	La Unión	Choluteca	-14	-14	-14	-11	-3.590	-3.578	-3.439	-3.099	-22.113	-22.113
Guatemala	El Salvador	Santa Rosa	Ahuachapán	-14	-14	-14	-14	7	-30	27	16	-22.113	-22.113
	Honduras	Izabal	Cortés	0	0	0	0	0	0	0	0	-22.113	-22.113
Honduras	El Salvador	Choluteca	La Unión	14	14	14	11	3.590	3.578	3.439	3.099	-22.113	-22.113
	Guatemala	Cortés	Izabal	0	0	0	0	0	0	0	0	-22.113	-22.113
	Nicaragua	Choluteca	Chinandega	-6.592	-6.692	-5.667	-5.127	-20.534	-21.107	-21.633	-22.113	-22.113	-22.113
México	Belize	Quintana Roo	Belize District	0	3	0	0	1.693	772	67	47	-22.113	-22.113
	Cuba	Yucatán	Havana	0	0	0	0	0	0	0	0	-22.113	-22.113
Nicaragua	Costa Rica	Managua	San José	0	0	0	0	642	612	296	249	-22.113	-22.113
	Honduras	Chinandega	Choluteca	6.592	6.692	5.667	5.127	20.534	21.107	21.633	22.113	-22.113	-22.113
Panamá	Colombia	Panamá	Sucre	0	0	0	0	0	0	0	0	-22.113	-22.113
	Costa Rica	Chiriquí	San José	0	0	0	0	0	0	0	0	-22.113	-22.113

Figura E-13: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Centroamérica, mediante camión, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

De la Figura E-14 y Figura E-15 se observa que solo se utilizan dos conexiones con transporte por barco en Centroamérica: de México (Yucatán) a Cuba (Havana o La Habana en español) solo en los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad, y entre Colombia (Sucre) y Panamá (Panamá). Este último cambia de dirección entre los escenarios solo con demanda de hidrógeno y los escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad. Cabe destacar que este último caso, se duplica el producto transportado.

Intercambio total por zonas en Centroamérica  
Barco y ductos - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

				Modo de transporte / Productos / Escenarios							
				barco				ducto			
País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido		hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido	
				Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
Belize	México	Belize District	Quintana Roo	0	0	0	0	0	0	0	0
Costa Rica	Nicaragua	San José	Managua	0	0	0	0	0	0	0	0
	Panamá	San José	Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0
El Salvador	Guatemala	Ahuachapán	Santa Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0
	Honduras	La Unión	Cholulteca	0	0	0	0	0	0	0	0
Guatemala	El Salvador	Santa Rosa	Ahuachapán	0	0	0	0	0	0	0	0
	Honduras	Izabal	Cortés	0	0	0	0	0	0	0	0
Honduras	El Salvador	Cholulteca	La Unión	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guatemala	Cortés	Izabal	0	0	0	0	0	0	0	0
México	Nicaragua	Cholulteca	Chinandega	0	0	0	0	0	0	0	0
	Belize	Quintana Roo	Belize District	0	0	0	0	0	0	0	0
Nicaragua	Cuba	Yucatán	Havana	0	0	0	0	0	0	0	0
	Costa Rica	Managua	San José	0	0	0	0	0	0	0	0
Panamá	Honduras	Chinandega	Cholulteca	0	0	0	0	0	0	0	0
	Colombia	Panamá	Sucre	0	0	-29.481	-29.481	0	0	0	0
	Costa Rica	Chiriquí	San José	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura E-14: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Centroamérica, mediante barcos y ductos, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por zonas en Centroamérica  
Barco y ducto - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

				Modo de transporte / Productos / Escenarios							
				barco				ducto			
País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido		hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido	
				Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
Belize	México	Belize Distr..	Quintana Roo	0	0	0	0	0	0	0	0
Costa Rica	Nicaragua	San José	Managua	0	0	0	0	0	0	0	0
	Panamá	San José	Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0
El Salvador	Guatemala	Ahuachapán	Santa Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0
	Honduras	La Unión	Cholulteca	0	0	0	0	0	0	0	0
Guatemala	El Salvador	Santa Rosa	Ahuachapán	0	0	0	0	0	0	0	0
	Honduras	Izabal	Cortés	0	0	0	0	0	0	0	0
Honduras	El Salvador	Cholulteca	La Unión	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guatemala	Cortés	Izabal	0	0	0	0	0	0	0	0
México	Nicaragua	Cholulteca	Chinandega	0	0	0	0	0	0	0	0
	Belize	Quintana R..	Belize District	0	0	0	0	0	0	0	0
Nicaragua	Cuba	Yucatán	Havana	0	0	123.767	104.504	0	0	0	0
	Costa Rica	Managua	San José	0	0	0	0	0	0	0	0
Panamá	Honduras	Chinandega	Cholulteca	0	0	0	0	0	0	0	0
	Colombia	Panamá	Sucre	0	0	55.117	61.089	0	0	0	0
	Costa Rica	Chiriquí	San José	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura E-15: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Centroamérica, mediante barcos y ductos, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

## Exportación

Escenario solo con demanda de hidrógeno no tiene exportación

Exportación según origen, destino y producto [ton/año]  
 Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad  
 Centroamérica

País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año							
							2025	2030	2035	2040	2045	2050		
México	Alemania	Yucatán	Bremen	9.257	amoniac	Exportación					558			
						Exportación e intercambios acotados			11.049	9.624	29.567	121.634		
						Exportación y fomento al intercambio					20.682			
					metanol	Exportación		6.021	6.021	9.817	110.275	172.483		
						Exportación e intercambios acotados				78.119	84.081	39.783		
						Exportación y fomento al intercambio					70.149	135.775		
	Bélgica	Yucatán	Antwerp	8.939	amoniac	Exportación						95.219		
						Exportación e intercambios acotados				3.734	11.084	12.662		
						Exportación y fomento al intercambio					6.833	62.740		
					metanol	Exportación		101.711	104.855	110.977	395.647	315.593		
						Exportación e intercambios acotados		70.914	118.072	307.763	353.237	350.161		
						Exportación y fomento al intercambio		66.911	69.430	69.430	337.868	282.891		
Estados Unidos	Colima	Los Ángeles	2.347	hidrógeno líquido	Exportación					32.521	36.000	41.409	73.958	
					Exportación e intercambios acotados					33.772	36.000	41.294	73.445	
					Exportación y fomento al intercambio					31.959	36.000	42.306	73.881	
					Veracruz	Houston	1.395	Exportación		2.171	41.189	71.573	81.780	81.284
								Exportación e intercambios acotados		1.149	41.287	71.985	80.217	81.497
								Exportación y fomento al intercambio		1.557	40.749	68.855	80.395	77.049
	Yucatán	Houston	1.548	Exportación	2.694	15.640	59.089	85.185	95.449	105.878				
				Exportación e intercambios acotados	2.694	21.281	59.002	78.454	96.275	113.115				
				Exportación y fomento al intercambio	2.694	21.059	80.674	109.110	100.623	109.738				
	Holanda	Yucatán	Rotterdam	8.882	amoniac	Exportación					297.109	386.902		
						Exportación e intercambios acotados			107.374	313.379	339.071	410.355		
						Exportación y fomento al intercambio					324.708	376.976		
metanol					Exportación		425.867	357.547	371.301	5.583				
					Exportación e intercambios acotados		379.833	235.424						
					Exportación y fomento al intercambio		369.081	272.439	294.176					
Japón	Colima	Chiba	11.367	hidrógeno líquido	Exportación						694			
					Exportación e intercambios acotados					6.946	16.717			
					Exportación y fomento al intercambio					6.942	16.497			
	Yucatán	Chiba	16.662	amoniac	Exportación					6.729	16.667			
					Exportación e intercambios acotados					7.524				
					Exportación y fomento al intercambio						10.707			
metanol	Exportación					9.589	94.287							
	Exportación e intercambios acotados						51.464							

Figura E-16: Exportación según origen, destino y producto, desde Centroamérica. Escenarios con demanda hidrógeno y electricidad.

# El Caribe

## Costos

Costo total por país y zonas [MUSD] en El Caribe  
Escenarios solo con demanda de hidrógeno

Año	País	Zona	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Cuba	Havana	97	97	97	97	97	97
		Santiago de Cuba	100	100	100	100	76	76
		Total	197	197	197	197	173	173
	Guayana Francesa	French Guiana	6	6	6	6	6	6
		Total	6	6	6	6	6	6
	Guyana	Demerara-Mahaica	23	23	54	54	43	41
		Total	23	23	54	54	43	41
	Haití	Ouest	21	21	21	21	16	16
		Total	21	21	21	21	16	16
	Jamaica	Kingston Parish	66	66	66	66	66	66
		Total	66	66	66	66	66	66
	Puerto Rico	San Juan	148	148	148	148	148	148
		Total	148	148	148	148	148	148
	República Dominicana	Distrito Nacional	122	122	122	122	152	152
		Puerto Plata	83	83	83	83	82	82
		Total	205	205	205	205	235	235
	Suriname	Paramaribo	24	24	24	24	30	30
		Total	24	24	24	24	30	30
	Trinidad y Tobago	Port of Spain	393	393	393	393	123	128
		Total	393	393	393	393	123	128
Total			1.084	1.084	1.115	1.115	840	843

Figura E-17: Costo total por países de El Caribe según escenarios, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo total por país y zonas [MUSD] en El Caribe  
Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad

Año	País	Zona	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Cuba	Havana	871	870	872	871	523	537
		Santiago de Cuba	989	990	989	989	1.113	1.114
		Total	1.860	1.861	1.860	1.860	1.636	1.652
	Guayana Francesa	French Guiana	75	75	68	68	28	28
		Total	75	75	68	68	28	28
	Guyana	Demerara-Mahaica	158	158	162	163	225	226
		Total	158	158	162	163	225	226
	Haití	Ouest	96	96	96	96	65	62
		Total	96	96	96	96	65	62
	Jamaica	Kingston Parish	358	358	358	358	339	340
		Total	358	358	358	358	339	340
	Puerto Rico	San Juan	1.733	1.733	1.733	1.733	1.500	1.500
		Total	1.733	1.733	1.733	1.733	1.500	1.500
	República Dominicana	Distrito Nacional	1.258	1.258	1.258	1.258	1.360	1.412
		Puerto Plata	71	71	71	71	79	74
		Total	1.329	1.329	1.329	1.329	1.438	1.486
	Suriname	Paramaribo	151	151	156	156	1.496	1.477
		Total	151	151	156	156	1.496	1.477
	Trinidad y Tobago	Port of Spain	1.276	1.276	1.078	1.086	299	276
		Total	1.276	1.276	1.078	1.086	299	276
Total			7.036	7.036	6.840	6.849	7.026	7.046

Figura E-18: Costo total por países de El Caribe según escenarios, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

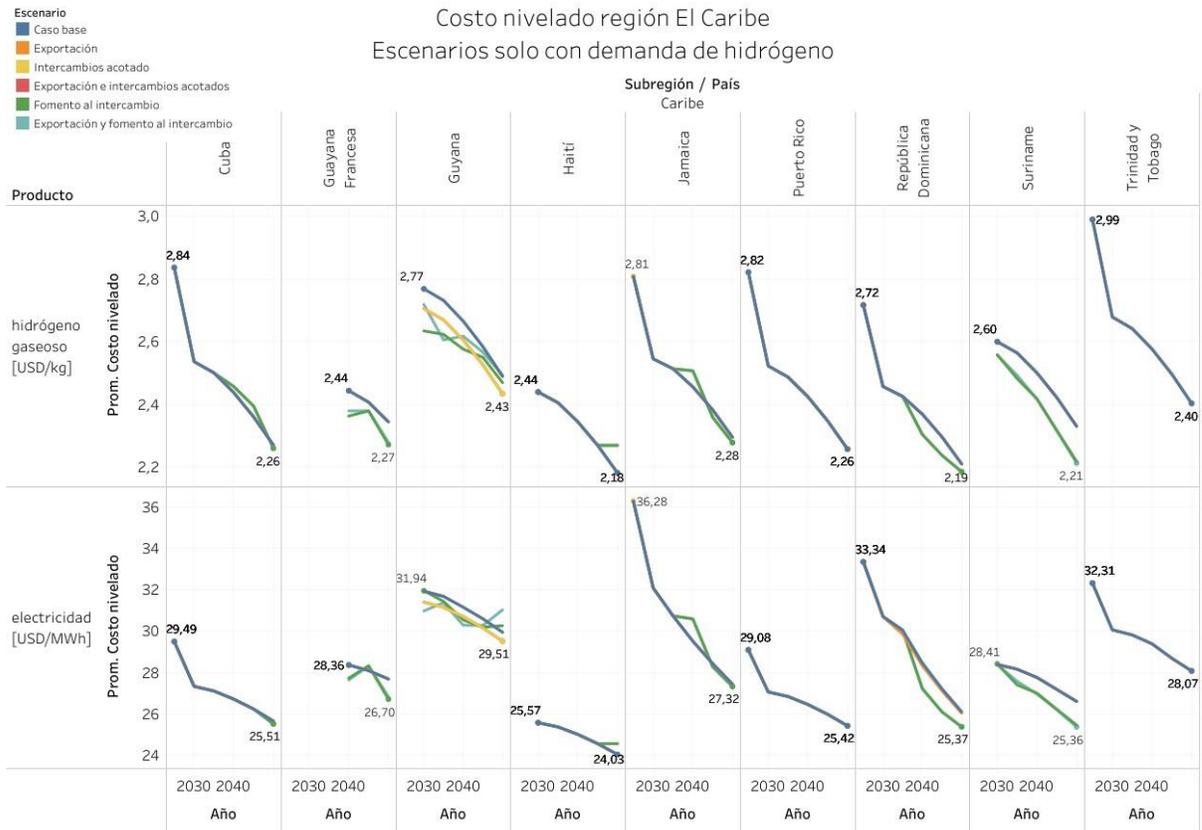


Figura E-19: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad en países de El Caribe. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

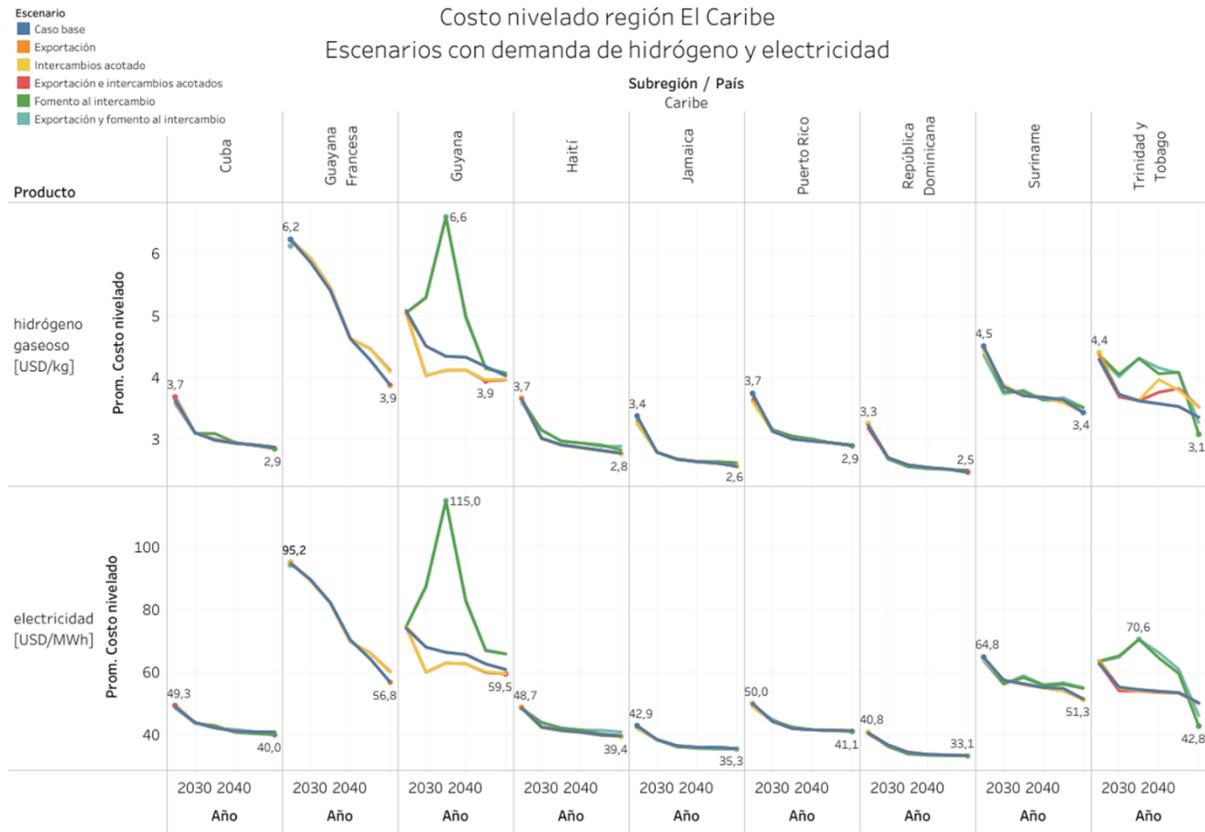


Figura E-20: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad en países de El Caribe. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Costo nivelado en El Caribe  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

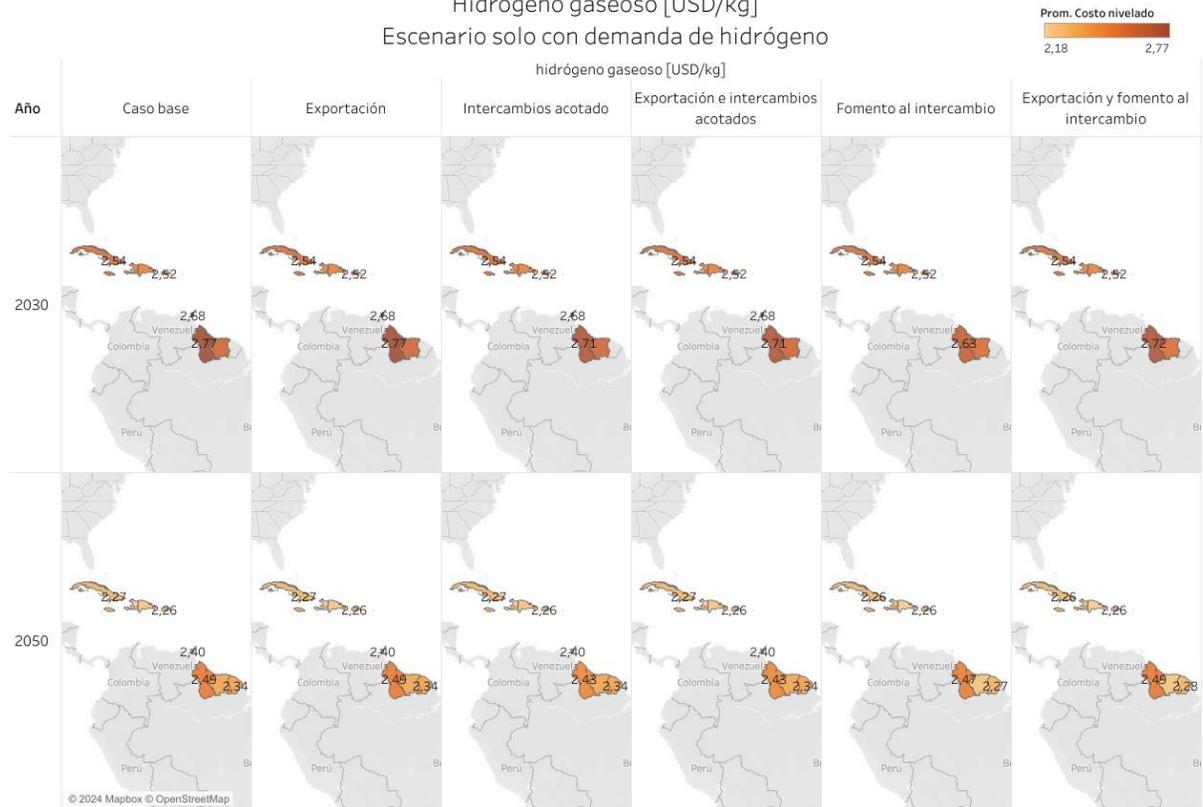


Figura E-21: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso en países de El Caribe, años 2030 y 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado en El Caribe  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

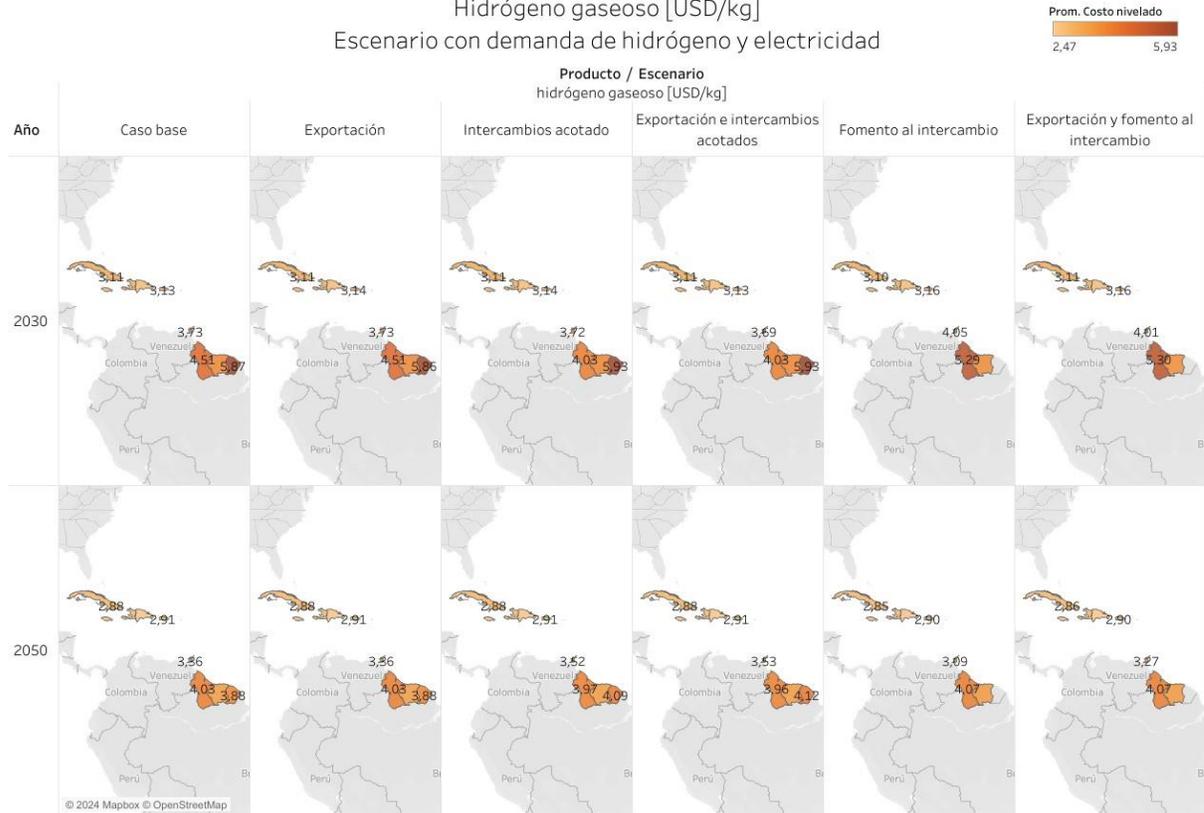


Figura E-22: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso en países de El Caribe, años 2030 y 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

# Potencia instalada

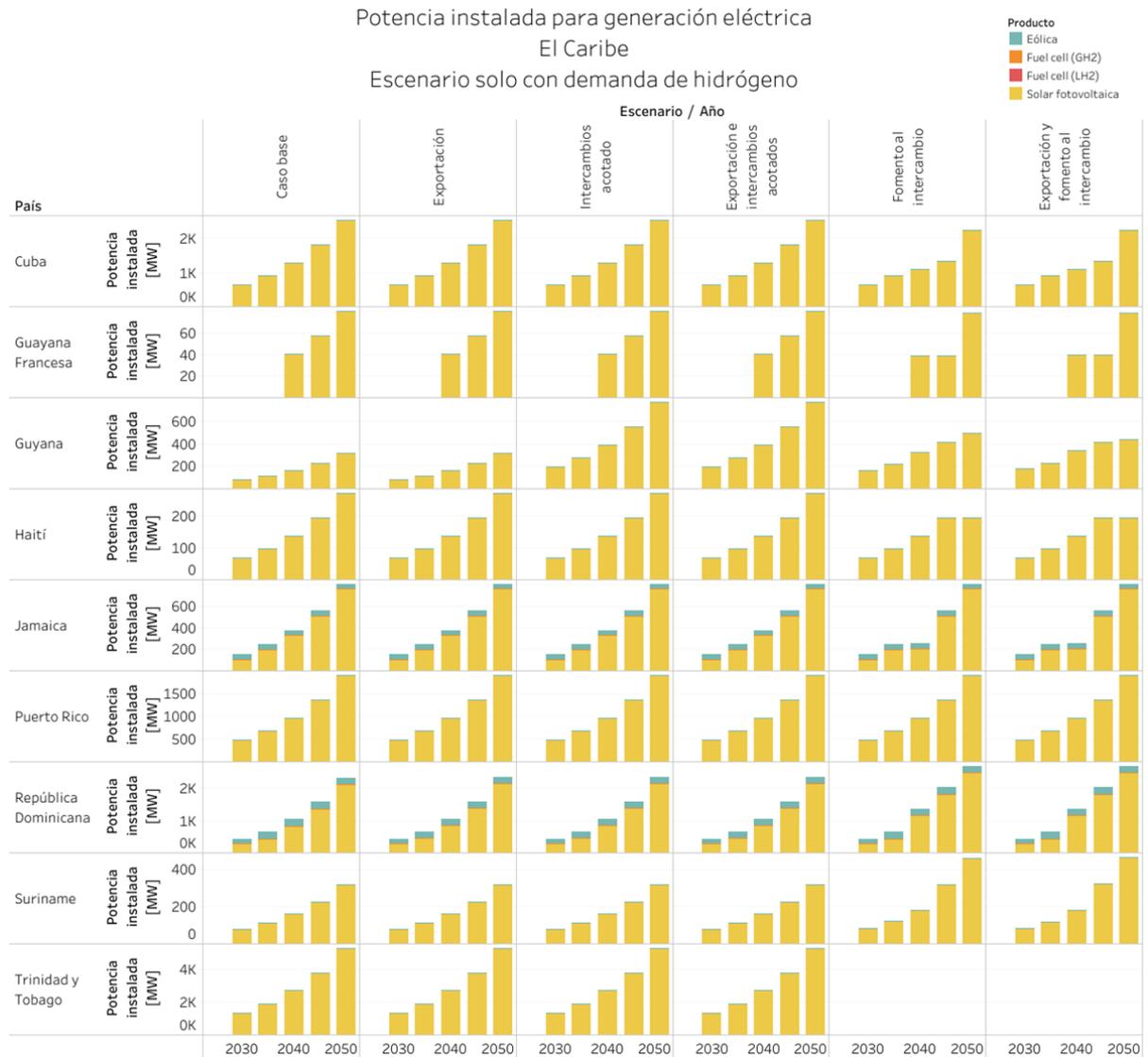


Figura E-23: Potencia instalada para generación eléctrica en países de El Caribe. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Potencia instalada para generación eléctrica  
El Caribe  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

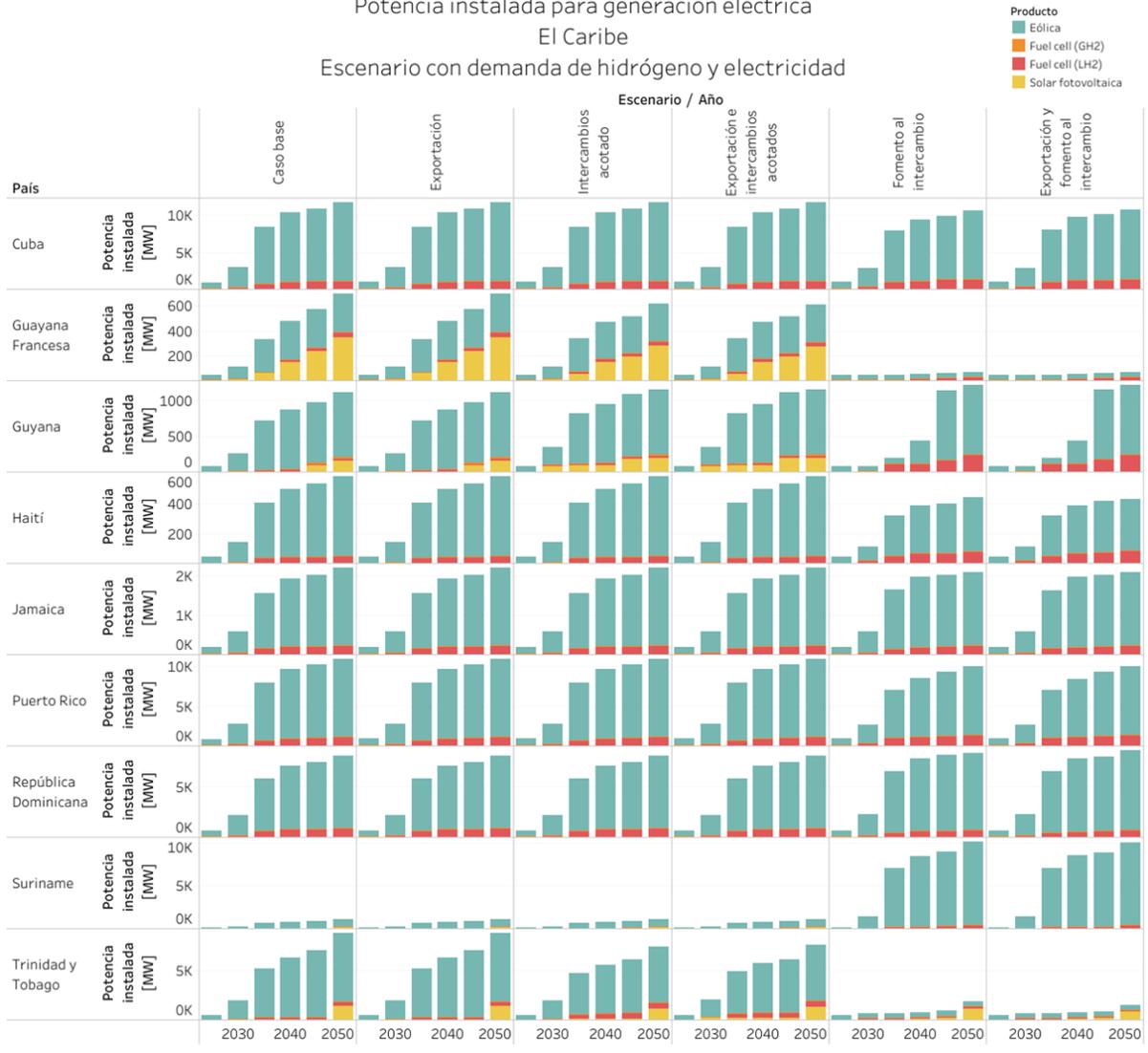


Figura E-24: Potencia instalada para generación eléctrica en países de El Caribe. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.



## Intercambios de energía entre países

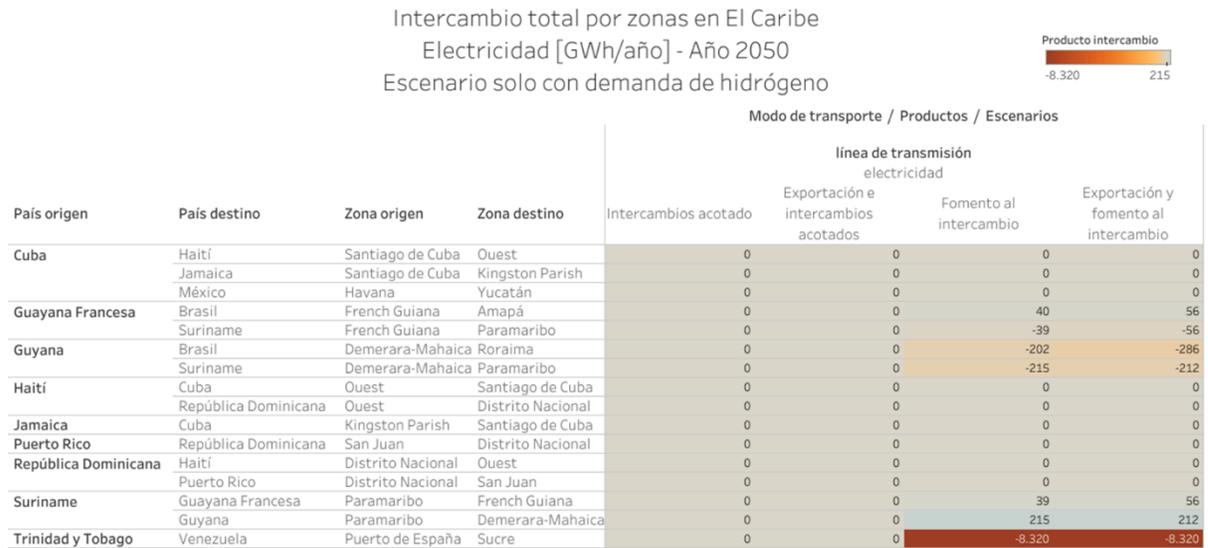


Figura E-26: Intercambio total de electricidad por zonas en Centroamérica, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.



Figura E-27: Intercambio total de electricidad por zonas en Centroamérica, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

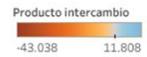
Intercambio total por zonas en El Caribe  
 Camión - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
 Escenario solo con demanda de hidrógeno



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios									
				camión						hidrógeno líquido			
				hidrógeno gaseoso			hidrógeno gaseoso			hidrógeno líquido		hidrógeno líquido	
Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio		
Cuba	Haití	Santiago de Cuba	Ouest	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Jamaica	Santiago de Cuba	Kingston Parish	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	México	Havana	Yucatán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guayana Francesa	Brasil	French Guiana	Amapá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Suriname	French Guiana	Paramaribo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guyana	Brasil	Demerara-Mahaica	Roraima	0	0	0	0	11.808	11.808	11.808	11.808	11.808	11.808
	Suriname	Demerara-Mahaica	Paramaribo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Haití	Cuba	Ouest	Santiago de Cuba	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	República Dominicana	Ouest	Distrito Nacional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jamaica	Cuba	Kingston Parish	Santiago de Cuba	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Rico	República Dominicana	San Juan	Distrito Nacional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
República Dominicana	Haití	Distrito Nacional	Ouest	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Puerto Rico	Distrito Nacional	San Juan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suriname	Guayana Francesa	Paramaribo	French Guiana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guyana	Paramaribo	Demerara-Mahaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trinidad y Tobago	Venezuela	Puerto de España	Sucre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura E-28: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en El Caribe, mediante camión, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

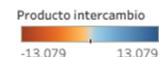
Intercambio total por zonas en El Caribe  
 Camión - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
 Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios									
				camión						hidrógeno líquido			
				hidrógeno gaseoso			hidrógeno gaseoso			hidrógeno líquido		hidrógeno líquido	
Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio		
Cuba	Haití	Santiago de Cuba	Ouest	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Jamaica	Santiago de Cuba	Kingston Parish	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	México	Havana	Yucatán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guayana Francesa	Brasil	French Guiana	Amapá	5	4	0	0	-330	-350	0	0	0	0
	Suriname	French Guiana	Paramaribo	-196	-209	0	0	-499	-507	-144	-147	0	0
Guyana	Brasil	Demerara-Mahaica	Roraima	0	0	0	0	3.055	3.170	11.808	11.808	0	0
	Suriname	Demerara-Mahaica	Paramaribo	-16	-17	0	0	-37	-25	-1.168	-1.046	0	0
Haití	Cuba	Ouest	Santiago de Cuba	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	República Dominicana	Ouest	Distrito Nacional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jamaica	Cuba	Kingston Parish	Santiago de Cuba	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Rico	República Dominicana	San Juan	Distrito Nacional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
República Dominicana	Haití	Distrito Nacional	Ouest	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Puerto Rico	Distrito Nacional	San Juan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suriname	Guayana Francesa	Paramaribo	French Guiana	196	209	0	0	499	507	144	147	0	0
	Guyana	Paramaribo	Demerara-Mahaica	16	17	0	0	37	25	1.168	1.046	0	0
Trinidad y Tobago	Venezuela	Puerto de España	Sucre	-34.749	-33.656	-30.233	-30.233	-41.756	-43.038	-35.364	-39.808	0	0

Figura E-29: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en El Caribe, mediante camión, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Intercambio total por zonas en El Caribe  
Barco - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios			
				barco			
				hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido	
Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio				
Cuba	Haití	Santiago de Cuba	Ouest	0	0	-10.247	-10.247
	Jamaica	Santiago de Cuba	Kingston Parish	0	0	0	0
	México	Havana	Yucatán	0	0	0	0
Guayana Francesa	Brasil	French Guiana	Amapá	0	0	0	0
	Suriname	French Guiana	Paramaribo	0	0	0	0
Guyana	Brasil	Demerara-Mahaica	Roraima	0	0	0	0
	Suriname	Demerara-Mahaica	Paramaribo	0	0	0	0
Haití	Cuba	Ouest	Santiago de Cuba	0	0	10.247	10.247
	República Dominicana	Ouest	Distrito Nacional	0	0	-13.079	-13.079
Jamaica	Cuba	Kingston Parish	Santiago de Cuba	0	0	0	0
Puerto Rico	República Dominicana	San Juan	Distrito Nacional	0	0	0	0
República Dominicana	Haití	Distrito Nacional	Ouest	0	0	13.079	13.079
	Puerto Rico	Distrito Nacional	San Juan	0	0	0	0
Suriname	Guayana Francesa	Paramaribo	French Guiana	0	0	0	0
	Guyana	Paramaribo	Demerara-Mahaica	0	0	0	0
Trinidad y Tobago	Venezuela	Puerto de España	Sucre	0	0	0	0

Figura E-30: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en El Caribe, mediante barcos, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por zonas en El Caribe  
Barco - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios			
				barco			
				hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido	
Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio				
Cuba	Haití	Santiago de Cuba	Ouest	0	0	25.360	14.535
	Jamaica	Santiago de Cuba	Kingston Parish	0	0	11.761	8.734
	México	Havana	Yucatán	0	0	-123.767	-104.504
Guayana Francesa	Brasil	French Guiana	Amapá	0	0	0	0
	Suriname	French Guiana	Paramaribo	0	0	0	0
Guyana	Brasil	Demerara-Mahaica	Roraima	0	0	0	0
	Suriname	Demerara-Mahaica	Paramaribo	0	0	0	0
Haití	Cuba	Ouest	Santiago de Cuba	0	0	-25.360	-14.535
	República Dominicana	Ouest	Distrito Nacional	0	0	12.432	483
Jamaica	Cuba	Kingston Parish	Santiago de Cuba	0	0	-11.761	-8.734
Puerto Rico	República Dominicana	San Juan	Distrito Nacional	0	0	-55.862	-57.155
República Dominicana	Haití	Distrito Nacional	Ouest	0	0	-12.432	-483
	Puerto Rico	Distrito Nacional	San Juan	0	0	55.862	57.155
Suriname	Guayana Francesa	Paramaribo	French Guiana	0	0	0	0
	Guyana	Paramaribo	Demerara-Mahaica	0	0	0	0
Trinidad y Tobago	Venezuela	Puerto de España	Sucre	0	0	0	0

Figura E-31: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en El Caribe, mediante barcos, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

## Exportación

No hay exportación.

# Zona Andina

## Costos

Costo total por país y zonas [MUSD] en Zona Andina  
Escenarios solo con demanda de hidrógeno



Año	País	Zona	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Bolivia	La Paz Department	74	74	74	74	14	14
		Santa Cruz	40	40	40	40	36	36
		Tarija	38	38	38	38	71	71
		<b>Total</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>121</b>	<b>121</b>
	Brasil	Acre	73	73	24	24	24	24
		Amapá	27	27	28	28	27	27
		Bahia	61	61	62	62	61	61
		Ceará	92	92	92	92	92	92
		Distrito Federal	231	231	179	179	179	179
		Maranhão	94	94	94	94	94	95
		Mato Grosso	121	121	72	72	72	72
		Mato Grosso do Sul	27	27	12	12	12	12
		Pará	68	68	36	36	37	36
		Paraná	93	93	53	54	388	362
		Pernambuco	18	18	18	18	19	19
		Rio de Janeiro	289	289	252	252	254	254
		Rio Grande do Sul	34	34	35	35	36	36
		Roraima	33	33	21	21	22	22
		Santa Catarina	37	37	36	35	35	35
		São Paulo	110	110	110	110	109	109
Tocantins	31	31	31	31	31	31		
<b>Total</b>	<b>1.438</b>	<b>1.438</b>	<b>1.155</b>	<b>1.156</b>	<b>1.490</b>	<b>1.463</b>		
Colombia	Antioquia	42	40	40	40	40	40	
	Atlántico	343	326	294	315	345	339	
	Bogotá	68	66	66	66	66	65	
	La Guajira	106	113	205	312	281	398	
	Sucre	96	116	101	108	112	127	
	Valle del Cauca	271	307	310	305	309	321	
<b>Total</b>	<b>926</b>	<b>968</b>	<b>1.017</b>	<b>1.146</b>	<b>1.153</b>	<b>1.289</b>		
Ecuador	El Oro	106	106	24	24	23	24	
	Esmeraldas	97	97	96	96	96	96	
	Guayas	44	44	29	28	29	29	
	Pichincha	174	174	175	176	177	176	
	<b>Total</b>	<b>421</b>	<b>421</b>	<b>323</b>	<b>324</b>	<b>325</b>	<b>325</b>	
Perú	Arequipa	45	45	44	41	49	48	
	Cusco	47	47	67	67	67	67	
	Ica	250	316	273	346	259	334	
	La Libertad	54	54	54	54	54	53	
	Lima	39	-31	48	-28	57	-20	
	Piura	54	54	139	138	138	137	
	Tacna	79	79	79	82	1	1	
	<b>Total</b>	<b>568</b>	<b>564</b>	<b>705</b>	<b>700</b>	<b>625</b>	<b>621</b>	
Venezuela	Bolívar	123	123	123	123	124	124	
	La Guaira	162	74	152	74	153	-42	
	Sucre	489	572	472	477	682	765	
	Zulia	153	154	78	54	2	5	
	<b>Total</b>	<b>927</b>	<b>923</b>	<b>825</b>	<b>729</b>	<b>960</b>	<b>852</b>	
<b>Total</b>			<b>4.432</b>	<b>4.466</b>	<b>4.176</b>	<b>4.208</b>	<b>4.674</b>	

Figura E-32: Costo total por países de la Zona Andina según escenarios, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo total por país y zonas [MUSD] en Zona Andina  
Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad



Año	País	Zona	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Bolivia	La Paz Department	486	489	509	512	1.224	1.199
		Santa Cruz	148	148	145	146	133	137
		Tarija	42	43	39	46	107	102
		<b>Total</b>	<b>676</b>	<b>680</b>	<b>693</b>	<b>704</b>	<b>1.464</b>	<b>1.438</b>
	Brasil	Acre	260	267	329	329	93	92
		Amapá	117	116	147	154	80	80
		Bahia	2.842	2.652	2.764	2.598	2.755	2.655
		Ceará	1.515	1.632	1.486	1.578	1.424	1.505
		Distrito Federal	3.073	3.041	2.954	2.985	2.908	2.980
		Maranhão	1.841	1.839	1.836	1.835	1.810	1.800
		Mato Grosso	1.862	1.862	1.704	1.701	906	909
		Mato Grosso do Sul	850	869	1.060	1.066	1.029	1.031
		Pará	3.068	3.072	2.847	2.838	1.614	1.615
		Paraná	308	305	149	154	183	175
		Pernambuco	1.079	1.082	1.078	1.081	1.077	1.077
		Rio de Janeiro	3.271	3.587	3.237	3.381	3.193	3.331
		Rio Grande do Sul	1.014	986	1.180	1.083	1.145	1.086
		Roraima	169	165	116	117	132	135
	Santa Catarina	2.409	2.304	2.390	2.284	2.330	2.294	
	São Paulo	587	606	572	597	596	586	
	Tocantins	816	814	843	816	837	837	
	<b>Total</b>	<b>25.083</b>	<b>25.200</b>	<b>24.691</b>	<b>24.598</b>	<b>22.112</b>	<b>22.188</b>	
	Colombia	Antioquia	113	115	115	118	109	111
		Atlántico	1.221	1.255	1.251	1.336	1.169	1.299
		Bogotá	1.152	1.119	973	901	956	900
		La Guajira	445	378	837	838	1.259	1.138
		Sucre	308	339	270	270	213	218
		Valle del Cauca	362	375	250	293	250	272
		<b>Total</b>	<b>3.602</b>	<b>3.581</b>	<b>3.696</b>	<b>3.757</b>	<b>3.957</b>	<b>3.939</b>
	Ecuador	El Oro	263	263	93	87	93	90
		Esmeraldas	61	61	38	113	39	39
		Guayas	894	895	684	580	673	644
		Pichincha	60	60	80	67	73	65
<b>Total</b>		<b>1.278</b>	<b>1.278</b>	<b>894</b>	<b>847</b>	<b>879</b>	<b>838</b>	
Perú	Arequipa	65	64	64	64	80	76	
	Cusco	59	59	149	149	510	495	
	Ica	1.536	1.521	1.797	1.777	2.157	2.118	
	La Libertad	58	60	73	71	77	82	
	Lima	238	266	226	246	247	264	
	Piura	405	396	920	933	937	966	
	Tacna	63	60	83	74	28	27	
	<b>Total</b>	<b>2.425</b>	<b>2.427</b>	<b>3.311</b>	<b>3.314</b>	<b>4.036</b>	<b>4.027</b>	
Venezuela	Bolívar	354	356	428	424	222	225	
	La Guaira	396	340	331	307	325	390	
	Sucre	1.862	1.977	2.344	2.330	2.696	2.761	
	Zulia	1.161	1.142	734	736	493	460	
	<b>Total</b>	<b>3.772</b>	<b>3.816</b>	<b>3.838</b>	<b>3.796</b>	<b>3.736</b>	<b>3.836</b>	
<b>Total</b>			<b>36.835</b>	<b>36.982</b>	<b>37.123</b>	<b>37.017</b>	<b>36.184</b>	<b>36.266</b>

Figura E-33: Costo total por países de la Zona Andina según escenarios, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Costo nivelado región Zona Andina  
Escenarios solo con demanda de hidrógeno

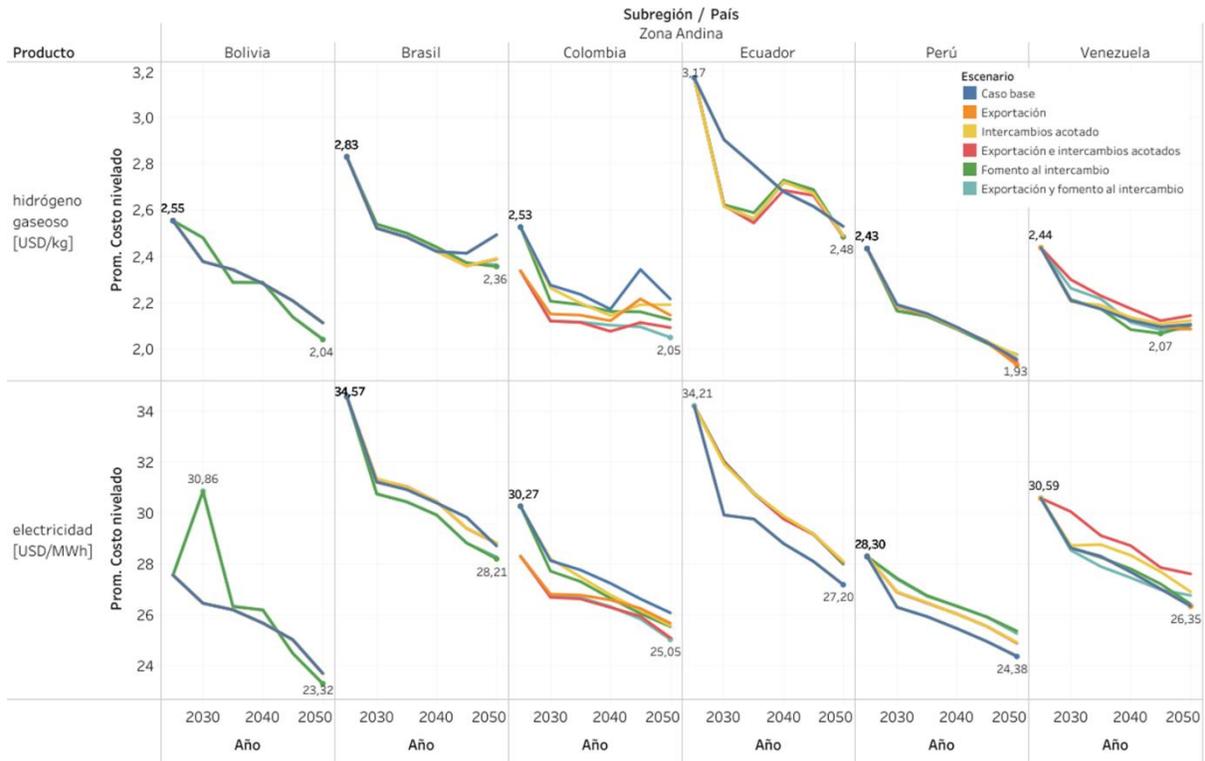


Figura E-34: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad en países de la Zona Andina. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado región Zona Andina  
Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad

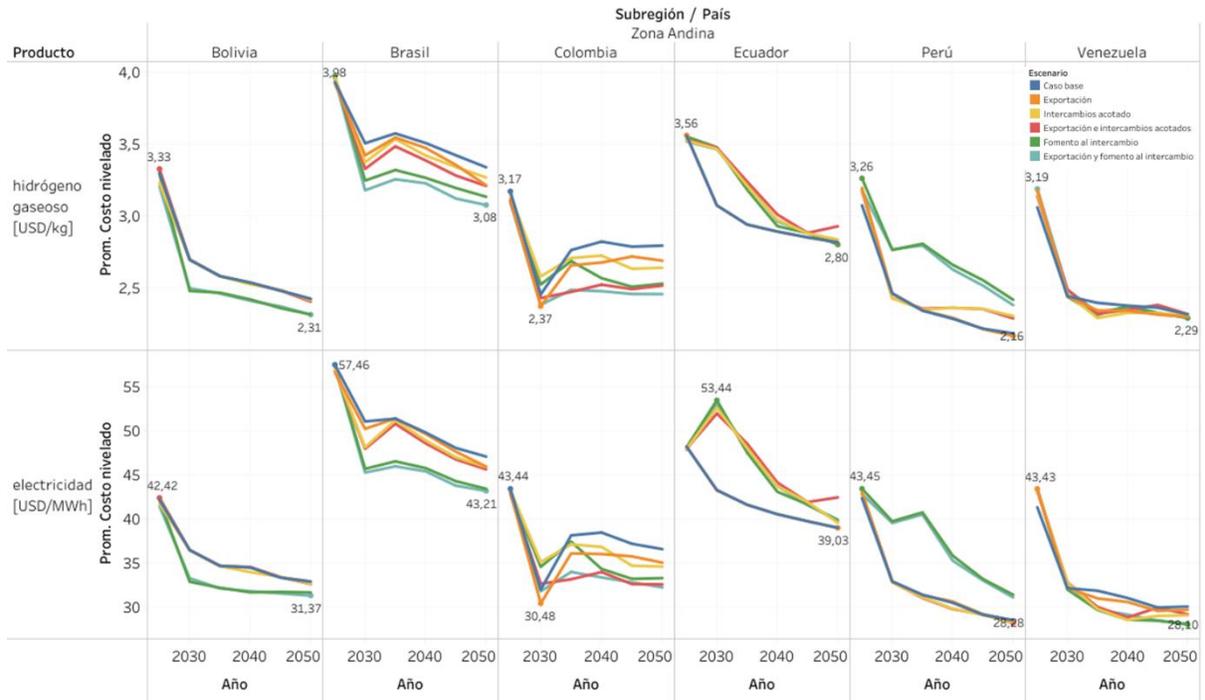


Figura E-35: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad en países de la Zona Andina. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Costo nivelado en Zona Andina  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

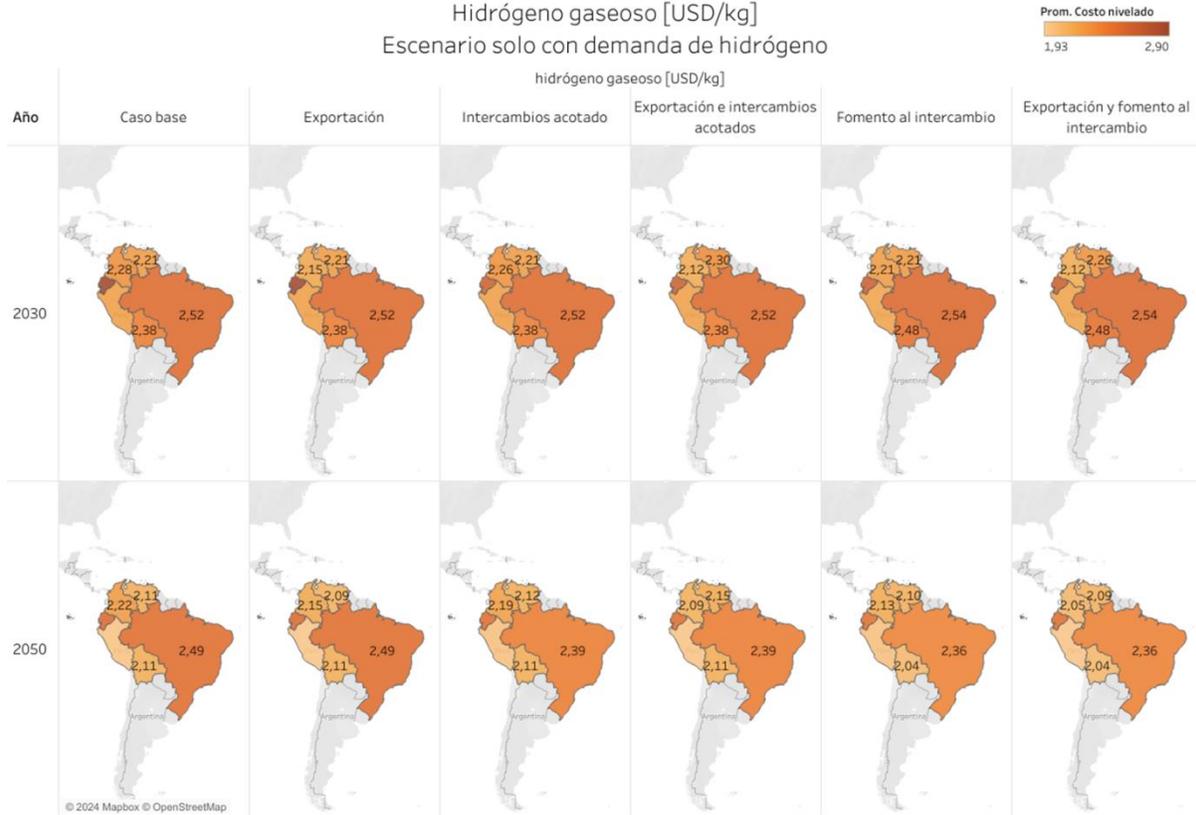


Figura E-36: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso en países de la Zona Andina, años 2030 y 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado en Zona Andina  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

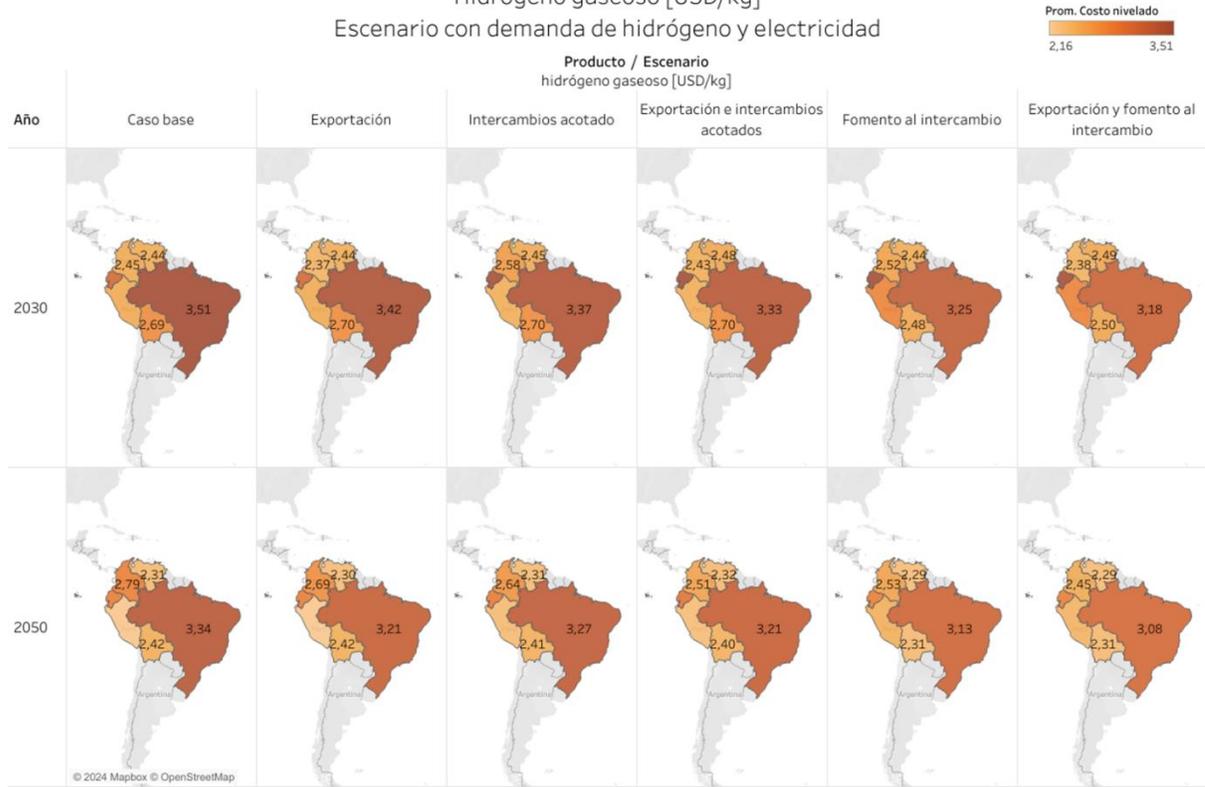


Figura E-37: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso en países de la Zona Andina, años 2030 y 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Potencia instalada

Potencia instalada para generación eléctrica  
Zona Andina  
Escenario solo con demanda de hidrógeno



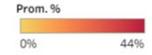
Figura E-38: Potencia instalada para generación eléctrica en países de la Zona Andina. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Potencia instalada para generación eléctrica  
Zona Andina  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



Figura E-39: Potencia instalada para generación eléctrica en países de la Zona Andina. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Porcentaje promedio de demanda de falla  
 Electricidad - Zona Andina  
 Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País	Escenario	Años / Bloques																																		
		2025					2030					2035					2040					2045					2050									
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5					
Bolivia	Caso base	6%	42%	0%	0%	11%	3%	31%	0%	0%	3%	6%	33%	0%	0%	3%	6%	33%	0%	0%	3%	6%	33%	0%	0%	3%	3%	28%	0%	0%	3%	3%	22%	0%	0%	3%
	Exportación	6%	44%	0%	0%	11%	3%	31%	0%	0%	3%	6%	33%	0%	0%	3%	6%	33%	0%	0%	3%	6%	33%	0%	0%	3%	3%	25%	0%	0%	3%	3%	22%	0%	0%	3%
	Intercambios acotado	6%	44%	0%	0%	11%	3%	31%	0%	0%	3%	6%	33%	0%	0%	3%	6%	31%	0%	0%	3%	3%	25%	0%	0%	3%	3%	22%	0%	0%	3%	3%	22%	0%	0%	3%
	Exportación e intercambios acotados	6%	44%	0%	0%	11%	3%	31%	0%	0%	3%	6%	33%	0%	0%	3%	6%	31%	0%	0%	3%	3%	25%	0%	0%	3%	3%	22%	0%	0%	3%	3%	22%	0%	0%	3%
	Fomento al intercambio	6%	44%	0%	0%	11%	3%	25%	0%	0%	3%	6%	28%	0%	0%	3%	6%	19%	0%	0%	3%	3%	19%	0%	0%	3%	3%	17%	0%	0%	3%	3%	17%	0%	0%	3%
Brasil	Exportación y fomento al intercambio	6%	44%	0%	0%	11%	3%	22%	0%	0%	0%	6%	28%	0%	0%	3%	6%	19%	0%	0%	3%	3%	17%	0%	0%	3%	3%	14%	0%	0%	3%	3%	14%	0%	0%	3%
	Caso base	13%	39%	0%	3%	18%	10%	36%	0%	2%	12%	9%	37%	0%	2%	11%	9%	36%	0%	2%	10%	8%	33%	0%	2%	8%	7%	33%	0%	2%	8%	7%	33%	0%	2%	7%
	Exportación	13%	37%	0%	3%	16%	9%	34%	0%	2%	12%	8%	37%	0%	2%	11%	8%	36%	0%	2%	10%	8%	33%	0%	2%	8%	8%	32%	0%	2%	8%	8%	32%	0%	2%	7%
	Intercambios acotado	13%	37%	0%	3%	16%	10%	36%	0%	3%	12%	9%	37%	0%	3%	10%	9%	35%	0%	2%	9%	8%	33%	0%	2%	8%	8%	32%	0%	2%	8%	8%	32%	0%	2%	7%
	Exportación e intercambios acotados	13%	37%	0%	3%	16%	10%	35%	0%	3%	12%	8%	37%	0%	2%	10%	8%	36%	0%	2%	9%	8%	34%	0%	2%	8%	8%	31%	0%	2%	7%	8%	31%	0%	2%	7%
Colombia	Fomento al intercambio	13%	38%	0%	3%	18%	8%	36%	0%	1%	11%	6%	33%	0%	2%	8%	6%	32%	0%	1%	6%	6%	30%	0%	1%	5%	6%	29%	0%	0%	4%	6%	29%	0%	0%	4%
	Exportación y fomento al intercambio	13%	38%	0%	3%	18%	8%	34%	0%	0%	11%	6%	33%	0%	2%	8%	6%	31%	0%	1%	6%	6%	30%	0%	1%	5%	6%	28%	0%	0%	4%	6%	28%	0%	0%	4%
	Caso base	4%	28%	0%	0%	7%	3%	21%	0%	0%	4%	4%	24%	0%	1%	4%	4%	22%	0%	1%	3%	4%	24%	0%	1%	3%	4%	21%	0%	1%	3%	4%	21%	0%	1%	3%
	Exportación	4%	28%	0%	0%	7%	3%	19%	0%	0%	4%	4%	22%	0%	1%	4%	4%	22%	0%	1%	3%	4%	22%	0%	1%	3%	4%	17%	0%	1%	3%	4%	17%	0%	1%	3%
	Intercambios acotado	4%	28%	0%	0%	7%	3%	18%	0%	0%	4%	4%	25%	0%	0%	4%	4%	25%	0%	0%	4%	4%	22%	0%	0%	4%	4%	21%	0%	0%	3%	4%	21%	0%	0%	3%
Ecuador	Exportación e intercambios acotados	4%	28%	0%	0%	7%	3%	17%	0%	0%	3%	4%	22%	0%	0%	4%	4%	22%	0%	0%	4%	4%	21%	0%	0%	3%	4%	18%	0%	0%	3%	4%	18%	0%	0%	3%
	Fomento al intercambio	4%	28%	0%	0%	7%	3%	18%	0%	0%	3%	4%	25%	0%	0%	4%	4%	24%	0%	0%	3%	4%	24%	0%	0%	3%	4%	21%	0%	0%	3%	4%	21%	0%	0%	3%
	Exportación y fomento al intercambio	4%	28%	0%	0%	7%	3%	17%	0%	0%	3%	4%	22%	0%	0%	4%	4%	22%	0%	0%	3%	4%	19%	0%	0%	3%	4%	17%	0%	0%	3%	4%	17%	0%	0%	3%
	Caso base	4%	33%	0%	2%	8%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	21%	0%	0%	4%	4%	15%	0%	0%	2%	4%	15%	0%	0%	2%
	Exportación	4%	33%	0%	2%	8%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	21%	0%	0%	4%	4%	15%	0%	0%	2%	4%	15%	0%	0%	2%
Perú	Intercambios acotado	4%	33%	0%	2%	8%	4%	33%	0%	0%	6%	4%	25%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	19%	0%	0%	2%
	Exportación e intercambios acotados	4%	33%	0%	2%	8%	4%	33%	0%	0%	8%	4%	27%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	19%	0%	0%	2%
	Fomento al intercambio	4%	33%	0%	2%	8%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	21%	0%	0%	4%	4%	17%	0%	0%	2%	4%	17%	0%	0%	2%
	Exportación y fomento al intercambio	4%	33%	0%	2%	8%	4%	27%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	23%	0%	0%	4%	4%	19%	0%	0%	4%	4%	17%	0%	0%	2%	4%	17%	0%	0%	2%
	Caso base	6%	32%	0%	0%	10%	5%	26%	0%	0%	6%	5%	31%	0%	0%	6%	5%	31%	0%	0%	6%	5%	24%	0%	0%	5%	5%	19%	0%	0%	4%	6%	19%	0%	0%	4%
Venezuela	Exportación	6%	32%	0%	0%	11%	4%	19%	0%	0%	5%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	17%	0%	0%	2%	4%	17%	0%	0%	2%	4%	17%	0%	0%	2%
	Intercambios acotado	6%	32%	0%	0%	11%	4%	19%	0%	0%	5%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	17%	0%	0%	2%	4%	15%	0%	0%	2%	4%	15%	0%	0%	2%
	Exportación e intercambios acotados	6%	32%	0%	0%	11%	4%	19%	0%	0%	5%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	17%	0%	0%	2%	4%	15%	0%	0%	2%	4%	15%	0%	0%	2%
	Fomento al intercambio	6%	32%	0%	0%	11%	0%	14%	0%	0%	0%	15%	0%	0%	1%	0%	14%	0%	0%	0%	13%	0%	0%	0%	1%	13%	0%	0%	0%	1%	13%	0%	0%	0%		
	Exportación y fomento al intercambio	6%	32%	0%	0%	11%	0%	14%	0%	0%	0%	15%	0%	0%	1%	0%	14%	0%	0%	0%	13%	0%	0%	0%	1%	13%	0%	0%	0%	1%	13%	0%	0%	0%		

Figura E-40: Porcentaje promedio de demanda de falla de electricidad por bloques en países de la Zona Andina. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

## Intercambios de energía entre países

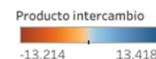
Intercambio total por zonas en Zona Andina  
Electricidad [GWh/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios			
				línea de transmisión electricidad			
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
Bolivia	Argentina	Tarija	Salta	0	0	-72	-71
	Paraguay	Tarija	Boquerón	0	0	1.703	1.699
	Perú	La Paz Department	Tacna	0	0	-1	-4
Brasil	Argentina	Paraná	Corrientes	-54	-33	0	0
	Guayana Francesa	Amapá	French Guiana	0	0	-40	-56
	Guyana	Roraima	Demerara-Mahaica	0	0	202	286
	Paraguay	Mato Grosso do Sul	Amambay	-3	0	4	1
		Paraná	Alto Paraná	8	23	108	52
	Perú	Acre	Cusco	0	0	0	0
	Uruguay	Río Grande do Sul	Rivera	15	19	45	46
Colombia	Venezuela	Roraima	Bolívar	-62	-52	-215	-312
	Ecuador	Valle del Cauca	Pichincha	-24	-36	-38	26
	Panamá	Sucre	Panamá	0	0	0	0
Venezuela	La Guajira	Zulia		4.211	8.334	1.226	5.995
	Colombia	Pichincha	Valle del Cauca	24	36	38	-26
Ecuador	Perú	El Oro	Piura	-3.223	-3.163	-3.128	-3.109
	Perú	Tacna	La Paz	0	0	1	4
Perú	Brasil	Cusco	Acre	0	0	0	0
	Chile	Tacna	Arica y Parinacota	0	0	-82	-72
	Ecuador	Piura	El Oro	3.223	3.163	3.128	3.109
Venezuela	Brasil	Bolívar	Roraima	62	52	215	312
	Colombia	Zulia	La Guajira	-4.211	-8.334	-1.226	-5.995
	Trinidad y Tobago	Sucre	Puerto de España	0	0	8.320	8.320

Figura E-41: Intercambio total de electricidad por zonas en la Zona Andina, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

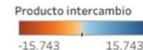
Intercambio total por zonas en Zona Andina  
Electricidad [GWh/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios			
				línea de transmisión electricidad			
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
Bolivia	Argentina	Tarija	Salta	0	0	-6.253	-6.177
	Paraguay	Tarija	Boquerón	0	0	5.145	4.607
	Perú	La Paz Department	Tacna	0	0	7.677	7.652
Brasil	Argentina	Paraná	Corrientes	-58	6	-689	-175
	Guayana Francesa	Amapá	French Guiana	0	0	-7.931	-7.863
	Guyana	Roraima	Demerara-Mahaica	0	0	-3.073	-2.848
	Paraguay	Mato Grosso do Sul	Amambay	8.293	8.294	5.429	5.490
	Paraguay	Paraná	Alto Paraná	502	298	-191	-85
Perú	Acre	Cusco	0	0	-10.510	-10.538	
Uruguay	Rio Grande do Sul	Rivera	2.506	3.149	2.850	3.837	
Venezuela	Roraima	Bolívar	-3.938	-4.035	-1.314	-1.607	
Colombia	Ecuador	Valle del Cauca	Pichincha	-3.094	-2.730	-2.786	-2.583
	Panamá	Sucre	Panamá	0	0	0	0
	Venezuela	La Guajira	Zulia	8.609	9.421	9.849	9.228
Ecuador	Colombia	Pichincha	Valle del Cauca	3.094	2.730	2.786	2.583
	Perú	El Oro	Piura	-12.855	-13.214	-13.043	-12.946
Perú	Bolivia	Tacna	La Paz	0	0	-7.677	-7.652
	Brasil	Cusco	Acre	0	0	10.510	10.538
	Chile	Tacna	Arica y Parinacota	0	0	7.122	6.936
	Ecuador	Piura	El Oro	12.855	13.214	13.043	12.946
Venezuela	Brasil	Bolívar	Roraima	3.938	4.035	1.314	1.607
	Colombia	Zulia	La Guajira	-8.609	-9.421	-9.849	-9.228
	Trinidad y Tobago	Sucre	Puerto de España	0	0	13.418	13.320

Figura E-42: Intercambio total de electricidad por zonas en la Zona Andina, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Intercambio total por zonas en Zona Andina  
Camión - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios									
				camión									
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	hidrógeno gaseoso Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	hidrógeno líquido Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio		
Bolivia	Argentina	Tarija	Salta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Paraguay	Tarija	Boquerón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perú	La Paz Department	Tacna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Brasil	Argentina	Paraná	Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guayana Francesa	Amapá	French Guiana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guyana	Roraima	Demerara-Mahaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Paraguay	Mato Grosso do Sul	Amambay	-7.025	-6.670	-4.096	-4.104	-8.714	-9.069	-11.808	-11.808	-11.643	-11.635
	Paraguay	Paraná	Alto Paraná	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perú	Acre	Cusco	0	0	0	0	0	0	-15.743	-15.743	-15.743	-15.743	
Uruguay	Rio Grande do Sul	Rivera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Venezuela	Roraima	Bolívar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Colombia	Ecuador	Valle del Cauca	Pichincha	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Panamá	Sucre	Panamá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Venezuela	La Guajira	Zulia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ecuador	Colombia	Pichincha	Valle del Cauca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perú	El Oro	Piura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perú	Bolivia	Tacna	La Paz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Brasil	Cusco	Acre	0	0	0	0	0	0	15.743	15.743	15.743	15.743
	Chile	Tacna	Arica y Parinacota	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ecuador	Piura	El Oro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venezuela	Brasil	Bolívar	Roraima	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Colombia	Zulia	La Guajira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Trinidad y Tobago	Sucre	Puerto de España	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura E-43: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Zona Andina, mediante camión, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por zonas en Zona Andina  
Camión - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios									
				camión					camión				
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados
Bolivia	Argentina	Tarija	Salta	0	0	0	0	0	0	4.795	0	0	0
	Paraguay	Tarija	Boquerón	0	0	0	0	0	231	402	0	0	0
	Perú	La Paz Department	Tacna	114	0	0	0	0	3.916	3.700	0	0	0
Brasil	Argentina	Paraná	Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guayana Francesa	Amapá	French Guiana	-5	-4	0	0	0	330	350	0	0	0
	Guyana	Roraima	Demerara-Mahaica	0	0	0	0	0	-3.055	-3.170	-11.808	-11.808	0
	Paraguay	Mato Grosso do Sul	Amambay	0	0	0	0	0	-15.740	-15.740	-15.740	-15.740	0
		Paraná	Alto Paraná	0	0	0	0	0	134	0	177	67	0
	Perú	Acre	Cusco	-18.451	-16.643	0	0	0	-46.373	-48.180	-19.100	-18.681	0
	Uruguay	Rio Grande do Sul	Rivera	0	0	0	0	0	5.036	7.859	4.592	6.920	0
	Venezuela	Roraima	Bolívar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Colombia	Ecuador	Valle del Cauca	Pichincha	0	0	0	0	0	-7	-326	0	0	-36
	Panamá	Sucre	Panamá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Venezuela	La Guajira	Zulia	0	0	0	0	0	768	1.945	0	0	0
Ecuador	Colombia	Pichincha	Valle del Cauca	0	0	0	0	0	7	326	0	0	36
	Perú	El Oro	Piura	0	0	0	0	0	-2.538	-1.732	-2.785	-1.561	0
Perú	Bolivia	Tacna	La Paz	-114	0	0	0	0	-3.916	-3.700	0	0	0
	Brasil	Cusco	Acre	18.451	16.643	0	0	0	46.373	48.180	19.100	18.681	0
	Chile	Tacna	Arica y Parinacota	488	96	0	0	0	18.836	16.548	0	0	0
	Ecuador	Piura	El Oro	0	0	0	0	0	2.538	1.732	2.785	1.561	0
Venezuela	Brasil	Bolívar	Roraima	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Colombia	Zulia	La Guajira	0	0	0	0	0	-768	-1.945	0	0	0
	Trinidad y Tobago	Sucre	Puerto de España	34.749	33.656	30.233	30.233	0	41.756	43.038	35.364	39.808	0

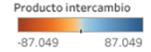
Figura E-44: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Zona Andina, mediante camión, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Intercambio total por zonas en Zona Andina  
Barco y ductos - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios									
				barco				ducto					
				Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio		
Bolivia	Argentina	Tarija	Salta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Paraguay	Tarija	Boquerón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perú	La Paz Department	Tacna	0	0	0	0	0	-31.957	-31.957	0	0	0
Brasil	Argentina	Paraná	Corrientes	0	0	0	0	0	119.514	114.949	22.185	15.695	0
	Guayana Francesa	Amapá	French Guiana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guyana	Roraima	Demerara-Mahaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Paraguay	Mato Grosso do Sul	Amambay	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Paraná	Alto Paraná	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perú	Acre	Cusco	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Uruguay	Rio Grande do Sul	Rivera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Venezuela	Roraima	Bolívar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Colombia	Ecuador	Valle del Cauca	Pichincha	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Panamá	Sucre	Panamá	0	0	29.481	29.481	0	0	0	0	0	0
	Venezuela	La Guajira	Zulia	0	0	0	0	0	78.569	78.591	0	0	0
Ecuador	Colombia	Pichincha	Valle del Cauca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perú	El Oro	Piura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perú	Bolivia	Tacna	La Paz	0	0	0	0	0	31.957	31.957	0	0	0
	Brasil	Cusco	Acre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Chile	Tacna	Arica y Parinacota	0	0	0	0	0	-70.705	-70.705	0	0	0
	Ecuador	Piura	El Oro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venezuela	Brasil	Bolívar	Roraima	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Colombia	Zulia	La Guajira	0	0	0	0	0	-78.569	-78.591	0	0	0
	Trinidad y Tobago	Sucre	Puerto de España	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura E-45: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Zona Andina, mediante barcos y ductos, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por zonas en Zona Andina  
Barco y ducto - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios							
				barco				ducto			
				hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido		hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido	
Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio				
Bolivia	Argentina	Tarija	Salta	0	0	0	0	21.825	20.042	6.707	6.688
	Paraguay	Tarija	Boquerón	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perú	La Paz Department	Tacna	0	0	0	0	46.659	46.661	54.839	59.272
Brasil	Argentina	Paraná	Corrientes	0	0	0	0	43.064	45.295	31.957	24.124
	Guayana Francesa	Amapá	French Guiana	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guyana	Roraima	Demerara-Mahaica	0	0	0	0	0	0	0	0
	Paraguay	Mato Grosso do Sul	Amambay	0	0	0	0	0	0	0	0
	Paraná	Alto Paraná	Acre	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perú	Acre	Cusco	0	0	0	0	0	0	0	0
	Uruguay	Rio Grande do Sul	Rivera	0	0	0	0	0	0	0	0
Colombia	Venezuela	Roraima	Bolívar	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ecuador	Valle del Cauca	Pichincha	0	0	0	0	0	0	0	0
	Panamá	Sucre	Panamá	0	0	-55.117	-61.089	0	0	0	0
	Venezuela	La Guajira	Zulia	0	0	0	0	72.169	73.923	87.049	61.167
Ecuador	Colombia	Pichincha	Valle del Cauca	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perú	El Oro	Piura	0	0	0	0	0	0	0	0
Perú	Bolivia	Tacna	La Paz	0	0	0	0	-46.659	-46.661	-54.839	-59.272
	Brasil	Cusco	Acre	0	0	0	0	0	0	0	0
	Chile	Tacna	Arica y Parinacota	0	0	0	0	7.869	7.869	45.671	51.565
	Ecuador	Piura	El Oro	0	0	0	0	0	0	0	0
Venezuela	Brasil	Bolívar	Roraima	0	0	0	0	0	0	0	0
	Colombia	Zulia	La Guajira	0	0	0	0	-72.169	-73.923	-87.049	-61.167
	Trinidad y Tobago	Sucre	Puerto de España	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura E-46: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Zona Andina, mediante barcos y ductos, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Exportación

Exportación según origen, destino y producto [ton/año]  
Escenario solo con demanda de hidrógeno  
Zona Andina



País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año						
							2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Colombia	Alemania	Atlántico	Bremen	9.291	amoniaco	Exportación		124.036	140.924	159.693	279.450	380.266	
						Exportación e intercambios acotados	128.335	146.038	170.111	296.780	400.541		
						Exportación y fomento al intercambio	129.909	148.094	172.882	301.538	400.974		
						metanol	Exportación		3.138	2.948	3.640	4.984	1.148
							Exportación e intercambios acotados	3.225	3.225	3.640	4.889	825	
							Exportación y fomento al intercambio	3.225	3.041	3.731	4.060	403	
	Bélgica	Atlántico	Antwerp	8.883	amoniaco	Exportación		423.386	409.234	412.958	424.054	432.000	
						Exportación e intercambios acotados	420.054	405.499	412.539	427.329	431.678		
						Exportación y fomento al intercambio	418.216	404.207	411.939	427.539	431.678		
						metanol	Exportación		322	935	613	322	
							Exportación e intercambios acotados	322	935	613		322	
							Exportación y fomento al intercambio	935	935	613		322	
Holanda	Atlántico	Rotterdam	8.827	amoniaco	Exportación		5.388	414.751	432.000	432.000	432.000		
					Exportación e intercambios acotados	5.388	413.784	432.000	432.000	431.678	432.000		
					Exportación y fomento al intercambio	5.388	414.048	432.000	432.000	432.000	431.578		
					metanol	Exportación		5.388	613				
						Exportación e intercambios acotados	5.388	613			322		
						Exportación y fomento al intercambio	5.388					422	
Japón	Atlántico	Chiba	15.292	amoniaco	Exportación						178.791		
					Exportación e intercambios acotados						225.910		
					Exportación y fomento al intercambio						222.521		
					metanol	Exportación					4.863		
						Exportación e intercambios acotados					4.792		
						Exportación y fomento al intercambio					836	4.187	
Perú	Bélgica	Lima	Antwerp	11.703	amoniaco	Exportación y fomento al intercambio					1.516		
		Lima	Rotterdam	11.646	amoniaco	Exportación					390.836		
	Holanda	Lima	Rotterdam	11.646	amoniaco	Exportación e intercambios acotados					394.968		
						Exportación y fomento al intercambio					397.054		
Venezuela	Bélgica	La Guaira	Antwerp	8.313	amoniaco	Exportación					465		
						Exportación e intercambios acotados					154.207		
	Holanda	La Guaira	Rotterdam	8.256	amoniaco	Exportación y fomento al intercambio					327.614		
						Exportación					417.723		
Exportación e intercambios acotados					199.713								
Exportación y fomento al intercambio					432.000								

Figura E-47: Exportación según origen, destino y producto, desde Zona Andina. Escenarios solo con demanda hidrógeno.

Exportación según origen, destino y producto [ton/año]  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad  
Zona Andina



País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año									
							2025	2030	2035	2040	2045	2050				
Brasil	Alemania	Rio de Janeiro	Bremen	10.299	amoniaco	Exportación				4.213	25.583	304.949				
						Exportación e intercambios acotados				12.949	48.575					
						Exportación y fomento al intercambio			4.572	22.996	81.127					
					metanol	Exportación	57.258	59.999	95.094	167.934	24.923					
						Exportación e intercambios acotados	2.684	7.245	85.833	140.601	175.400					
						Exportación y fomento al intercambio			89.388	110.093	130.897					
	Bélgica	Rio de Janeiro	Antwerp	9.891	amoniaco	Exportación				1.300						
						Exportación e intercambios acotados										
						Exportación y fomento al intercambio										
					metanol	Exportación	186.362	240.595	313.315	405.214	379.985					
						Exportación e intercambios acotados	108.294	115.415	315.531	393.214	407.654					
						Exportación y fomento al intercambio	82.969	105.959	272.595	324.455	385.910					
	Holanda	Ceará	Rotterdam	8.240	hidrógeno liq.	Exportación				2.796	700	20.740				
						Exportación e intercambios acotados				4.780	1.008	2.643				
						Exportación y fomento al intercambio			1.683	131	5.007	10.133				
					amoniaco	Exportación										
						Exportación e intercambios acotados	234.394	233.490	304.040	280.911	1.662					
						Exportación y fomento al intercambio			231.278	258.558	212.785					
Holanda	Rio de Janeiro	Rotterdam	9.834	amoniaco	Exportación											
					Exportación e intercambios acotados											
					Exportación y fomento al intercambio											
				metanol	Exportación	149.606	23.946	3.140	1.852	85.783						
					Exportación e intercambios acotados	347.899	263.114	31.732	20.046	2.983						
					Exportación y fomento al intercambio	320.929	262.246	2.368	799							
Holanda	Rio de Janeiro	Rotterdam	9.834	hidrógeno liq.	Exportación			3.821	29.396	57.114	169.194					
					Exportación e intercambios acotados				755	31.313	52.847	112.700				
					Exportación y fomento al intercambio			3.976	25.701	42.663	108.541					
				amoniaco	Exportación					2.250	2.645					
					Exportación e intercambios acotados						15.997					
					Exportación y fomento al intercambio						13.260					
Japón	Rio de Janeiro	Chiba	21.751	amoniaco	Exportación											
					Exportación e intercambios acotados											
					Exportación y fomento al intercambio											
				metanol	Exportación											
					Exportación e intercambios acotados					10.151	104.406					
					Exportación y fomento al intercambio						11.423					
Colombia	Alemania	Atlántico	Bremen	9.291	amoniaco	Exportación				27.317	24.668	181.153	191.234	190.188		
						Exportación e intercambios acotados						162.745	197.992	213.617	212.294	228.459
						Exportación y fomento al intercambio						160.313	199.791	211.656	212.315	249.410
					metanol	Exportación				3.078	4.189	2.522	1.485	68.692		
						Exportación e intercambios acotados				9.834	5.889	2.383	6.078	46.352		
						Exportación y fomento al intercambio				16.079	9.832	1.878	5.979	10.201		
	Bélgica	Atlántico	Antwerp	8.883	amoniaco	Exportación				267.473	227.067	393.849	359.502	409.525		
						Exportación e intercambios acotados						367.428	336.059	332.491	372.041	427.881
						Exportación y fomento al intercambio						376.242	312.581	343.816	360.268	423.176
					metanol	Exportación				3.264	2.787	477	2.371	22.475		
						Exportación e intercambios acotados				5.798	1.975	2.962	9.406			
						Exportación y fomento al intercambio				3.297		3.297		2.405		
	Estados Unidos	Atlántico	Houston	3.478	hidrógeno líquido	Exportación				4.460	4.503					
						Exportación e intercambios acotados				31.468	17.374					
						Exportación y fomento al intercambio				29.603	27.338	2.342				
					amoniaco	Exportación	5.388	432.000	431.606	364.674	432.000	422.816				
						Exportación e intercambios acotados	5.388	432.000	406.773	431.013	421.598	354.845				
						Exportación y fomento al intercambio	5.388	425.618	426.009	413.233	402.616	384.100				
Holanda	Atlántico	Rotterdam	8.827	metanol	Exportación				1.894		9.184					
					Exportación e intercambios acotados				5.388	1.975	987	26.628				
					Exportación y fomento al intercambio				5.388	6.382	5.991	3.297	9.069			
				hidrógeno liq.	Exportación						10.402	50.527				
					Exportación e intercambios acotados						20.315	47.900				
					Exportación y fomento al intercambio						773	13.835	48.456			
Japón	Atlántico	Chiba	15.292	amoniaco	Exportación											
					Exportación e intercambios acotados				1.199	16.068	44.570	67.693				
					Exportación y fomento al intercambio				951	17.817	21.367	149.884				
				metanol	Exportación					1.080	2.890	82.065				
					Exportación e intercambios acotados				4.015	6.663	20.747	93.441				
					Exportación y fomento al intercambio				6.703	13.238	19.845	24.663				
Perú	Alemania	Lima	Bremen	12.111	amoniaco	Exportación										
						Exportación e intercambios acotados										
					metanol	Exportación										
						Exportación y fomento al intercambio										
	Bélgica	Lima	Antwerp	11.703	amoniaco	Exportación					73.348	194.238				
						Exportación e intercambios acotados						2.501				
					metanol	Exportación										
						Exportación y fomento al intercambio										
	Holanda	Lima	Rotterdam	11.646	amoniaco	Exportación										
						Exportación e intercambios acotados										
					metanol	Exportación										
						Exportación y fomento al intercambio										
Venezuela	Alemania	La Guaira	Bremen	8.721	amoniaco	Exportación					28.964	180.451	201.746			
						Exportación e intercambios acotados										
						Exportación y fomento al intercambio										
					metanol	Exportación										
						Exportación e intercambios acotados										
						Exportación y fomento al intercambio										
	Bélgica	La Guaira	Antwerp	8.313	amoniaco	Exportación										
						Exportación e intercambios acotados										
						Exportación y fomento al intercambio										
					metanol	Exportación										
						Exportación e intercambios acotados										
						Exportación y fomento al intercambio										
Holanda	La Guaira	Rotterdam	8.256	amoniaco	Exportación											
					Exportación e intercambios acotados											
					Exportación y fomento al intercambio											
				metanol	Exportación											
					Exportación e intercambios acotados											
					Exportación y fomento al intercambio											
Japón	La Guaira	Chiba	16.495	amoniaco	Exportación											
					Exportación e intercambios acotados											
					Exportación y fomento al intercambio											
				metanol	Exportación											
					Exportación e intercambios acotados											
					Exportación y fomento al intercambio											

Figura E-48: Exportación según origen, destino y producto, desde Zona Andina. Escenarios con demanda hidrógeno y electricidad.

# Cono Sur

## Costos

Costo total por país y zonas [MUSD] en Cono Sur  
Escenarios solo con demanda de hidrógeno

Año	País	Zona	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Argentina	Buenos Aires	495	495	221	223	216	210
		Chubut	23	23	23	23	23	23
		Córdoba	78	78	47	47	47	47
		Corrientes	99	99	43	43	15	15
		La Pampa	196	196	38	38	35	35
		Mendoza	198	198	25	25	1	1
		Neuquén	56	56	49	50	2	2
		Río Negro	317	317	80	81	50	50
		Salta	39	39	52	51	19	20
		Santa Cruz	21	25	21	25	21	19
		Santa Fe	223	223	99	99	151	139
		Tierra del Fuego	14	8	14	8	14	15
		Total	1.760	1.757	713	713	594	575
		Chile	Antofagasta	117	117	158	158	159
Arica y Parinacota	15		15	15	15	156	156	
Aysén	14		14	14	14	37	32	
Biobío	114		114	288	293	295	295	
Coquimbo	119		119	151	142	110	111	
Los Lagos	53		53	53	53	1	1	
Magallanes	14		-2	14	-2	38	27	
RM	32		32	94	94	95	95	
Tarapacá	38		38	38	38	35	35	
Valparaíso	337		337	339	342	371	370	
Total	853	838	1.163	1.148	1.296	1.280		
Paraguay	Alto Paraguay	21	21	21	21	13	13	
	Alto Paraná	21	21	21	21	20	21	
	Amambay	31	31	72	72	70	70	
	Boquerón	22	22	21	21	11	11	
	Central	76	76	160	160	55	55	
	Presidente Hayes	43	43	40	40	25	25	
	Total	215	215	336	336	194	195	
Uruguay	Colonia	26	26	145	144	18	27	
	Montevideo	57	57	117	117	58	79	
	Rivera	7	7	7	7	7	8	
	Rocha	36	36	36	36	35	35	
	Salto	7	7	80	79	7	19	
	Total	134	134	385	382	125	166	
Total	2.961	2.942	2.598	2.579	2.209	2.216		

Figura E-49: Costo total por países del Cono Sur según escenarios, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo total por país y zonas [MUSD] en Cono Sur  
Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad



Año	País	Zona	Escenario					
			Caso base	Exportación	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
2050	Argentina	Buenos Aires	3.269	3.159	2.630	2.533	2.590	2.478
		Chubut	278	226	281	257	220	157
		Córdoba	895	934	535	534	332	325
		Corrientes	139	139	86	81	75	72
		La Pampa	197	208	58	65	63	65
		Mendoza	1.461	1.434	1.381	1.379	1.362	1.361
		Neuquén	194	195	194	194	169	167
		Río Negro	1.696	1.662	1.606	1.548	1.475	1.393
		Salta	929	915	964	956	1.011	1.020
		Santa Cruz	253	222	262	206	118	131
		Santa Fe	340	316	168	167	161	134
	Tierra del Fuego	138	168	148	193	111	123	
	Total	9.790	9.580	8.314	8.113	7.687	7.427	
	Chile	Antofagasta	195	209	224	189	178	156
		Arica y Parinacota	60	92	92	81	50	51
		Aysén	71	71	70	71	70	74
		Biobío	489	449	613	586	733	769
		Coquimbo	1.222	1.198	1.223	1.318	1.139	1.232
		Los Lagos	287	276	278	273	153	151
		Magallanes	66	64	68	67	471	486
		RM	315	383	338	394	346	360
		Tarapacá	372	338	116	113	45	42
		Valparaíso	1.450	1.461	1.496	1.395	1.456	1.421
	Total	4.527	4.540	4.517	4.486	4.638	4.742	
	Paraguay	Alto Paraguay	15	17	17	16	16	15
		Alto Paraná	83	82	67	72	67	65
		Amambay	56	52	93	92	69	76
Boquerón		265	272	169	162	62	60	
Central		316	317	525	584	199	198	
Presidente Hayes		112	109	84	90	79	75	
Total	847	848	955	1.015	493	489		
Uruguay	Colonia	55	53	291	230	123	75	
	Montevideo	234	238	499	677	543	686	
	Rivera	8	8	14	16	14	17	
	Rocha	124	122	82	69	90	93	
	Salto	25	25	324	306	354	366	
Total	446	446	1.210	1.299	1.124	1.237		
Total		15.610	15.414	14.995	14.913	13.941	13.895	

Figura E-50: Costo total por países del Cono Sur según escenarios, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Costo nivelado región Cono Sur  
Escenarios solo con demanda de hidrógeno

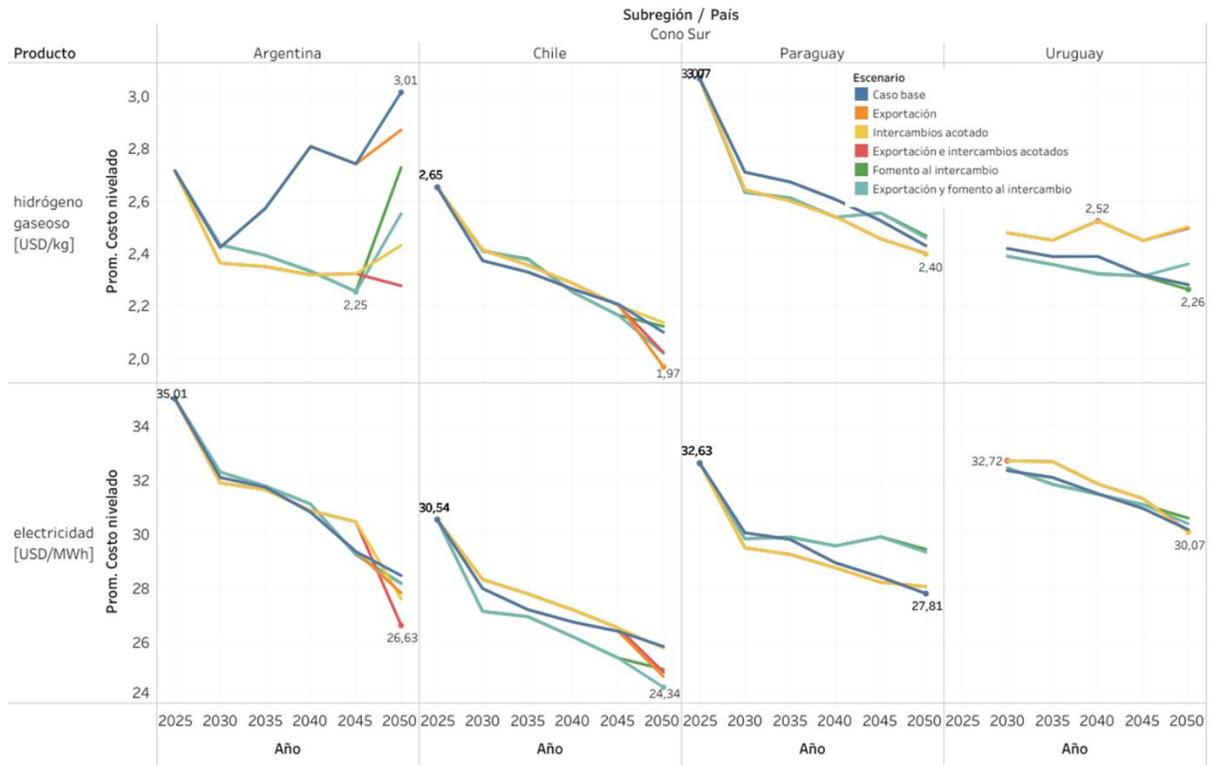


Figura E-51: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad en países del Cono Sur. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado región Cono Sur  
Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad

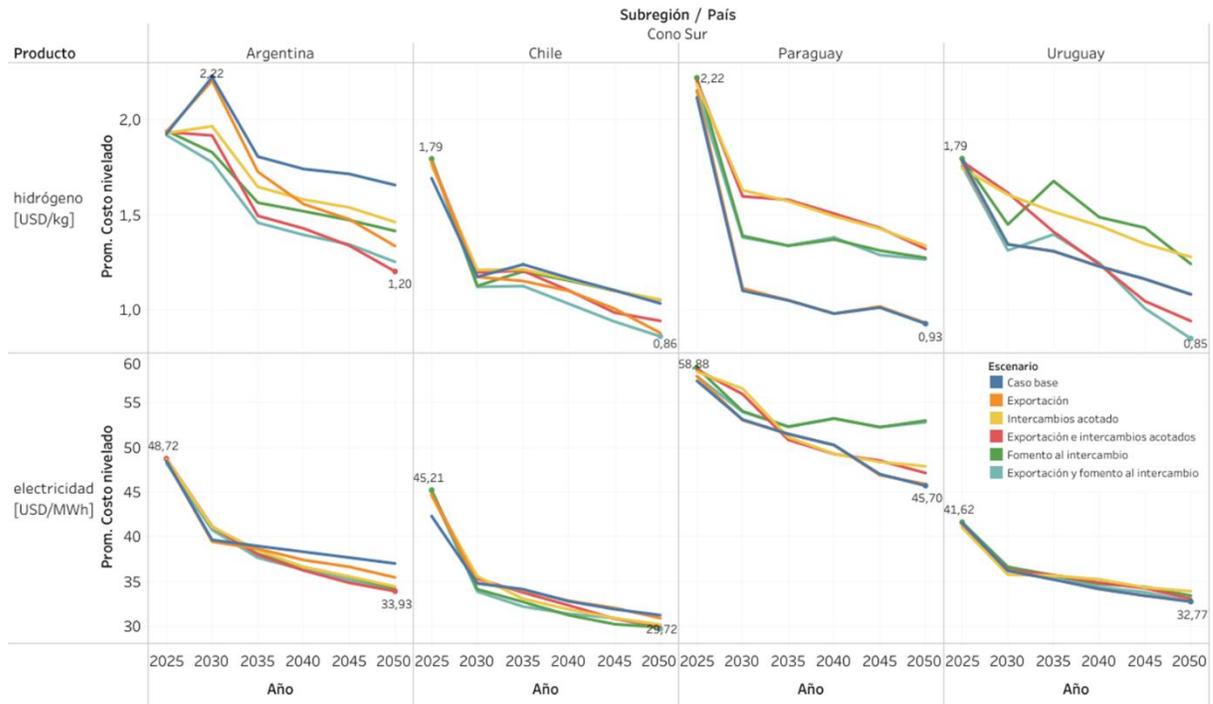


Figura E-52: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso y electricidad en países del Cono Sur. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado en Cono Sur  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

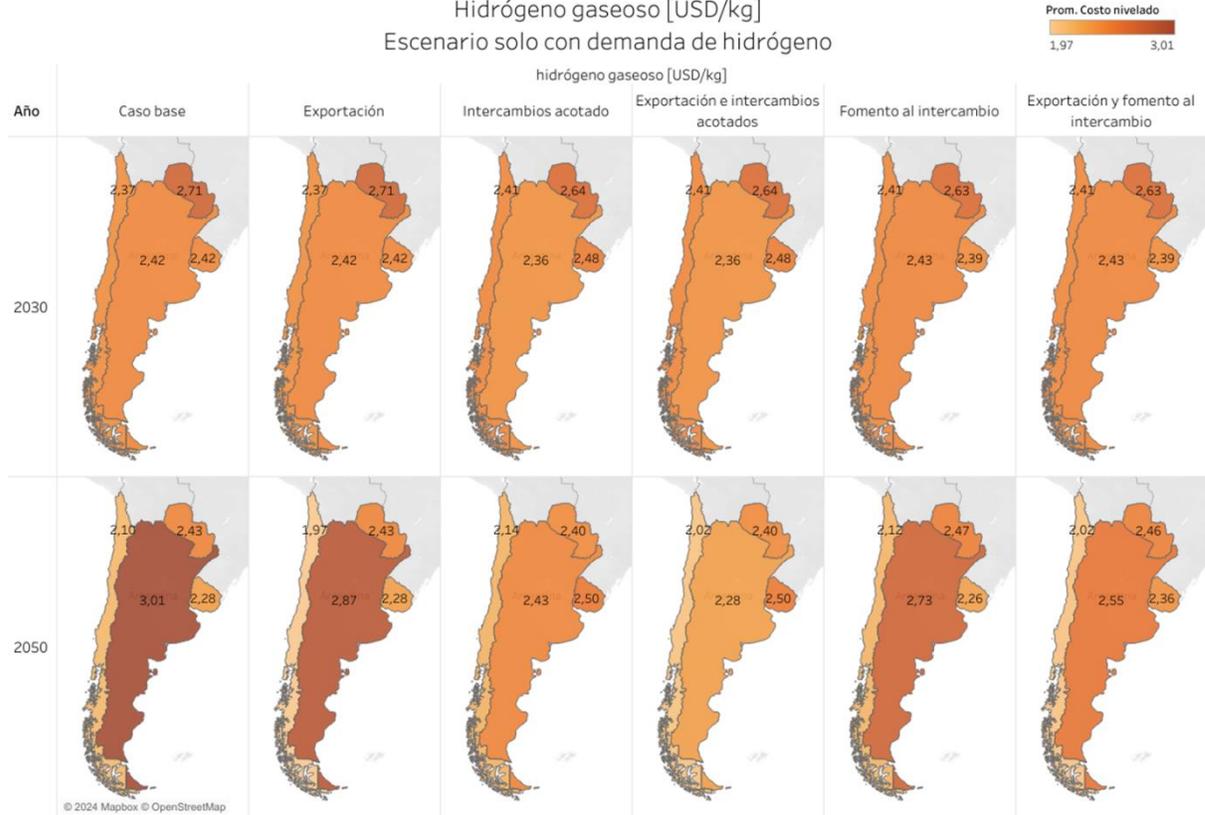


Figura E-53: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso en países del Cono Sur, años 2030 y 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado en Cono Sur  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

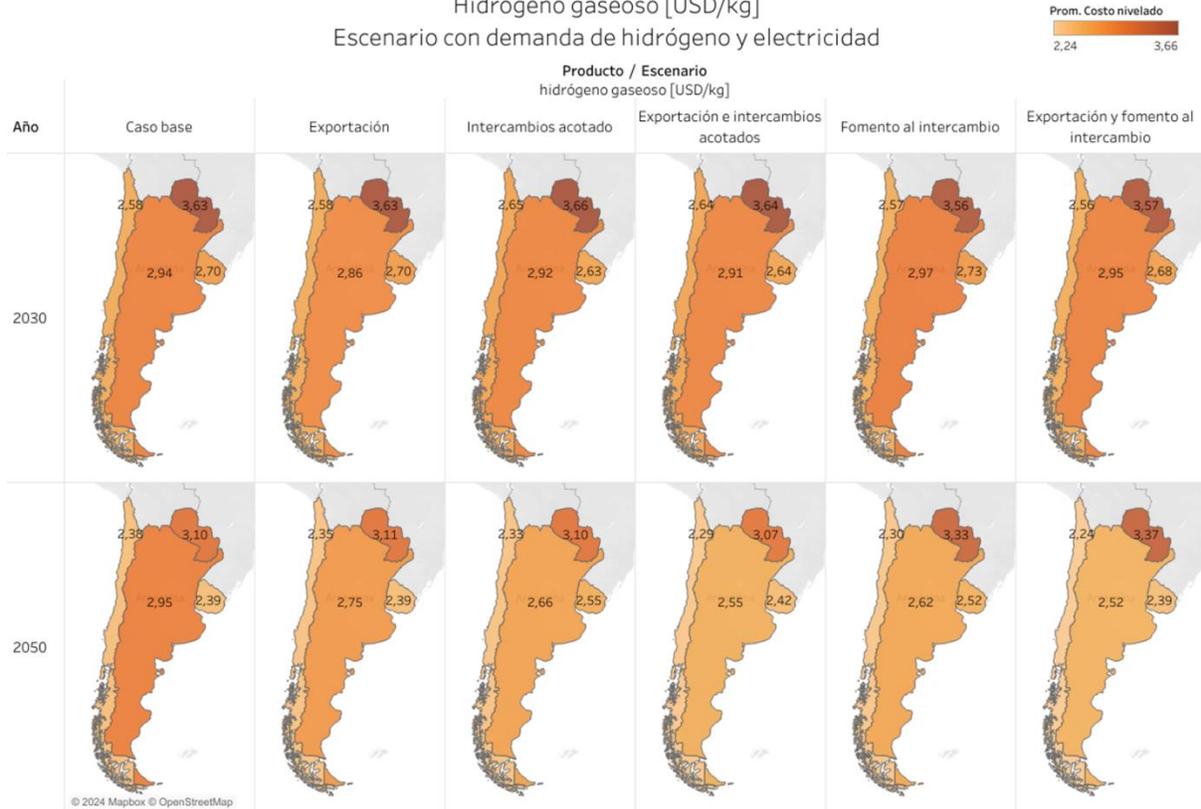


Figura E-54: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso en países del Cono Sur, años 2030 y 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

# Potencia instalada

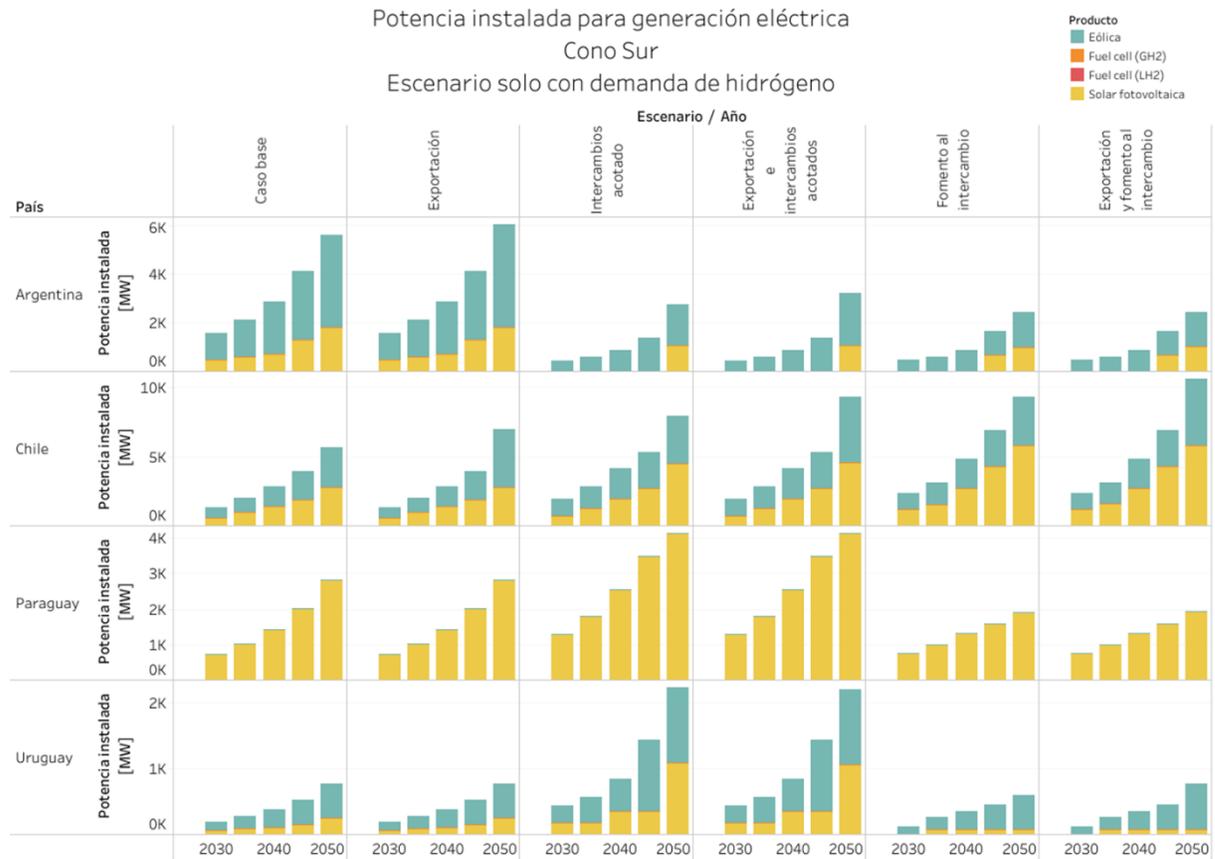


Figura E-55: Potencia instalada para generación eléctrica en países del Cono Sur. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

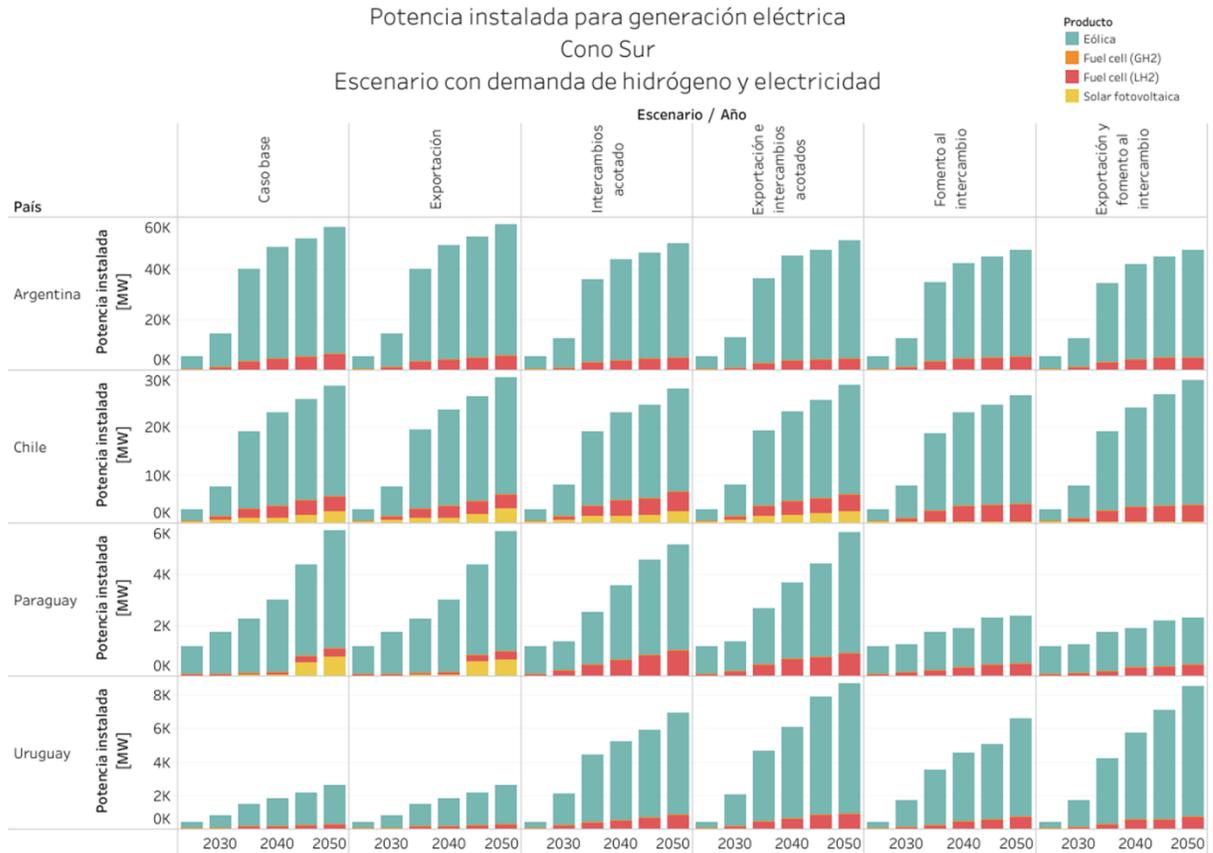


Figura E-56: Potencia instalada para generación eléctrica en países del Cono Sur. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

### Porcentaje promedio de demanda de falla Electricidad - Cono Sur

#### Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

**Prom. %**  
0% 42%

País	Escenario	Años / Bloques																													
		2025					2030					2035					2040					2045					2050				
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Argentina	Caso base	3%	30%	0%	1%	7%	3%	28%	0%	0%	6%	3%	28%	0%	1%	6%	3%	27%	0%	1%	4%	3%	26%	0%	1%	3%	3%	26%	0%	1%	3%
	Exportación	3%	30%	0%	1%	7%	3%	29%	0%	0%	6%	3%	28%	0%	0%	6%	3%	24%	0%	1%	4%	3%	24%	0%	1%	4%	3%	24%	0%	1%	3%
	Intercambios acotado	3%	30%	0%	1%	7%	3%	28%	0%	0%	5%	3%	28%	0%	0%	5%	3%	28%	0%	0%	5%	3%	26%	0%	0%	3%	3%	24%	0%	0%	3%
	Exportación e intercambios acotados	3%	30%	0%	1%	7%	3%	27%	0%	0%	4%	3%	26%	0%	0%	5%	3%	23%	0%	0%	5%	3%	22%	0%	0%	3%	3%	21%	0%	0%	3%
	Fomento al intercambio	3%	29%	0%	1%	7%	3%	28%	0%	0%	4%	3%	26%	0%	0%	5%	3%	27%	0%	0%	3%	3%	27%	0%	0%	3%	3%	26%	0%	0%	3%
	Exportación y fomento al intercambio	3%	30%	0%	1%	7%	3%	28%	0%	0%	5%	3%	27%	0%	0%	4%	3%	26%	0%	0%	3%	3%	25%	0%	0%	3%	3%	22%	0%	0%	3%
Chile	Caso base	7%	33%	0%	2%	10%	3%	26%	0%	0%	4%	4%	28%	0%	0%	3%	3%	25%	0%	0%	3%	3%	24%	0%	0%	2%	3%	22%	0%	0%	2%
	Exportación	6%	33%	0%	1%	10%	3%	26%	0%	0%	4%	4%	27%	0%	0%	3%	3%	24%	0%	0%	3%	3%	23%	0%	0%	2%	3%	19%	0%	0%	2%
	Intercambios acotado	6%	33%	0%	1%	10%	3%	24%	0%	0%	3%	4%	26%	0%	0%	3%	3%	25%	0%	0%	2%	3%	24%	0%	0%	2%	3%	22%	0%	0%	0%
	Exportación e intercambios acotados	6%	33%	0%	1%	10%	3%	24%	0%	0%	3%	4%	26%	0%	0%	3%	3%	24%	0%	0%	2%	3%	23%	0%	0%	2%	3%	19%	0%	0%	2%
	Fomento al intercambio	7%	33%	0%	1%	10%	3%	18%	0%	0%	2%	4%	19%	0%	0%	2%	4%	18%	0%	0%	1%	4%	17%	0%	0%	1%	4%	13%	0%	0%	1%
	Exportación y fomento al intercambio	6%	34%	0%	1%	10%	3%	17%	0%	0%	2%	4%	18%	0%	0%	2%	4%	18%	0%	0%	1%	4%	13%	0%	0%	1%	4%	12%	0%	0%	1%
Paraguay	Caso base	6%	39%	0%	1%	13%	4%	31%	0%	0%	7%	4%	33%	0%	0%	8%	4%	26%	0%	0%	7%	6%	22%	0%	0%	7%	3%	24%	0%	0%	3%
	Exportación	7%	39%	0%	1%	11%	4%	31%	0%	0%	7%	4%	33%	0%	0%	8%	4%	26%	0%	0%	7%	6%	22%	0%	0%	7%	3%	24%	0%	0%	3%
	Intercambios acotado	7%	39%	0%	1%	11%	7%	42%	0%	0%	4%	6%	39%	0%	0%	4%	6%	36%	0%	0%	1%	6%	24%	0%	0%	1%	6%	22%	0%	0%	0%
	Exportación e intercambios acotados	7%	39%	0%	1%	11%	7%	42%	0%	0%	4%	6%	38%	0%	0%	4%	6%	36%	0%	0%	1%	4%	22%	0%	0%	1%	6%	19%	0%	0%	1%
	Fomento al intercambio	7%	39%	0%	1%	11%	7%	39%	0%	0%	3%	6%	39%	0%	0%	4%	8%	42%	0%	0%	3%	7%	39%	0%	0%	1%	8%	35%	0%	0%	3%
	Exportación y fomento al intercambio	7%	39%	0%	1%	11%	7%	39%	0%	0%	4%	6%	39%	0%	0%	6%	8%	40%	0%	0%	3%	7%	36%	0%	0%	3%	8%	33%	0%	0%	6%
Uruguay	Caso base	5%	42%	0%	0%	8%	3%	28%	0%	0%	3%	5%	28%	0%	0%	3%	5%	23%	0%	0%	3%	5%	20%	0%	0%	3%	5%	15%	0%	0%	3%
	Exportación	5%	42%	0%	0%	8%	3%	28%	0%	0%	3%	5%	28%	0%	0%	3%	5%	23%	0%	0%	3%	5%	20%	0%	0%	3%	5%	15%	0%	0%	3%
	Intercambios acotado	5%	42%	0%	0%	8%	0%	10%	0%	0%	2%	0%	7%	0%	0%	0%	0%	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%
	Exportación e intercambios acotados	5%	42%	0%	0%	8%	2%	8%	0%	0%	2%	0%	7%	0%	0%	0%	0%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	0%	7%	0%	0%	0%
	Fomento al intercambio	5%	42%	0%	0%	8%	2%	15%	0%	0%	0%	2%	17%	0%	0%	0%	0%	13%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	12%	0%	0%	0%
	Exportación y fomento al intercambio	5%	42%	0%	0%	8%	0%	12%	0%	0%	0%	0%	12%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	7%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%

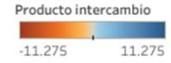
Figura E-57: Porcentaje promedio de demanda de falla de electricidad por bloques en países del Cono Sur. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

## Intercambios de energía entre países



Figura E-58: Intercambio total de electricidad por zonas en el Cono Sur, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por zonas en Cono Sur  
Electricidad [GWh/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios				
				línea de transmisión electricidad				
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	
Argentina	Bolivia	Salta	Tarija	0	0	6.253	6.177	
	Brasil	Corrientes	Paraná	58	-6	689	175	
	Chile	Chubut	Aysén		0	0	0	0
		Mendoza	RM		0	0	0	0
		Neuquén	Biobío		0	0	0	0
		Salta	Antofagasta		9.344	9.461	4.617	4.376
		Santa Cruz	Magallanes		0	0	-1.322	-1.907
	Paraguay	Corrientes	Central		3.641	1.578	2.283	2.246
	Uruguay	Buenos Aires	Colonia		-180	-177	-134	-293
		Santa Fe	Salto		-9.057	-9.042	-10.183	-11.275
Chile	Argentina	Antofagasta	Salta	-9.344	-9.461	-4.617	-4.376	
		Aysén	Chubut	0	0	0	0	
		Biobío	Neuquén	0	0	0	0	
		Magallanes	Santa Cruz	0	0	1.322	1.907	
		RM	Mendoza	0	0	0	0	
		Perú	Arica y Parinacota	Tacna	0	0	-7.122	-6.936
Paraguay	Argentina	Central	Corrientes	-3.641	-1.578	-2.283	-2.246	
	Bolivia	Boquerón	Tarija	0	0	-5.145	-4.607	
	Brasil	Alto Paraná	Paraná	-502	-298	191	85	
		Amambay	Mato Grosso do Sul	-8.293	-8.294	-5.429	-5.490	
Uruguay	Argentina	Colonia	Buenos Aires	180	177	134	293	
		Salto	Santa Fe	9.057	9.042	10.183	11.275	
	Brasil	Rivera	Rio Grande do Sul	-2.506	-3.149	-2.850	-3.837	

Figura E-59: Intercambio total de electricidad por zonas en el Cono Sur, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

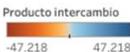
Intercambio total por zonas en Cono Sur  
Camión - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios									
				hidrógeno gaseoso				hidrógeno líquido					
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio		
Argentina	Bolivia	Salta	Tarija	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Brasil	Corrientes	Paraná	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Chile	Chubut	Aysén		0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Mendoza	RM		0	0	0	0	-47.218	-47.218	0	0	0
		Neuquén	Biobío		-16.299	-17.844	0	0	-23.051	-21.505	0	0	0
		Salta	Antofagasta		0	0	0	0	-19.677	-19.677	0	0	0
		Santa Cruz	Magallanes		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Paraguay	Corrientes	Central		-24.293	-24.302	0	0	-22.923	-22.914	0	0	0
	Uruguay	Buenos Aires	Colonia		0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Santa Fe	Salto		-22.593	-21.648	0	0	-51.831	-51.831	0	0	-11.060
Chile	Argentina	Antofagasta	Salta	0	0	0	0	19.677	19.677	0	0	0	
		Aysén	Chubut	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Biobío	Neuquén		16.299	17.844	0	0	23.051	21.505	0	0	0
		Magallanes	Santa Cruz		0	0	0	0	0	0	0	0	0
		RM	Mendoza		0	0	0	0	47.218	47.218	0	0	0
		Perú	Arica y Parinacota	Tacna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paraguay	Argentina	Central	Corrientes	24.293	24.302	0	0	22.923	22.914	0	0	0	
	Bolivia	Boquerón	Tarija	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Brasil	Alto Paraná	Paraná	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Amambay	Mato Grosso do Sul		7.025	6.670	4.096	4.104	8.714	9.069	11.643	11.635	0
Uruguay	Argentina	Colonia	Buenos Aires	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Salto	Santa Fe		22.593	21.648	0	0	51.831	51.831	0	0	11.060
	Brasil	Rivera	Rio Grande do Sul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Figura E-60: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Cono Sur, mediante camión, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

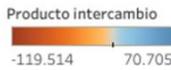
Intercambio total por zonas en Cono Sur  
Camión - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios								
				hidrógeno gaseoso				hidrógeno líquido				
				Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Intercambios acotado	Exportación e intercambios acotados	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	
Argentina	Bolivia	Salta	Tarija	0	0	0	0	0	-4.795	0	0	
	Brasil	Corrientes	Paraná	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Chile	Chubut	Aysén	RM	0	0	0	0	-47.218	-47.218	0	0
		Neuquén	Biobío	RM	0	0	0	0	-122	-300	0	0
		Salta	Antofagasta	RM	0	0	0	0	-19.677	-14.882	0	0
		Santa Cruz	Magallanes	RM	0	0	0	0	-285	-224	156	379
	Paraguay	Corrientes	Central	-17.971	-15.560	0	0	-29.246	-31.657	-305	0	
	Uruguay	Buenos Aires	Colonia	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Santa Fe	Salto	-16.040	-13.252	-18.053	-18.053	-33.423	-34.083	-34.556	-34.556	
	Chile	Argentina	Antofagasta	Salta	0	0	0	0	19.677	14.882	0	0
		Aysén	Chubut	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Biobío	Neuquén	0	0	0	0	122	300	0	0	
		Magallanes	Santa Cruz	0	0	0	0	285	224	-156	-379	
		RM	Mendoza	0	0	0	0	47.218	47.218	0	0	
Perú		Arica y Parinacota	Tacna	-488	-96	0	0	-18.836	-16.548	0	0	
Paraguay	Argentina	Central	Corrientes	17.971	15.560	0	0	29.246	31.657	305	0	
	Bolivia	Boquerón	Tarija	0	0	0	0	-231	-402	0	0	
	Brasil	Alto Paraná	Paraná	0	0	0	0	-134	0	-177	-67	
		Amambay	Mato Grosso do Sul	0	0	0	0	15.740	15.740	15.740	15.740	
Uruguay	Argentina	Colonia	Buenos Aires	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Salto	Santa Fe	16.040	13.252	18.053	18.053	33.423	34.083	34.556	34.556	
	Brasil	Rivera	Rio Grande do Sul	0	0	0	0	-5.036	-7.859	-4.592	-6.920	

Figura E-61: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Cono Sur, mediante camión, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

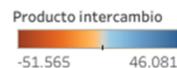
Intercambio total por zonas en Cono Sur  
Ductos - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
Escenario solo con demanda de hidrógeno



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios			
				hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido	
				Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio
Argentina	Bolivia	Salta	Tarija	0	0	0	0
	Brasil	Corrientes	Paraná	-119.514	-114.949	-22.185	-15.695
	Chile	Chubut	Aysén	0	0	0	0
		Mendoza	RM	-30.465	-11.324	-16.747	-35.888
		Neuquén	Biobío	-39.344	-39.344	0	0
		Salta	Antofagasta	-19.672	-19.672	0	0
		Santa Cruz	Magallanes	0	0	0	0
	Paraguay	Corrientes	Central	0	0	0	0
	Uruguay	Buenos Aires	Colonia	3.503	522	0	144
			Santa Fe	0	0	0	0
Chile	Argentina	Antofagasta	Salta	19.672	19.672	0	0
		Aysén	Chubut	0	0	0	0
		Biobío	Neuquén	39.344	39.344	0	0
		Magallanes	Santa Cruz	0	0	0	0
		RM	Mendoza	30.465	11.324	16.747	35.888
	Perú	Arica y Parinacota	Tacna	70.705	70.705	0	0
Paraguay	Argentina	Central	Corrientes	0	0	0	0
	Bolivia	Boquerón	Tarija	0	0	0	0
	Brasil	Alto Paraná	Paraná	0	0	0	0
		Amambay	Mato Grosso do Sul	0	0	0	0
Uruguay	Argentina	Colonia	Buenos Aires	-3.503	-522	0	-144
		Salto	Santa Fe	0	0	0	0
	Brasil	Rivera	Rio Grande do Sul	0	0	0	0

Figura E-62: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Cono Sur, mediante ductos, año 2050. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Intercambio total por zonas en Cono Sur  
 Ducto - Hidrógeno líquido y gaseoso [ton/año] - Año 2050  
 Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad



País origen	País destino	Zona origen	Zona destino	Modo de transporte / Productos / Escenarios			
				ducto			
				hidrógeno gaseoso		hidrógeno líquido	
Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio	Fomento al intercambio	Exportación y fomento al intercambio				
Argentina	Bolivia	Salta	Tarija	-21.825	-20.042	-6.707	-6.688
	Brasil	Corrientes	Paraná	-43.064	-45.295	-31.957	-24.124
	Chile	Chubut	Aysén	0	0	0	0
		Mendoza	RM	-18.061	-28.669	-31.468	-30.088
		Neuquén	Biobío	-46.007	-46.081	-40.342	-37.309
		Salta	Antofagasta	-71	-351	912	-2.274
		Santa Cruz	Magallanes	0	0	0	0
	Paraguay	Corrientes	Central	0	0	0	0
	Uruguay	Buenos Aires	Colonia	1.228	265	5.766	22.018
Santa Fe		Salto	0	0	0	0	
Chile	Argentina	Antofagasta	Salta	71	351	-912	2.274
		Aysén	Chubut	0	0	0	0
		Biobío	Neuquén	46.007	46.081	40.342	37.309
		Magallanes	Santa Cruz	0	0	0	0
		RM	Mendoza	18.061	28.669	31.468	30.088
	Perú	Arica y Parinacota	Tacna	-7.869	-7.869	-45.671	-51.565
Paraguay	Argentina	Central	Corrientes	0	0	0	0
	Bolivia	Boquerón	Tarija	0	0	0	0
	Brasil	Alto Paraná	Paraná	0	0	0	0
		Amambay	Mato Grosso do Sul	0	0	0	0
Uruguay	Argentina	Colonia	Buenos Aires	-1.228	-265	-5.766	-22.018
		Salto	Santa Fe	0	0	0	0
	Brasil	Rivera	Rio Grande do Sul	0	0	0	0

Figura E-63: Intercambio total de hidrógeno líquido y gaseoso por zonas en Cono Sur, mediante ductos, año 2050. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

Exportación

Exportación según origen, destino y producto [ton/año]  
 Escenario solo con demanda de hidrógeno  
 Cono Sur



País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año
							2050
Argentina	Bélgica	Tierra del ..	Antwerp	14.062	amoniaco	Exportación	1.911
	Holanda	Tierra del Fuego	Rotterdam	14.005	amoniaco	Exportación	386.092
						Exportación e intercambios acotados	381.067
						Exportación y fomento al intercambio	11.524
Chile	Alemania	Magallanes	Bremen	14.320	amoniaco	Exportación	305.569
						Exportación e intercambios acotados	305.569
						Exportación y fomento al intercambio	275.926
	Bélgica	Magallanes	Antwerp	13.912	amoniaco	Exportación	432.000
						Exportación e intercambios acotados	432.000
						Exportación y fomento al intercambio	426.060
	Holanda	Magallanes	Rotterdam	13.856	amoniaco	Exportación	432.000
						Exportación e intercambios acotados	432.000
						Exportación y fomento al intercambio	432.000
Japón	Magallanes	Chiba	17.655	amoniaco	Exportación	791	
					Exportación e intercambios acotados	791	

Exportación según origen, destino y producto [ton/año]  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad  
Cono Sur

País	País import.	Zona	Zona import.	Distancia [km]	Producto export.	Escenario	Año					
							2030	2035	2040	2045	2050	
Argentina	Alemania	Buenos Aires	Bremen	12.943	metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		7.188	14.947	89.165	158.340	198.473
										49.133	95.094	
	Tierra del Fuego	Bremen	14.470	amoniaco metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados						144	
										174.576		
	Bélgica	Buenos Aires	Antwerp	12.535	metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		16.380	209.964	252.059	279.392	
								129.707	153.228	204.233	250.113	
		Tierra del Fuego	Antwerp	14.062	metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		16.380	146.103	167.490	203.643	
								6.653	49.110	152.058	429.600	
	Holanda	Buenos Aires	Rotterdam	12.478	metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		12.927	211.958	240.707	282.165	271.625
								28.213	275.950	282.182	331.739	417.478
		Tierra del Fuego	Rotterdam	14.005	hidrógeno líq.. amoniaco	Exportación Exportación y fomento al intercambio						24.951
											334.295	
metanol					Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		16.079	40.097	111.958	206.717		
							8.254	52.077	152.894	291.260	431.680	
Japón	Buenos Air..	Chiba	19.539	metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados				14.985	135.124		
										25.442		
Chile	Alemania	Magallanes Valparaíso	Bremen	14.320 14.408	metanol	Exportación y fomento al intercambio Exportación				48.829	198.245	
											135.168	
	Bélgica	Magallanes	Antwerp	13.912	amoniaco metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio					37.075	127.993
											303	4.140
		Valparaíso	Antwerp	14.000	metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		2.625	1.007	5.415	1.707	
								1.050	2.000	3.908	7.593	
	Holanda	Magallanes	Rotterdam	13.856	amoniaco metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		3.166	49.469	205.912	333.787	
								3.095	8.419	106.048	257.121	
		Valparaíso	Rotterdam	13.943	metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio			42.963	190.814	230.589	
									49.629	145.892	162.103	
					amoniaco	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio					22.041	
								4.778	14.502	18.484	27.782	
	Japón	Magallanes	Chiba	17.655	metanol	Exportación y fomento al intercambio Exportación		6.988	12.288	15.676	28.594	
								38.061	219.195	248.873	367.852	432.000
		Valparaíso	Chiba	17.811	metanol	Exportación Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		208.412	236.044	329.016	430.962	
								51.107	223.318	296.331	358.794	
	Uruguay	Alemania	Montevideo	Bremen	12.080	amoniaco metanol	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio					792
												24.964
Bélgica		Montevideo	Antwerp	11.672	amoniaco metanol	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio					121.645	304.520
											4.777	123.787
		amoniaco	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio					14.828	246			
								62.790	683			
Holanda		Montevideo	Rotterdam	11.615	amoniaco metanol	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio		6.980		221.962	369.580	
											4.949	
		amoniaco	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio					5.817				
								419.565	429.176			
								337.563	347.578			
					450	57.559	200.399	8.075				
Japón	Montevideo	Chiba	20.216	amoniaco metanol	Exportación y fomento al intercambio Exportación e intercambios acotados		19.821	102.551	194.572			
										6.637		
	amoniaco	Exportación e intercambios acotados Exportación y fomento al intercambio					1.960					
							7.696					
metanol	Exportación e intercambios acotados					10.031						

Figura E-64: Exportación según origen, destino y producto, desde el Cono Sur. Escenarios con demanda hidrógeno y electricidad.

## Anexo F. Costo nivelado en América Latina y El Caribe

Costo nivelado por países  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario solo con demanda de hidrógeno

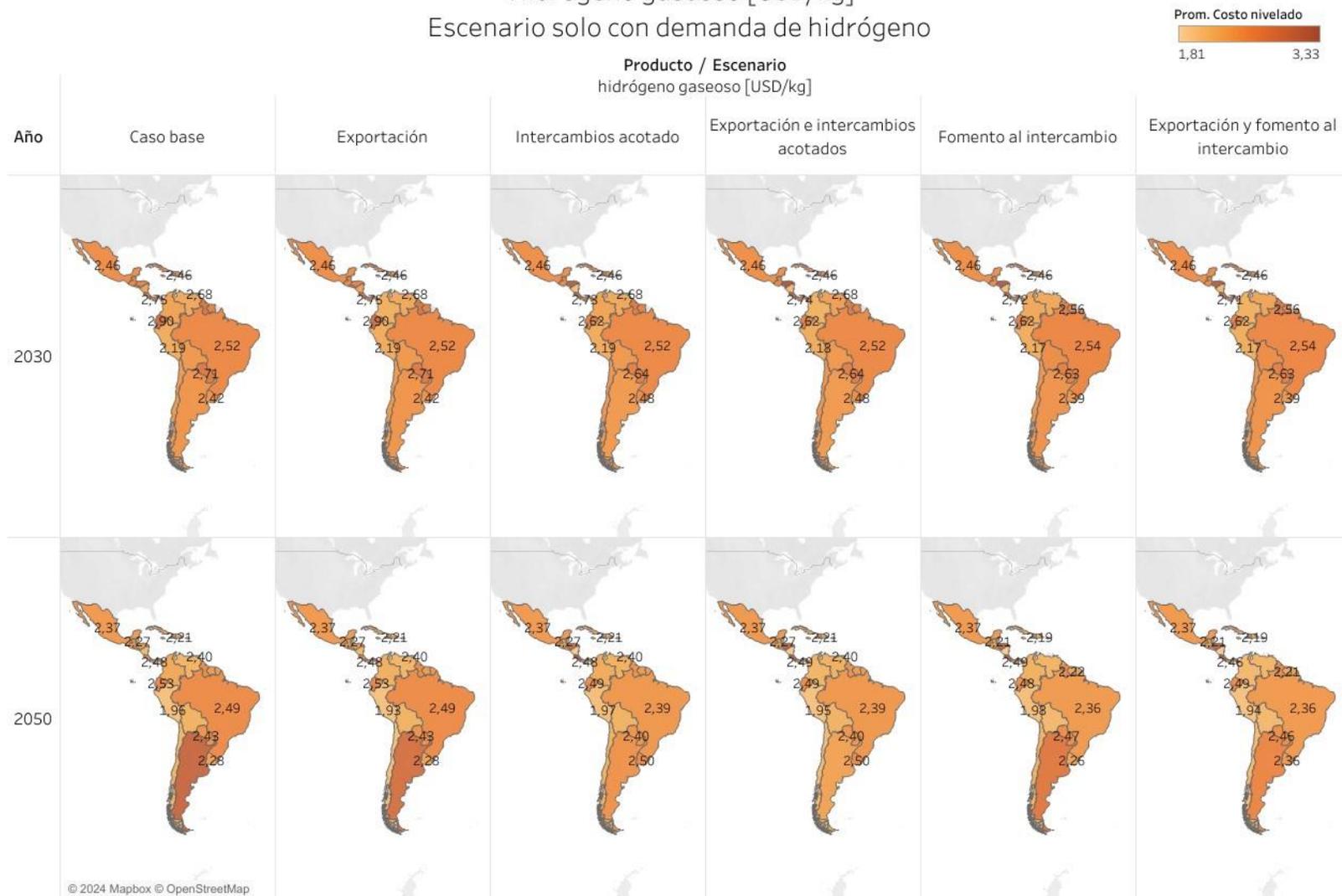


Figura F-1: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso por países. Escenarios solo con demanda de hidrógeno.

Costo nivelado por países  
Hidrógeno gaseoso [USD/kg]  
Escenario con demanda de hidrógeno y electricidad

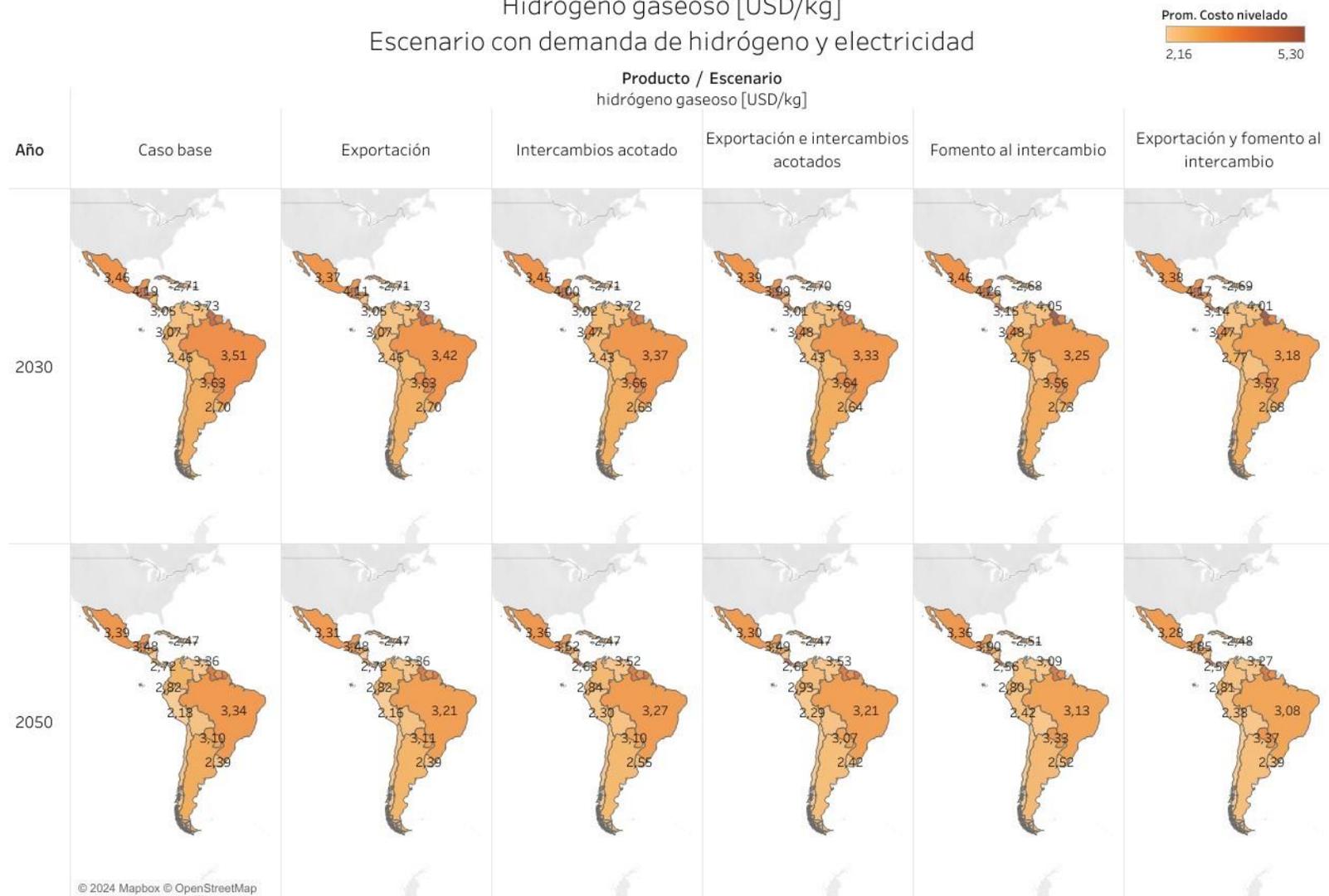


Figura F-2: Costo nivelado de hidrógeno gaseoso por países. Escenarios con demanda de hidrógeno y electricidad.

## Anexo G. Modelo PtXLAC y base de datos

Los documentos adicionales asociados al presente trabajo de tesis tienen la siguiente estructura:

- Datos\_entrada.py: código en lenguaje python que permite generar los archivos de entrada al modelo GAMS, a partir de la base de datos presente en el archivo Modelo\_LAC\_20241008.xlsx. Estos archivos de entrada corresponden a archivos de texto separados por coma, y se generan en carpeta data\_input. Este archivo se ubica en carpeta modelo.
- Ejecutar\_GAMS.py: código en lenguaje python que ejecuta el modelo GAMS modelo\_latinoamerica\_20241004.gms. Se ubica en carpeta modelo.
- modelo\_latinoamerica\_20241004.gms: código GAMS con el modelo de optimización propuesto. Las salidas del modelo corresponden a archivos de texto separados por coma, y se generan en carpeta data\_input. Se ubica en carpeta modelo.
- Modelo\_LAC\_20241008.xlsx: archivo Excel correspondiente a la base de datos del modelo. Se ubica en carpeta modelo.

Los documentos se encuentran en el siguiente enlace:

[Anexo - Oportunidades y desafíos de Power-to-X para la transición energética de América Latina.](#)