

# Project Lighthouse e-Fuel in Chile

Front-End Engineering Design (FEED)  
for the realisation of a Power-to-Liquid (PtL) plant

Como empresa de propiedad federal, GIZ apoya al Gobierno alemán en alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible. La siguiente información no constituye una invitación a participar en transacciones o a concluir operaciones legales.

**Publicado por**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

**Oficinas Registradas**

Bonn and Eschborn, Germany  
Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36 53113 Bonn, Deutschland  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5 65760 Eschborn, Deutschland T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15  
E [info@giz.de](mailto:info@giz.de) I [www.giz.de](http://www.giz.de)

**Reporte por**

INERATEC GmbH

**Autores:**

Samantha Michaux, INERATEC GmbH

**Revisores**

Javier Ortiz de Zuniga, GIZ GmbH  
Patricio Barboza, GIZ GmbH

**Layout y Edición**

Paula Reyes Velásquez

Disclaimer de INERATEC. La siguiente información no constituye una invitación a participar en transacciones o a concluir operaciones legales.

La información contenida en estos documentos ha sido obtenida de fuentes que INERATEC considera confiables. Sin embargo, INERATEC no garantiza la exactitud, puntualidad o integridad de la información. Esta información puede contener suposiciones y pronósticos prospectivos. Estas son declaraciones de opinión en el momento de la publicación y pueden cambiar más tarde. INERATEC también se reserva el derecho de cambiar opiniones expresadas en documentos sin previo aviso y sin dar razones. INERATEC declina toda responsabilidad por cualquier pérdida derivada del uso de estos documentos y las posibles consecuencias legales, regulatorias, fiscales y contables. En particular, INERATEC no se hace responsable del éxito de las recomendaciones que hace. INERATEC asume que los inversores realizarán su propia diligencia debida sobre sus valores.

El Programa Internacional de Fomento del Hidrógeno (H2Uppp) del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) de Alemania promueve proyectos y el desarrollo del mercado del hidrógeno verde en determinados países en desarrollo y emergentes como parte de la Estrategia Nacional del Hidrógeno.

La ejecución de H2Uppp corre a cargo de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal de Economía y Acción por el Clima (BMWK). Las opiniones y recomendaciones expresadas no reflejan necesariamente las posiciones de las instituciones encargantes o de la agencia ejecutora.

Santiago, Julio de 2024

## Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos .....	3
Lista de Tablas y Figuras .....	4
Lista de Términos y Definiciones .....	5
Resumen Ejecutivo .....	7
1 Introducción.....	9
2 El Proyecto PPP .....	11
2.1 Antecedentes PPP.....	11
2.2 Socio del sector privado en la colaboración de PPP: INERATEC.....	11
2.3 Alcance y objetivos del proyecto de PPP .....	12
2.4 Enfoque metodológico.....	13
3 Análisis de puntos óptimos.....	14
3.1 Identificación de materias primas disponibles.....	14
3.2 Sitios potenciales para la producción de e-Fuels.....	31
3.3 Conclusiones del análisis de sitios.....	39
4 Planta de Power-to-Liquid de INERATEC.....	40
4.1 Plan de trazado de las instalaciones.....	40
4.2 Diagrama de flujo de bloques (BFD).....	41
4.3 Oportunidades para la producción y montaje local.....	42
4.4 Proceso de Permisos.....	42
5 Análisis económico hacia la aceleración del mercado de e-Fuels .....	49
5.1 Criterios relevantes para la producción de e-Fuels .....	49
5.2 ¿Cómo disminuir los costos de producción de e-Fuels?.....	49
5.3 Evaluación del mercado chileno para e-Fuels.....	51
5.4 Principales clientes potenciales identificados.....	53
6 Conclusiones .....	55
7 Referencias.....	56

## Lista de Tablas y Figuras

### Tablas

Tabla 1. Cantidad de proyectos por rango de capacidad. ....	17
Tabla 2. Compañías de energía renovable. ....	19
Tabla 3. Proyectos de energía renovable en construcción por tecnología. ....	20
Tabla 4. Capacidad de proyectos de energía renovable en construcción, por propietario. ....	20
Tabla 5. Proyección de otros cargos de suministro. ....	23
Tabla 6. Tarifas de transmisión zonal para 110 kV. ....	24
Tabla 7. Tarifas de transmisión zonal para 66 kV. ....	24
Tabla 8. Costos marginales promedio de los últimos 12 meses en USD/MWh. ....	26
Tabla 9. Plantas de desalinización - Capacidad > 10 l/s ( $\approx$ 300 millones de litros/año). ....	28
Tabla 10. Potencial de producción anual total de gas de síntesis en Chile. ....	29
Tabla 11. Empresas/Plantas que producen más de 100,000 toneladas al año de residuos forestales. ....	30
Tabla 12. Resumen de los 10 sitios de alto potencial para la realización de una planta de e-Fuels. ....	33
Tabla 13. Lista preliminar de documentos y permisos a presentar para instalar una planta PtL. ....	45
Tabla 14. Parámetro que influye en el precio del e-Fuels. ....	50
Tabla 15. Total de combustibles vendidos en Chile 2022 (kton/año). ....	51
Tabla 16. Ventas de distribuidores de combustibles principales (kton/año). ....	52
Tabla 17. Estimación del consumo de Combustibles de Aviación por aerolínea en 2022. ....	52
Tabla 18. Resumen de los clientes potenciales identificados. ....	54

### Figuras

Figura 1. Identificación de permisos necesarios en localizaciones óptimas. ....	13
Figura 2. Criterios obligatorios para la caracterización del sitio. ....	14
Figura 3. Emisiones totales de CO2 por región y por tipo de fuente. ....	16
Figura 4. Principales proyectos relevantes de H2 para una producción de 50.000 t/a de e-Fuel. ....	18
Figura 5. Capacidad instalada de energía renovable en Chile por región. ....	18
Figura 6. Sistemas eléctricos en Chile. ....	19
Figura 7. Proyección de los costos totales de suministro eléctrico hasta el año 2030. ....	24
Figura 8. CMg de las principales subestaciones (S/E) en Chile. ....	25
Figura 9. Plantas de desalinización por región y capacidad. ....	27
Figura 10. Ubicación aproximada de la zona potencial para instalar una planta de PtL. ....	31
Figura 11. Ubicación aproximada de los sitios potenciales seleccionados para instalar una planta PtL. ....	32
Figura 12. Visualización en 3D de planta de e-Fuels de 50.000 t/a. ....	40
Figura 13. Diagrama de flujo de bloque de planta de PtL. ....	41
Figura 14. Cronograma estimado para un proyecto presentado ante el SEA a través de un EIA. ....	47
Figura 15. Suposiciones de costos para la producción de e-Fuels. ....	51

## Lista de Términos y Definiciones

Los siguientes términos son utilizados en este informe:

Término	Definición
<b>Servicio Agrícola y Ganadero (SAG)</b>	El Servicio Agrícola y Ganadero (SAG) es una agencia gubernamental en Chile responsable de la regulación, supervisión y promoción de la agricultura, ganadería, silvicultura y seguridad alimentaria en el país.
<b>CO<sub>2</sub> Biogénico</b>	Se refiere al dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) que se libera a la atmósfera a partir de procesos biológicos naturales, como la descomposición de materia orgánica o la combustión de biomasa.
<b>Block Flow Diagram (BFD)</b>	Un Block Flow Diagram (BFD) o Diagrama de Flujo de Bloques es un dibujo o representación esquemática simplificada que ilustra el flujo general del proceso de una planta química o instalación industrial.
<b>Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)</b>	El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es una entidad encargada de coordinar y supervisar la operación del sistema eléctrico en Chile. Su principal responsabilidad es garantizar la seguridad, fiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico en todo el país.
<b>Comisión Nacional de Energía (CNE)</b>	La Comisión Nacional de Energía es una agencia gubernamental responsable del desarrollo, regulación y supervisión del sector energético en Chile. Su objetivo principal es promover el desarrollo sostenible del sector energético, asegurando el suministro eficiente y confiable de energía, respetando las preocupaciones ambientales y promoviendo la competitividad dentro de la industria.
<b>Plan Regulador Comunal (PRC)</b>	El Plan Regulador Comunal (PRC) es un instrumento de planificación territorial utilizado en Chile para regular y guiar el desarrollo urbano dentro de una municipalidad o comuna específica. Es un documento legalmente vinculante que establece las normativas de zonificación, políticas de desarrollo y directrices para el uso del suelo y la construcción dentro de la jurisdicción de la comuna.
<b>e-Fuels</b>	Se refiere a combustibles que son líquidos o gaseosos producidos mediante el uso de electricidad renovable y CO <sub>2</sub> capturado. Se crean a través de procesos como las tecnologías PtL o GtL.
<b>Estudio de Impacto Ambiental (EIA)</b>	Documento técnico elaborado para identificar y mitigar impactos significativos sobre el medio ambiente garantizando el cumplimiento de la normativa ambiental. En Chile la Evaluación Ambiental, regido por la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente (Ley N° 19.300) y sus reglamentos asociados, se lleva a cabo para determinar la existencia de impactos significativos en cualquiera de los componentes ambientales (suelo, agua, aire, entorno humano) vinculados a las partes, obras y acciones del proyecto en cada una de sus etapas.
<b>Declaración de Impacto Ambiental (DIA)</b>	Documento técnico requerido para ciertos tipos de proyectos como parte del proceso evaluación ambiental regulado por la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente (Ley N° 19.300) y sus reglamentos asociados. La Declaración de Impacto Ambiental (DIA), permite justificar la ausencia de impactos significativos vinculados al proyecto en sus partes, obras y acciones en cada una de sus etapas y el cumplimiento de la normativa ambiental.
<b>FEED</b>	FEED significa Front-End Engineering Design. Es una fase crucial en el desarrollo de proyectos de ingeniería, particularmente en industrias como petróleo y gas, petroquímica, generación de energía e infraestructura.
<b>Consumidor Libre</b>	Significa un consumidor con libertad de elección al seleccionar un proveedor. Este término se usa a menudo en mercados desregulados o competitivos donde los consumidores tienen la autonomía para seleccionar sus servicios públicos u otros productos basándose en factores como precio, calidad y servicio al cliente (por ejemplo, el mercado eléctrico). Una tecnología que convierte el gas natural u otros hidrocarburos gaseosos en combustibles líquidos de hidrocarburos u otros productos líquidos valiosos).
<b>Gas-to-Liquid (GtL)</b>	Una tecnología que convierte el gas natural u otros hidrocarburos gaseosos en combustibles líquidos de hidrocarburos u otros productos líquidos valiosos.
<b>Hidrógeno Verde</b>	Hidrógeno producido por electrólisis con electricidad de fuentes de energía renovable.
<b>Sectores difíciles de abordar</b>	Se refiere a industrias o áreas de la economía que presentan desafíos significativos en la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero para cumplir con los objetivos climáticos. Estos sectores suelen depender en gran medida de los combustibles fósiles y emiten grandes cantidades de CO <sub>2</sub> como resultado de sus procesos, lo que dificulta la transición a alternativas bajas en carbono.
<b>CO<sub>2</sub> Industrial</b>	Se refiere a las emisiones de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) que resultan de varios procesos industriales y actividades. Estas emisiones pueden provenir de una amplia gama de fuentes en diferentes sectores de la economía, incluyendo la manufactura, la producción de energía, el transporte y la agricultura.

<b>Marine Diesel Oil (MDO)</b>	El Aceite Diesel Marino (MDO, en inglés Marine Diesel Oil) es un tipo de combustible utilizado en motores diésel marinos, principalmente para propulsar barcos y embarcaciones. Es un combustible destilado derivado del crudo a través de un proceso de refinación. El MDO típicamente tiene una menor viscosidad y menor contenido de azufre en comparación con el fuelóleo pesado (HFO de inglés Heavy Fuel Oil), otro tipo común de combustible marino.
<b>Offtaker</b>	Compañía que compra el producto (por ejemplo, hidrógeno) basado en un acuerdo de compra.
<b>Power-to-Liquid (PtL)</b>	Una tecnología que convierte la energía eléctrica en combustibles líquidos, típicamente a través de un proceso de varios pasos que incluye la electrólisis del agua para producir hidrógeno y reacciones químicas subsecuentes para sintetizar combustibles líquidos de hidrocarburos como Diesel sintético, gasolina sintética o combustible para aviones.
<b>Resolución de Calificación Ambiental (RCA)</b>	Documento resolutivo que aprueba o rechaza el proyecto en evaluación e integra los elementos más relevantes del proceso de evaluación de la DIA o EIA, según sea el caso. La RCA es emitida por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).
<b>Energía Renovable</b>	La energía renovable es energía derivada de fuentes naturales que se reponen a una tasa más alta de la que se consumen, como la luz solar, el viento, la lluvia, las mareas, las olas y el calor geotérmico. La utilización de energía renovable contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, mitiga el cambio climático, mejora la seguridad energética y fomenta el desarrollo económico.
<b>Sistema Eléctrico de Aysén (SEA)</b>	SEA es un sistema de generación, transmisión y distribución de electricidad ubicado en la Región de Aysén, en el extremo sur de Chile. Esta región, conocida por su belleza natural y relativo aislamiento geográfico, enfrenta desafíos únicos en la provisión de energía debido a su topografía montañosa y escasamente poblada.
<b>Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)</b>	Instrumento de gestión ambiental utilizado para evaluar el contenido de una DIA o EIA ligado a un proyecto, permitiendo verificar que se cumplan todos los requerimientos y procesos establecidos en los reglamentos. Este instrumento es aplicado por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).
<b>Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM)</b>	El sistema de generación, transmisión y distribución de electricidad que abastece a la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, ubicada en el extremo sur de Chile. Esta región, conocida por su clima extremo, geografía montañosa y aislamiento geográfico, presenta desafíos únicos en términos de provisión de energía.
<b>Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)</b>	La Superintendencia de Electricidad y Combustibles es una agencia reguladora en Chile responsable de supervisar y regular los sectores de electricidad, combustibles y gas natural en el país. Opera bajo el Ministerio de Energía y sirve como la autoridad principal para garantizar la seguridad, fiabilidad y eficiencia del suministro y distribución de energía.
<b>Sustainable Aviation Fuels (SAF)</b>	Los Combustibles de Aviación Sostenibles (SAF, en inglés Sustainable Aviation Fuels) son tipos de combustibles de aviación producidos a partir de recursos renovables y tienen menores emisiones de carbono en su ciclo de vida en comparación con los combustibles fósiles tradicionales como el combustible para aviones derivado del petróleo crudo. Estos combustibles están diseñados para reducir el impacto ambiental de la aviación, particularmente su contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero y el cambio climático. Los SAF se pueden producir a partir de diversas materias primas como biomasa (como aceites residuales, residuos agrícolas y algas), residuos sólidos municipales o electricidad renovable (a través de procesos como la electrólisis para producir hidrógeno, que luego se convierte en combustibles de aviación sintéticos).
<b>Syngas</b>	Syngas, abreviatura de "gas de síntesis," es una mezcla compuesta principalmente de hidrógeno (H <sub>2</sub> ) y monóxido de carbono (CO), a menudo producida a través de la gasificación de materiales que contienen carbono como el carbón, la biomasa o el gas natural. También puede generarse mediante ciertos procesos químicos como la reformación de vapor de hidrocarburos. El syngas es un producto intermedio versátil que sirve como precursor para la producción de varios otros productos químicos y combustibles.

## Resumen Ejecutivo

Este informe presenta los principales resultados del proyecto titulado “Project Lighthouse e-Fuel in Chile. Front-End Engineering Design (FEED) for the realisation of a Power-to-Liquid (PtL) plant” Desarrollado por INERATEC en colaboración con la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco del Programa H2Uppp. Este proyecto de asociación público-privada (PPP) implica el desarrollo de una serie de estudios destinados a elaborar una propuesta innovadora y replicable. INERATEC ha llevado a cabo un Estudio de Diseño de Ingeniería Frontal (FEED) para evaluar la viabilidad técnica y comercial para la instalación de una planta de Power-to-Liquid que permita una capacidad de producción de 50.000 t/a de combustible sintético en Chile.

De esta forma, el presente informe encapsula los hallazgos y conocimientos exhaustivos de un estudio en profundidad realizado dentro del *Proyecto Faro e-Fuel en Chile del Programa H2Uppp*. Este estudio tiene como objetivo analizar el potencial y las limitaciones de establecer una planta de producción de e-Fuel. Este proyecto se ha iniciado confiando en un creciente interés y demanda de combustibles sostenibles en Chile.

Asimismo, este informe profundiza en los aspectos multifacéticos de un proyecto de Power-to-Liquid (PtL) para la producción de combustibles sintéticos neutros en CO<sub>2</sub>, explorando sus avances tecnológicos, implicaciones ambientales, viabilidad económica y potencial para fomentar la independencia energética en Chile. Con un enfoque tanto en los éxitos alcanzados como en los desafíos encontrados, este informe sirve como una evaluación crítica del proyecto PPP, ofreciendo perspectivas valiosas para los interesados, responsables de políticas y profesionales de la industria invertidos en el panorama de la energía sostenible de Chile y más allá.

Como componente integral del estudio, se realizó un examen exhaustivo de las materias primas potenciales, incluyendo CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> verde y electricidad renovable. La selección de materias primas desempeña un papel fundamental en la determinación de la sostenibilidad, escalabilidad y viabilidad económica de los proyectos PtL. La disponibilidad de materias primas obligatorias juega un papel determinante en la identificación de ubicaciones óptimas para la producción de e-Fuel. Por lo tanto, diversos factores como la disponibilidad de materias primas, la dinámica del mercado eléctrico, los proyectos de hidrógeno verde y las fuentes de agua fueron evaluados para determinar la viabilidad de diferentes sitios en todo el país. Los principales resultados de esta evaluación llevaron a la elaboración de un mapa de 10 sitios de alto potencial.

En el corazón del Proyecto PPP se encuentra la planta PtL de INERATEC, que sirve como piedra angular de la innovación y la producción de energía sostenible. La importancia de la planta PtL en el proyecto se destaca por su plan de búsqueda de locaciones completo, diseñado meticulosamente para optimizar la eficiencia operativa y la utilización de recursos. Informaciones detalladas sobre el diseño de las instalaciones proporcionan una comprensión holística de su infraestructura, desde la entrada de materias primas hasta la distribución del producto. Un diagrama de flujo de bloques aclara los procesos intrincados involucrados en la síntesis de e-Fuel, ofreciendo una visión sistemática de cada operación unitaria dentro de la planta PtL. Esta representación visual delinea los caminos de conversión desde la materia prima hasta el producto final, elucidando las sinergias entre diferentes corrientes de proceso y destacando oportunidades de optimización e integración.

Además, el Proyecto PPP enfatiza la importancia de la producción y ensamblaje local, fomentando el crecimiento económico y el avance tecnológico dentro de Chile. El compromiso de INERATEC con la fabricación local no solo mejora la creación de empleo y el desarrollo de habilidades, sino que también promueve la transferencia de conocimientos y la difusión de tecnología, catalizando la aparición de un ecosistema vibrante de proveedores y prestadores de servicios.

Paralelamente, se describe el proceso de permisos para la planta PtL, delineando el marco regulatorio que rige el desarrollo del proyecto. Se identifican las agencias clave involucradas en el proceso de permisos, junto con las etapas del desarrollo del proyecto, desde los estudios de viabilidad inicial hasta la autorización operativa. Al navegar por el panorama regulatorio con diligencia y transparencia, el proyecto PPP se esfuerza por garantizar el cumplimiento de los estándares ambientales y los requisitos de participación comunitaria, fomentando la confianza y la colaboración entre las partes interesadas.

Asimismo, se realizó un análisis económico exhaustivo para evaluar la viabilidad de la producción de e-Fuel en el mercado chileno, sirviendo como un componente crítico de la planificación estratégica del Proyecto PtL. El análisis abarcó una evaluación integral de los costos de producción y la dinámica del mercado, con el objetivo de esclarecer la viabilidad económica de la producción de e-Fuel en medio de las condiciones de mercado prevalecientes. Se exploraron rigurosamente estrategias para reducir los costos de producción, aprovechando innovaciones tecnológicas, optimización de procesos y economías de escala. Al examinar cada componente de costos, desde la adquisición de materias primas hasta la distribución del producto, el análisis identificó oportunidades para reducir costos y mejorar la eficiencia, fortaleciendo así la competitividad de los e-Fuels en comparación con los combustibles líquidos tradicionales.

Adicionalmente, se delineó la base de clientes potenciales para los e-Fuels en función de los volúmenes de combustibles líquidos distribuidos y los requisitos técnicos. A través de la segmentación del mercado y la elaboración de perfiles de clientes, se identificaron sectores e industrias objetivo, que van desde el transporte y la logística hasta la aviación y la marina. Al alinear las especificaciones de e-Fuel con los requisitos técnicos de los usuarios finales, como la compatibilidad del motor y los estándares de rendimiento del combustible, el análisis buscó desbloquear oportunidades de mercado y aumentar la demanda de alternativas sostenibles a los combustibles convencionales. Además, se exploraron asociaciones estratégicas e iniciativas colaborativas para estimular la adopción del mercado.



## 1 Introducción

En nombre del BMWK, el "Programa Internacional de Impulso del Hidrógeno" (H2Uppp), implementado por la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ), apoya la expansión y desarrollo de los mercados de hidrógeno verde (GH2) y sus derivados, conocidos como productos PtX, en ciertos países en desarrollo y emergentes. Chile es uno de los países socios de H2Uppp y tiene el potencial de convertirse en un jugador global en la producción, uso doméstico y exportación de hidrógeno verde, debido a su alto potencial de energía renovable. En este contexto, la evolución del mercado de hidrógeno verde, tanto en Chile como a nivel mundial, está volviéndose cada vez más dinámica. Los países emergentes y en desarrollo necesitan apoyo específico para identificar vías económicas para la producción y uso, oportunidades de proyectos a lo largo de la cadena de valor, desarrollar modelos de negocios, así como mejorar su marco regulatorio para el GH2 y los productos PtX.

El presente informe ofrece los principales resultados del proyecto llamado "Project Lighthouse e-Fuel in Chile. Front-End Engineering Design (FEED) for the realisation of a Power-to-Liquid (PtL) plant", desarrollado entre el 1 de junio de 2023 y el 31 de marzo de 2024, por INERATEC en colaboración con GIZ bajo el programa H2Uppp.

INERATEC, una empresa alemana líder en el desarrollo y comercialización de procesos Power-to-X y Gas-to-X, se especializa en la producción de e-Fuels y e-Químicos sintéticos neutros en carbono. Esto incluye la fabricación de combustible de aviación sostenible (e-SAF), diésel marino (MDO) y varios productos químicos como e-ceras, e-metanol y e-nafta. Estos productos reemplazan directamente los combustibles fósiles convencionales y son compatibles con la infraestructura existente.

Después de la descripción del proyecto, es importante entender el contexto más amplio en el que opera. La descarbonización representa un desafío multidimensional que requiere la implementación de diversas estrategias y tecnologías. Entre estas, se destacan la generación de energía renovable, la eficiencia energética, la electrificación del transporte y la calefacción, la captura de carbono, así como el desarrollo de combustibles sintéticos, también llamados e-Fuels, a partir de fuentes renovables.

En el caso específico de Chile, que se distingue por su potencial para el desarrollo de energías renovables, se ha determinado que los e-Fuels surgen como una opción prometedora para la descarbonización del transporte y contribuyen a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, parte de las medidas destinadas a lograr la neutralidad de carbono es la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, publicada por el Ministerio de Energía en 2020. Este enfoque se centra en el desarrollo y uso del hidrógeno verde como alternativa para eliminar gradualmente el consumo de combustibles fósiles en el país.

En este contexto, establecer una planta de producción de e-Fuels en Chile, siguiendo la llamada ruta de procesamiento Power-to-Liquid<sup>1</sup> (PtL), puede servir a varios objetivos estratégicos, tanto para el país como para los inversores involucrados, tales como:

- **Diversificación Energética:** Chile depende en gran medida de los combustibles fósiles importados para sus necesidades energéticas. Al establecer plantas de producción de e-Fuels, Chile puede diversificar sus fuentes de energía, reduciendo la dependencia de las importaciones y mejorando la seguridad energética.
- **Integración de Energía Renovable:** Chile posee abundantes recursos de energía renovable, especialmente solar y eólica. Una planta de producción de e-Fuels puede utilizar la electricidad renovable potencial durante períodos de alta generación, ayudando así a equilibrar la red e integrar más energía renovable en el sistema.
- **Descarbonización:** La tecnología Power-to-Liquid (PtL) ofrece un camino para descarbonizar sectores difíciles de abordar como el transporte y la industria. Al producir e-Fuels a partir de electricidad renovable y CO<sub>2</sub> capturado de la atmósfera, procesos biogénicos o industriales, Chile puede reducir su huella de carbono y contribuir a los esfuerzos globales para combatir el cambio climático.

---

<sup>1</sup> Power-to-Liquids (PtL) es una vía de producción de hidrocarburos líquidos basada en energía eléctrica, agua y CO<sub>2</sub> como recursos.

- **Desarrollo Económico:** Establecer una planta de e-Fuels puede estimular el crecimiento económico mediante la creación de empleo, la atracción de inversión y el fomento de la innovación en los sectores de energía renovable y tecnología limpia. También puede servir como catalizador para el desarrollo de una cadena de suministro nacional para equipos y materiales de energía renovable.
- **Oportunidades de Exportación:** La ubicación estratégica de Chile y sus abundantes recursos de energía renovable lo posicionan bien para convertirse en un centro regional para la producción de e-Fuels. Los combustibles sintéticos producidos en Chile podrían ser exportados, ayudando a satisfacer sus necesidades energéticas mientras generan ingresos para las empresas chilenas.
- **Liderazgo Tecnológico:** Al invertir en tecnología e infraestructura PtL, Chile puede posicionarse como líder en la transición global hacia una economía baja en carbono. Esto podría atraer asociaciones, colaboraciones de investigación y más inversión en proyectos de energía limpia dentro del país.
- **Independencia Energética:** Producir combustibles líquidos internamente reduce la dependencia de los volátiles mercados energéticos internacionales y mejora la independencia energética de Chile. Esto puede ser particularmente importante en tiempos de inestabilidad geopolítica o interrupciones en las cadenas de suministro globales.
- **Propósito Ambiental:** Además de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, producir e-Fuels puede ayudar a mitigar otros impactos ambientales asociados con la extracción y combustión de combustibles fósiles tradicionales, como la contaminación del aire y del agua.

## 2 El Proyecto PPP

### 2.1 Antecedentes PPP

A finales de 2020, el Gobierno chileno a través del Ministerio de Energía lanzó la Estrategia de Hidrógeno Verde de Chile, centrándose en el desarrollo y uso del hidrógeno verde para eliminar gradualmente todos los combustibles fósiles consumidos por el país para 2050. Esta estrategia es una de las claves para alcanzar el cero neto de acuerdo con los planes energéticos del gobierno chileno.

A corto plazo, uno de los principales objetivos de esta estrategia es promover la demanda local de hidrógeno verde y derivados en Chile. Esto ayudará a impulsar el mercado interno de hidrógeno, así como a preparar las condiciones base y capacidades locales especializadas necesarias para el desarrollo de los grandes proyectos de exportación planeados para 2030.

El esfuerzo por limitar el calentamiento global requiere la descarbonización y nuevas tecnologías en muchos sectores. Mientras que algunos sectores industriales pueden electrificarse fácilmente con energía renovable, otros sectores como la minería, marítimo, aviación y transporte pesado enfrentan grandes desafíos cuando se trata de reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> y descarbonizar sus flotas. Para estas aplicaciones, los llamados combustibles sintéticos (e-Fuels), producidos a partir de electricidad renovable y CO<sub>2</sub> inevitable, pueden ser una opción prometedora, especialmente en países con altos potenciales de energía eólica y solar, como Chile. En la presente idea del proyecto, se investigarán las perspectivas de los combustibles sintéticos en Chile.

### 2.2 Socio del sector privado en la colaboración de PPP: INERATEC

INERATEC es la empresa líder en el desarrollo y comercialización de procesos Power-to-X y Gas-to-X para la producción de e-Fuels y e-Químicos sintéticos neutros en carbono y respetuosos con el clima, como el combustible de aviación sostenible (e-SAF) listo para su uso, diésel marino (MDO) y otros productos químicos, como e-ceras, e-metanol y e-nafta. Los combustibles reemplazan directamente los productos de petróleo crudo fósil y son compatibles con la infraestructura existente.

Establecida en 2016 y basándose en más de dos décadas de investigación y excelencia en el campo de la ingeniería química y de procesos, INERATEC ha desarrollado y comercializado una tecnología de síntesis estandarizada y modular capaz de reciclar el gas de efecto invernadero CO<sub>2</sub> y utiliza hidrógeno verde generado a partir de electricidad renovable para producir así llamados e-Crudo y e-ceras para la industria química. Las unidades de síntesis están equipadas con la tecnología de reactor químico microestructurado patentado por INERATEC que intensifica fuertemente el proceso químico, resultando en un rendimiento superior.

Los principales beneficios son:

- **Modularidad y compacidad:** Las unidades de síntesis de INERATEC están equipadas con la tecnología de reactor químico más compacta y eficiente del mundo. Los reactores químicos completamente metálicos se fabrican a partir de placas metálicas microestructuradas, lo que resulta en reactores estandarizados adecuados para la producción en serie. Los reactores químicos sirven como plataforma de síntesis y se pueden utilizar para la síntesis de Fischer-Tropsch, síntesis de metanol, síntesis de RWGS y metanación. Debido a la intensificación del proceso, el proceso se caracteriza por su compacidad única (80 veces más compacto que con reactores químicos convencionales).
- **La mayor eficiencia:** La microestructura permite un aumento tremendo de la transferencia de calor y masa para reacciones químicas exigentes y, a su vez, da como resultado un proceso 2 veces más eficiente en términos de eficiencia energética en comparación con la tecnología convencional.

- **Flexibilidad de carga:** Como resultado del volumen de reacción compacto e intensificación del proceso, los módulos de síntesis de INERATEC son flexibles en la carga, lo que los hace ideales para la operación con suministro de energía renovable fluctuante. Además, las unidades se caracterizan por tiempos de arranque y parada muy cortos, lo que las hace seguras de operar.
- **Escalabilidad:** Las unidades de síntesis están estandarizadas y escaladas a través de la numeración ascendente y están listas para ser producidas en masa, mientras se escalan de manera similar a los módulos fotovoltaicos (PV), celdas de batería y electrolizadores. Paralelamente, los reactores químicos se escalan, aumentando la capacidad de cada módulo. INERATEC ya ha alcanzado la escala de varios megavatios y apunta a capacidades de gigavatios para 2030. La ampliación a través de la modularización también reducirá el riesgo del proyecto y de inversión, lo que resultará en una FID (Del inglés Final Investment Decision) más rápida.
- **Los costos de producción de e-Fuels más bajos:** El enfoque modular permite la producción en serie de reactores y unidades de síntesis, listos para ser enviados e instalados, acortando significativamente los procesos de planificación y construcción. Al mismo tiempo, la estandarización y la producción en masa resultan en una reducción de CAPEX en comparación con la tecnología convencional.

Además, INERATEC tiene como objetivo reducir el OPEX implementando los módulos en localizaciones potenciales (por ejemplo, Chile), con acceso ideal a electricidad renovable de bajo costo y disponibilidad de materia prima. Con este enfoque, INERATEC suministra los módulos de síntesis junto con la disponibilidad de hidrógeno verde y CO<sub>2</sub>, coincidiendo con la tecnología de upstream disponible, es decir, electrolizadores, unidades de captura de carbono y unidades de gasificación. El proceso de INERATEC es agnóstico respecto a la materia prima, proporcionando una amplia gama de opciones de proceso, siempre apuntando a los costos de producción de e-Fuels más bajos.

### 2.3 Alcance y objetivos del proyecto de PPP

Con el fin de evaluar el potencial y posibles limitaciones de una planta de producción de e-Fuels en Chile, INERATEC ha llevado a cabo un Estudio de Diseño de Ingeniería Frontal (FEED) para evaluar la viabilidad técnica y comercial de una planta Power-to-Liquid que permita una capacidad de producción de 50.000 t/a de combustibles sintéticos, utilizando aproximadamente 23.000 t/a de H<sub>2</sub> verde y reciclando hasta 170.000 t/a de CO<sub>2</sub>.

Este estudio permitirá comprender la posición de Chile con respecto a la producción de combustibles sintéticos. Teniendo en cuenta que Chile consume más de 14 millones de toneladas de combustible anualmente (Tabla 15) y que, en 2020, el 26% de su matriz energética consistía en petróleo crudo<sup>2</sup>, analizar la viabilidad de la producción de combustibles sintéticos ayudaría a Chile a alcanzar sus objetivos de descarbonización y también a avanzar hacia una mayor independencia energética. Es dentro de este contexto que se establecen los objetivos de este proyecto: Dentro de este contexto, se establecen los objetivos de este proyecto, con los siguientes objetivos específicos destinados a ser alcanzados por el estudio FEED:

- Identificar y analizar diferentes ubicaciones en Chile para establecer plantas de e-Fuels.
- Desarrollar y optimizar el diseño de la planta PtL para que se adapte mejor a los requisitos locales en cuanto a viabilidad técnica.
- Investigar el entorno de los grupos de interés locales para construir una cadena de valor sostenible para los e-Fuels en Chile.
- Evaluar la eficiencia económica de la planta y el potencial de explotación.

Además, el estudio beneficia al sector público y privado al promover y hacer visible la vía sostenible para el desarrollo de proyectos de e-Fuels en Chile mediante:

- Definir y explicar los principios básicos, componentes y procesos de una planta PtL basada en hidrógeno verde y fuentes inevitables de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>2</sup> Disponible en: Informe Balance Nacional de Energía 2020 (energia.gob.cl).

- Entregar el Diagrama de Flujo de Bloques (BFD) como un modelo para otras plantas PtL
- Identificar sinergias y posibles grupos de interés locales para el suministro de la materia prima requerida: agua, electricidad renovable, CO2 inevitable, mejora de combustible; así como partes interesadas relevantes como autoridades que otorgan permisos, posibles tomadores, adquisiciones locales, organismos de certificación, entre otros. Esto sería extremadamente útil para otros desarrolladores de proyectos interesados en ingresar a este mercado prometedor en el futuro, dándoles la oportunidad de buscar oportunidades de cooperación con los diferentes grupos de interés identificados.
- Mostrar las condiciones habilitadoras para el desarrollo de una planta de producción de PtL, tanto en términos de requisitos técnicos como de parámetros económicos, por ejemplo, casos de negocio para atraer a potenciales inversores, investigación de mercado, estimaciones de CAPEX y OPEX.

## 2.4 Enfoque metodológico

Siguiendo un enfoque metodológico sistemático y riguroso, INERATEC evaluó eficazmente la viabilidad técnica y económica de establecer plantas de producción de e-Fuels en Chile que contribuyan a la transición hacia un futuro energético sostenible y neutro en carbono. Resultado de una convocatoria pública de propuestas lanzada por INERATEC para identificar y seleccionar empresas de ingeniería locales para apoyar la implementación del estudio, la elección recayó en la empresa de ingeniería chilena, Gamma Ingenieros S.A.S<sup>3</sup>, a quien se le ha concedido realizar el análisis de localizaciones óptimas a nivel local.

Realizar un análisis de puntos óptimos implica identificar áreas donde varios factores se alinean favorablemente, lo que a menudo resulta en resultados u oportunidades óptimas. Se han evaluado los siguientes factores:

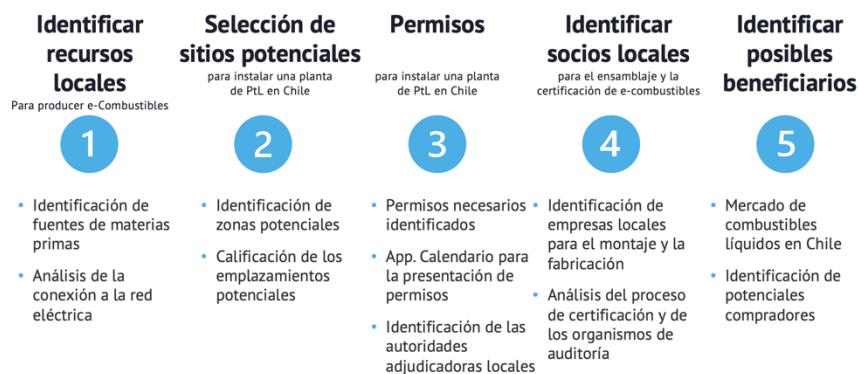


Figura 1. Identificación de permisos necesarios en localizaciones óptimas.

Mediante una síntesis de investigación de escritorio y entrevistas con empresas relevantes, este análisis se esfuerza por ofrecer una visión general completa de los requisitos previos obligatorios para establecer la producción de e-Fuels. Al hacerlo, tiene como objetivo proporcionar a las partes interesadas en toda la cadena de valor información valiosa para informar sus decisiones estratégicas. Específicamente, se han realizado entrevistas individuales con organizaciones públicas (por ejemplo, Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Vuelo Limpio, etc.) y privadas (por ejemplo, industria papelera y de celulosa, cemento, distribución de agua, etc.), subrayando un enfoque de múltiples partes interesadas, fomentando la sinergia y la acción colectiva hacia el objetivo común de avanzar en soluciones energéticas sostenibles en Chile.

<sup>3</sup> Información disponible en: <https://gammaingenieros.com/>

### 3 Análisis de puntos óptimos

Al perfilar sitios potenciales para el establecimiento de plantas de producción de e-Fuels, se deben considerar cuidadosamente varios criterios para garantizar el éxito y la sostenibilidad del proyecto. Por ejemplo, las regulaciones de zonificación y las restricciones de uso de la tierra pueden afectar la idoneidad de los sitios potenciales para las plantas de producción de e-Fuels. Los sitios deben ubicarse en áreas zonificadas para uso industrial y cumplir con las regulaciones locales de uso de la tierra. También se debe considerar factores como la disponibilidad de tierras, los costos de adquisición de tierras y la compatibilidad con los usos de la tierra circundantes.

Además, la disponibilidad y proximidad a las fuentes primarias de materia prima son cruciales. La materia prima adecuada para la producción de e-Fuels incluye dióxido de carbono capturado, electricidad renovable, hidrógeno renovable, gas de síntesis o una combinación de estos. Los sitios ubicados cerca de fuentes abundantes y sostenibles de materia prima pueden reducir los costos de transporte y los desafíos logísticos. También son esenciales la infraestructura y los servicios públicos adecuados para la operación de las plantas de producción de e-Fuels. Los sitios deben tener acceso a agua para los requisitos del proceso, fines de enfriamiento, pero también para producir el hidrógeno necesario como materia prima. La disponibilidad de electricidad y otros servicios públicos también es importante; por ejemplo, la proximidad a subestaciones dedicadas para acceder a la red. Además, la proximidad a las redes de transporte, como carreteras, ferrocarriles y puertos, facilita el transporte de materia prima y productos terminados.

En la siguiente figura se presentan los criterios de identificación que se utilizaron para perfilar y calificar los sitios potenciales:

Identificación de	Identificación de	Identificación de la escala industrial	Identificación de	Identificación de la conexión a la	Identificación de posibles	Distancias a la
<b>Industrial Terrenos</b>	<b>Fuentes de CO<sub>2</sub></b>	<b>Fuentes H<sub>2</sub></b>	<b>Agua Fuentes</b>	<b>Sistema eléctrico</b>	<b>Syngas</b>	<b>Red de transporte</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permiso viable para planta química</li> <li>• Cerca de H<sub>2</sub> (máx. 2 km) y de la subestación eléctrica</li> <li>• Terreno edificable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al menos 170.000 t/a</li> <li>• Biogénico</li> <li>• Industrial</li> <li>• A proximidad del emplazamiento (máx. 50 km)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al menos 23.000 t/a</li> <li>• A proximidad de la fuente de CO<sub>2</sub> (máx. 150 km)</li> <li>• Desarrollo maduro (FEL1-3)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planta desalinizadora cercana</li> <li>• Conexión a la red de agua potable</li> <li>• Viabilidad del pozo de agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Subestación próxima con capacidad mínima de 220 kV</li> <li>• Capacidad total de la red de 200 MW por 8.000 h/a</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al menos 300.000 NM<sub>3</sub>/a (sin gases inertes)</li> <li>• Tipo de biomasa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autopista y ferrocarril</li> <li>• Oleoducto en las proximidades</li> </ul>

Figura 2. Criterios obligatorios para la caracterización del sitio.

#### 3.1 Identificación de materias primas disponibles

##### 3.1.1 Requisitos de materia prima para la planta PtL/GtL de INERATEC

INERATEC tiene como objetivo realizar plantas Power-to-Liquid (PtL) y/o Gas-to-Liquid (GtL) para producir aproximadamente 50,000 toneladas de e-Fuels por año. El proceso power-to-liquid (PtL) es un método de producción de combustibles sintéticos que implica:

1. **Electrólisis:** Se utiliza electricidad renovable, como energía solar o eólica, para dividir el agua (H<sub>2</sub>O) en hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>) a través de la electrólisis. Este paso requiere un electrolizador que puede ser alimentado por fuentes de energía renovable.

2. **Producción de gas de síntesis:** El hidrógeno producido a partir de la electrólisis se combina con dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de diferentes fuentes para producir gas de síntesis (una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono) a través de la reacción de cambio de agua-gas. El CO<sub>2</sub> puede capturarse de procesos industriales, captura directa de aire o incluso de fuentes biogénicas.
3. **Síntesis de Fischer-Tropsch:** El gas de síntesis se alimenta luego en un reactor de Fischer-Tropsch, donde sufre reacciones catalíticas para producir hidrocarburos líquidos. Estos hidrocarburos pueden variar desde fracciones ligeras hasta pesadas, pareciéndose a los combustibles convencionales como la gasolina, el diésel o el combustible de avión.

Si consideramos una producción continua de aproximadamente 8,000 horas/año y una producción de 50,000 toneladas/año, la planta PtL **requerirá 170,000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año**, 23,000 toneladas de H<sub>2</sub> por año, 300 millones de litros de agua por año y aproximadamente 214 MW de energía renovable (considerando la producción de H<sub>2</sub>)<sup>4</sup>.

Otra forma de producir e-Fuels es mediante el proceso denominado Gas-to-Liquid (GtL), que implica la conversión de gas natural o gas de síntesis en hidrocarburos líquidos a través de la síntesis de Fischer-Tropsch. El gas de síntesis se puede producir a partir de diversas fuentes, incluido el gas natural, el carbón, la biomasa o incluso la electricidad renovable. El método más común implica la gasificación de materiales carbonáceos, como el carbón o la biomasa, seguido de la reacción de cambio de agua-gas para ajustar la proporción de hidrógeno a monóxido de carbono. INERATEC se centra en fuentes biogénicas como fuentes de gas de síntesis que garantizan emisiones de gases de efecto invernadero eficaces frente al carbón fósil o gas natural. El uso de gas de síntesis como materia prima para la producción de e-Fuels es un enfoque prometedor en la búsqueda de soluciones energéticas sostenibles.

El gas de síntesis, que es una mezcla de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H<sub>2</sub>), se puede obtener de diversas fuentes como biomasa, gas natural o carbón mediante procesos como la gasificación. La ventaja de utilizar gas de síntesis como materia prima para la producción de e-Fuels radica en su versatilidad y potencial para la neutralidad de carbono. Al utilizar fuentes renovables para la producción de gas de síntesis, como biomasa o electricidad renovable para la electrólisis, los e-Fuels resultantes pueden tener una huella de carbono significativamente menor en comparación con los combustibles fósiles tradicionales.

En la etapa actual, no hay ninguna producción de gas de síntesis en funcionamiento aún en Chile. Sin embargo, los abundantes recursos de energía renovable y las fuentes de biomasa del país, principalmente concentradas en regiones como Biobío, sientan las bases para desbloquear el potencial de producción de gas de síntesis. El gas de síntesis se puede producir mediante diversos métodos, como la gasificación de biomasa o mediante el uso de electricidad renovable para electrolizar agua y producir hidrógeno, que luego se puede combinar con dióxido de carbono para producir gas de síntesis. Dado el compromiso de Chile con la energía renovable y los esfuerzos para reducir las emisiones de carbono, puede haber un alto potencial para explorar la producción de gas de síntesis como precursor de la producción de e-Fuels o para otras aplicaciones industriales. Además, el gas de síntesis también se puede utilizar como materia prima para la síntesis química, lo que proporciona oportunidades para la diversificación de la base industrial del país. Sin embargo, el desarrollo de infraestructura de producción de gas de síntesis en Chile probablemente dependería de factores como los avances tecnológicos, el apoyo político y los incentivos de inversión. A medida que las tecnologías de energía renovable continúen avanzando y se vuelvan más competitivas en costos, es posible que la producción de gas de síntesis pueda convertirse en una opción viable para Chile en el futuro.

---

<sup>4</sup> Si INERATEC compra H<sub>2</sub> a un tercero, la planta requeriría aproximadamente solo 30 MW de energía renovable, ya que el hidrógeno no necesita ser producido en el sitio.

### 3.1.2 Fuentes de CO<sub>2</sub>

La producción de e-Fuels a través de un proceso PtL requiere CO<sub>2</sub> como materia prima, que puede obtenerse de una fuente puntual (industrial, biogénica) o directamente del aire.

Según los requisitos de INERATEC, el alcance de este estudio se limita a la identificación de fuentes puntuales de CO<sub>2</sub>:

1. **Fuentes Industriales:** Estas incluyen emisiones de industrias como la producción de cemento, la fabricación de acero, la minería, la refinación, la producción química y la generación de energía a partir de combustibles fósiles. Estas industrias a menudo liberan cantidades significativas de CO<sub>2</sub> como subproducto de sus procesos, especialmente aquellos que involucran la combustión de combustibles fósiles o la calcinación de piedra caliza (como en la producción de cemento).
2. **Fuentes Biogénicas:** Las emisiones de CO<sub>2</sub> biogénicas provienen de procesos naturales o actividades humanas que involucran materiales biológicos. Ejemplos incluyen procesos de fermentación en cervecerías o producción de bioetanol, combustión de biomasa para calefacción o generación de energía, y descomposición de materia orgánica en vertederos. Si bien estas fuentes emiten CO<sub>2</sub>, el carbono liberado fue absorbido originalmente de la atmósfera durante el crecimiento del material biológico, lo que hace que las emisiones biogénicas sean parte del ciclo natural del carbono.

Para identificar las fuentes de CO<sub>2</sub>, se consideraron datos del último informe disponible del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC)<sup>5</sup> del Ministerio del Medio Ambiente (MMA), basándose en datos de 2021 y publicados en 2022. Este registro es una base de datos pública diseñada para capturar, sistematizar y analizar información sobre contaminantes potencialmente dañinos para la salud.

Como se ve en la Figura 5, el siguiente gráfico presenta las emisiones totales de CO<sub>2</sub> a considerar por INERATEC por región.

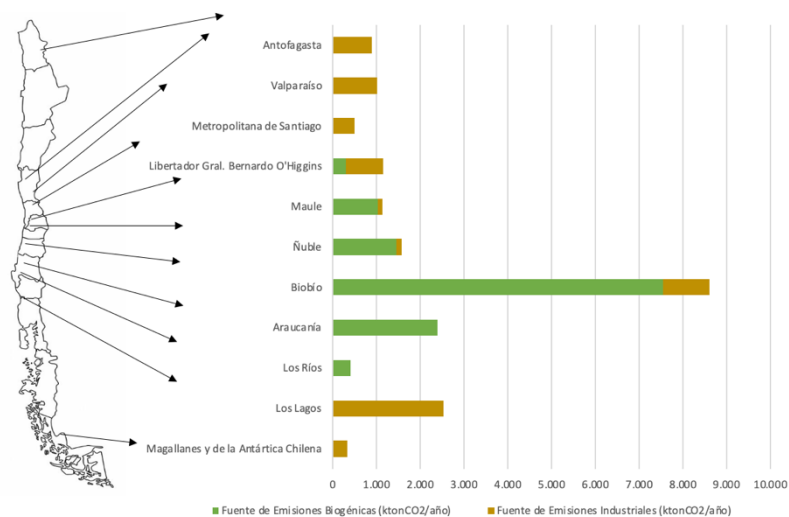


Figura 3. Emisiones totales de CO<sub>2</sub> por región y por tipo de fuente.

<sup>5</sup> Información disponible en; Ministry of Environment (MMA), "Consolidated Report on Emissions and Transfers of Pollutants" (ICETC-RETC), 2022.



Muestra que la región del Biobío tiene las emisiones más altas, alrededor de 8.6 millones de toneladas por año, seguida por las regiones de Los Lagos y La Araucanía con 2.5 y 2.4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año, respectivamente.

Por otro lado, la industria con las emisiones más altas de CO<sub>2</sub> es la industria de pulpa y papel, específicamente las empresas Celulosa Arauco y CMPC (ambas empresas de celulosa), que representan casi el 50 % de las emisiones potenciales a considerar por INERATEC. El resto es emitido por industrias manufactureras, plantas termoeléctricas a base de biomasa, minería, etc.

Finalmente, del total de emisiones potenciales de CO<sub>2</sub> a considerar por INERATEC, se consideran 13.1 millones de toneladas por año como fuentes biogénicas (64 % del total), siendo el licor negro la fuente primaria, seguido por la biomasa, que representa el 36 %, y el 28 % del total de las emisiones potenciales de CO<sub>2</sub>, respectivamente.

### Sistemas de captura de carbono en Chile

En la actualidad, la mayoría de las industrias en Chile no tienen sistemas de captura de CO<sub>2</sub> instalados, excepto las cervecerías, que obtienen CO<sub>2</sub> del proceso de fermentación y lo utilizan directamente en sus productos (inyectan el CO<sub>2</sub> en las cervezas). Además, conversaciones con Air Products y Linde Chile indican que solo hay dos empresas que disponen de sistemas de captura de CO<sub>2</sub> en Chile: La primera está integrada en la refinería ENAP Hualpén (Biobío), utilizando tecnología de gas de cola, propiedad de Air Products, mientras que el segundo sistema está instalado en la refinería ENAP Concón, que se obtiene del proceso de producción de hidrógeno.

#### 3.1.3 Fuentes de H<sub>2</sub> Verde

En la actualidad, en Chile, hay más de **59 proyectos o iniciativas** asociados con el hidrógeno verde y la producción de PtX que han sido anunciados por diversas empresas en años anteriores<sup>6</sup>. Específicamente, **25** de estos proyectos han informado que su capacidad de electrólisis será **inferior a 3 MW**, mientras que **34** de ellos se proyectan con **al menos 3 MW** o incluso una capacidad más alta. La siguiente tabla muestra el número de proyectos por rango de capacidad:

Rango de Capacidad	Monto	Capacidad Total (MW)
<b>0 a 3 MW</b>	25	26
<b>3 a 50 MW</b>	9	148
<b>50 a 200 MW</b>	3	355
<b>200 a 500 MW</b>	1	300
<b>500 a 1000 MW</b>	6	4.356
<b>&gt; 1000 MW</b>	15	36.550
<b>Total</b>	59	41.735

Tabla 1. Cantidad de proyectos por rango de capacidad.

Considerando solo los proyectos que podrían potencialmente producir al menos 23.000 toneladas de H<sub>2</sub> por año, que es la cantidad de H<sub>2</sub> necesaria para una producción de combustible sintético de 50.000 t/a, solo se pueden considerar 22 proyectos. De los 22 proyectos, **13 proyectos** están en la **región de Antofagasta** con aproximadamente 19,6 GW de capacidad, y 9 están en la **región de Magallanes** con aproximadamente 21,6 GW de capacidad. Se puede observar que los grandes proyectos de producción de H<sub>2</sub> se encuentran principalmente en la **región desértica del norte** debido a la radiación solar y en la parte sur del país debido a la **capacidad eólica**.

<sup>6</sup> Información recopilada a través de entrevistas con representantes de asociaciones de hidrógeno (por ejemplo, H<sub>2</sub> Chile, GEHMA), GIZ (Programa 4e Chile), portal de inteligencia de mercado (B2B) y de sitios web de empresas.

Como se indica en la siguiente figura, se han elegido 4 proyectos del grupo de 22 proyectos potenciales debido a su avanzado estado de desarrollo, lo que permite que la producción comience a partir de 2026.

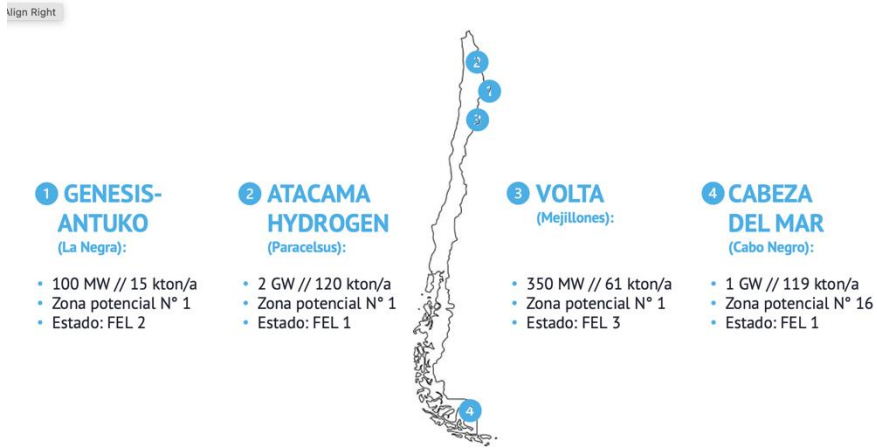


Figura 4. Principales proyectos relevantes de H2 para una producción de 50.000 t/a de e-Fuel.

### 3.1.4 Electricidad renovable en Chile

En Chile, la capacidad de generación potencial instalada de electricidad es de aproximadamente 33.8 GW, de los cuales alrededor de 20.5 GW corresponden a instalaciones de proyectos renovables. Esta información fue obtenida de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). La siguiente figura muestra la capacidad instalada de plantas de energía renovable desglosada por tipo de fuente y por región (de norte a sur).

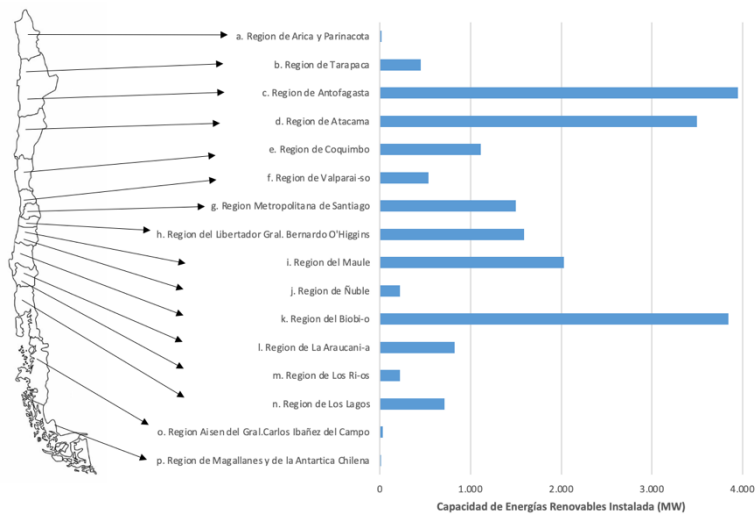


Figura 5. Capacidad instalada de energía renovable en Chile por región.

Del total de capacidad renovable instalada en Chile, cerca del 50% es generado por 5 grandes empresas generadoras de energía:

	Compañía	Capacidad
1	ENEL	5.988 MW
2	COLBÚN	1.786 MW
3	ENGIE	260 MW
4	ACCIONA ENERGY	540 MW
5	AES GENER	537 MW

Tabla 2. Compañías de energía renovable.

### 3.1.4.1 Sistemas eléctricos en Chile

En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) constituye una vasta red eléctrica interconectada que se extiende desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Isla de Chiloé (Región de Los Lagos). Con más de 3,100 kilómetros del territorio nacional de norte a sur, abarca más de 35,000 kilómetros de líneas de transmisión. Además, existen dos sistemas de tamaño mediano: el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA), que sirve a la Región de Aysén, y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM), que atiende a la Región de Magallanes. La supervisión de todos los sistemas eléctricos en Chile recae en el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), responsable de la programación diaria de todas las plantas de generación de energía.

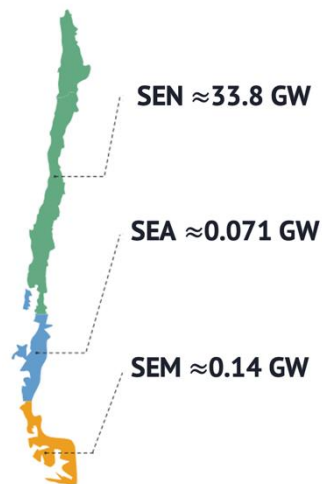


Figura 6. Sistemas eléctricos en Chile.

### 3.1.4.2 Proyectos de energía renovable en construcción

Hasta agosto de 2023, los datos de la CNE<sup>7</sup> indican que Chile tiene 5.3 GW de plantas de energía renovable en construcción, distribuidas en 82 instalaciones. Entre estas, los parques fotovoltaicos solares lideran con una capacidad de 3.1 GW, seguidos por parques eólicos y pequeñas centrales hidroeléctricas (de flujo) con capacidades de 1.8 GW y 0.4 GW, respectivamente.

Tecnología	MW
Fotovoltaica	3.093
Eólica	1.794
Hidroeléctrica pequeña	386
<b>Total</b>	<b>5.273</b>

Tabla 3. Proyectos de energía renovable en construcción por tecnología.

Por otro lado, el 44 % de estos proyectos se encuentran en la región de Antofagasta, seguida por la región de Atacama con el 17 %, precisamente en las regiones del norte de Chile donde hay una mayor disponibilidad de energía solar. Finalmente, la siguiente tabla muestra a los 5 principales propietarios de estos proyectos en construcción, con Colbún, ENEL y Engie, que ya tienen una capacidad renovable instalada significativa y continúan construyendo nuevos proyectos.

Compañía	MW
<b>COLBÚN</b>	816
<b>ENEL</b>	601
<b>CEME</b>	480
<b>ENGIE</b>	342
<b>COPIAPÓ SOLAR</b>	293
<b>Otras</b>	2.741
<b>Total</b>	<b>5.273</b>

Tabla 4. Capacidad de proyectos de energía renovable en construcción, por propietario

### 3.1.5 Mercado eléctrico en Chile

La oferta eléctrica en Chile se compone de **tres sectores** que proporcionan energía eléctrica a los diversos puntos del país. Primero, está el **(1) sector de generación**, que se encarga de producir la electricidad. A continuación, está el **(2) sector de transmisión**, que se encarga de transmitir la energía, a niveles de **voltaje alto**, a todos los puntos del sistema eléctrico. Finalmente, está el **(3) sector de distribución**, que se encarga de distribuir energía a niveles de **voltaje más bajos** que los de transmisión, desde un cierto punto en el sistema eléctrico hasta la mayoría de los consumidores regulados (clientes de bajo consumo). La interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores es el sistema eléctrico.

#### 3.1.5.1 Transmisión eléctrica en Chile

El segmento de transmisión en Chile es un monopolio natural debido a las importantes economías de escala involucradas en su desarrollo, y opera como un servicio público. En consecuencia, está fuertemente regulado. Además, es una actividad intensiva en capital, y dado el extenso tiempo de vida económica de la infraestructura de transmisión (típicamente de 30 a 50

<sup>7</sup> Información disponible en: Comisión Nacional de Energía (CNE), 'Proyectos declarados en construcción', 2023, [En línea] <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/declaracion-en-construccion/>

años), debe haber un nivel elevado de certeza con respecto a la recuperación del capital invertido. Esta actividad, realizada por entidades privadas y la Comisión Nacional de Energía (CNE), determina la infraestructura requerida en el sistema cada año, que luego está sujeta a licitación competitiva.

En 2016, la Ley de Transmisión en Chile (Ley N°20.936) fue modificada. Esta ley definió y modificó varios aspectos, incluidos nuevos sistemas de transmisión (nacionales, zonales, dedicados y polos de desarrollo, entre otros), trabajos de expansión, mecanismos de remuneración y el alcance del acceso abierto, lo que significa que los propietarios no pueden negar el uso del sistema de transmisión. En su lugar, es responsabilidad del Coordinador Nacional del Sistema Eléctrico (CEN) determinar la capacidad técnica del sistema. Si no hay capacidad técnica, el CEN debe informar a la CNE la necesidad de incluir más infraestructura en el plan de expansión (cada 4 años). Si se necesita completar un proyecto en un período más corto, la nueva ley incluye el Artículo 102, que establece que se pueden introducir nuevas obras cuando la necesidad y urgencia estén justificadas (esta justificación también debe provenir del CEN).

Otro punto crucial es que se eliminó el factor de ubicación para la remuneración de transmisión en Chile. Por lo tanto, en términos de tarifas, donde el proyecto se conecta al sistema puede no ser relevante, podría haber alguna diferencia en los precios debido a problemas de congestión en la red eléctrica. Sin embargo, la modificación de 2016 a la ley obliga a los usuarios a conectarse solo en subestaciones, lo que significa que ya no se permite la conexión directa a la red eléctrica a través de "derivaciones" (existen excepciones para líneas de transmisión dedicadas, como proyectos desconectados de la red, modelo utilizado para proyectos de producción de hidrógeno a gran escala). Esto significa que INERATEC tendrá que conectarse a una subestación cerca de la ubicación donde se encontrará la planta de PtL para suministrar energía eléctrica a la planta.

Nota: No hay una tarifa de conexión uniforme. Todo dependerá del tipo de proyecto, capacidad, número de líneas, etc. Por otro lado, es necesario tener en cuenta algunos costos por estudios técnicos que el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) debe realizar antes de la conexión.

### **3.1.5.2 Estimación del costo total del suministro eléctrico**

Un cliente libre en Chile (clientes con una capacidad de potencia superior a 5,000 kW) deberá pagar los siguientes componentes por los costos eléctricos:

- a. Precio de la electricidad según el contrato de Acuerdo de Compra de Energía (PPA).
- b. Precio de la potencia (Capacidad eléctrica).
- c. Precio de la transmisión o costo de la red (nacional, zonal y dedicado si corresponde).
- d. Otros costos (servicio complementario (SSCC), costo adicional, precio estabilizado, servicio público, etc.).

Nota: Todos estos costos dependen de la energía consumida, excepto el precio de la potencia, que es el único cargo que depende de la potencia instalada de la planta.

### **Acuerdo de Compra de Energía (PPA)**

Un Acuerdo de Compra de Energía (PPA, Power Purchase Agreement en inglés) renovable es un contrato para la venta y compra de energía eléctrica, típicamente a largo plazo, entre una empresa generadora de electricidad y el cliente final (generalmente está dirigido a industrias). En este arreglo, ambas partes asumen obligaciones recíprocas. Para facilitar esto, INERATEC necesitará celebrar un contrato con un generador renovable, con proyectos suficientes para garantizar que los retiros de energía eléctrica cumplan con la demanda final del cliente, se compensen con inyecciones de energía eléctrica renovable generada (creando un equilibrio interno de energía renovable). Para fines de contratación, un cliente libre tiene la flexibilidad para definir su propia estrategia de contratación. Entre las estrategias de contratación se encuentran la negociación directa, los procesos uno a uno o el desarrollo de un proceso de licitación público o privado.

Según la información del mercado energético, algunas de las cláusulas que se están negociando en nuevos PPA incluyen:

- a. **Bloques de Suministro:** Lo que se busca en los contratos libres es establecer un suministro de energía anual, que generalmente se divide en bloques de energía, ya sea que estén basados en períodos de tiempo específicos o no. Esto está de acuerdo con las condiciones establecidas por el cliente en sus procesos de licitación de suministro.
- b. **Precio de la Energía:** Típicamente, en este tipo de contratos, se establece un precio en USD/MWh. Este valor se fija al comienzo del suministro y luego se indexa por el Índice de Precios al Consumidor (CPI) de los EE. UU. de manera anual, semestral o mensual. Sin embargo, existen negociaciones donde el precio se indexa a otras variables de mercado como el Índice de Precios al Consumidor de Chile (IPC-Chile), el precio del carbón o los costos marginales de un S/E eléctrico particular.
- c. **Precio de la Potencia:** Este tipo de cargo se paga por los retiros del sistema, donde se establece un arreglo de “Pass-Through”.
- d. **Transferencia de Otros Costos:** Asociados con el contrato de suministro de energía, existen varios costos específicos del sector, muchos de los cuales son difíciles de entender y gestionar para los clientes finales. En este sentido, la transferencia de costos en un arreglo de Paso a Través es naturalmente aceptada para algunos costos, como peajes, servicios auxiliares y recargos del sistema.
- e. **Autogeneración:** Considerando la realidad actual con respecto a los aspectos de responsabilidad ambiental y social demandados por la sociedad a las empresas, los clientes requieren el establecimiento de una condición que les permita, durante el período del contrato, implementar proyectos de eficiencia energética y/o autogeneración.
- f. **Cláusulas de Salida y Término Anticipado:** Considerando la duración de los contratos, la incertidumbre a largo plazo y las posibles contingencias catastróficas a las que un cliente puede enfrentarse, es necesario incluir condiciones que faciliten la terminación anticipada del contrato antes de su vencimiento. Esto debería anticipar compensaciones justas para proteger al proveedor y mantener un equilibrio económico en el contrato firmado. Una herramienta muy solicitada es el uso de tablas de compensación, por ejemplo, con respecto a los meses restantes hasta el final del contrato.
- g. **Certificación de Energía Verde:** Muchos clientes pertenecen a grupos internacionales o comercian sus productos en el extranjero, una situación que requiere el cumplimiento de estándares y regulaciones con respecto a la trazabilidad de sus productos y el impacto ambiental derivado de sus procesos.

### Precio de la Potencia

El precio de la potencia es el único cargo eléctrico que depende de la potencia instalada de la planta y no del consumo de energía. Actualmente, este valor está cerca de 12 USD/kW-mes (estándar: enero de 2024)<sup>8</sup>. Para fines de facturación y el cálculo del precio de la potencia para los 12 meses de un año, la potencia instalada se calcula como **el promedio de las 52 demandas máximas durante las horas peak** (18:00 a 23:00 hrs.) entre los meses de abril a septiembre del año anterior.

Por ejemplo:

- Promedio de las 52 demandas máximas en 2023 = 10 MW.
- Precio de la potencia para los próximos 12 meses (2024) = 10 MW \* 12 USD/kW-mes = 120.000 USD/mes.

En otras palabras, si durante estos períodos peak entre los meses de abril a septiembre, INERATEC opera su planta de PtL a carga parcial, el costo total por potencia para los próximos 12 meses del año siguiente se reducirá proporcionalmente a la carga en la que opera. Esto permite operar a cargas más altas durante otros períodos de tiempo.

Nota: No hay ningún tipo de descuento por volumen en el mercado chileno. La única ventaja competitiva es la capacidad de negociar directamente con un generador el precio de la energía (PPA), por lo que cuanto mayor sea el consumo, mayor será el poder de negociación.

---

<sup>8</sup> Información disponible en: <https://www.statista.com/statistics/1373368/monthly-industrial-electricity-price-chile/>

## Red y otros costos

Por otro lado, el pago por el uso de redes (transmisión nacional, zonal y dedicada) está regulado, según lo dispuesto en el Artículo 115 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Además, las tarifas asociadas con la prestación de Servicios Complementarios (SSCC)<sup>9</sup> Además, las tarifas asociadas con la prestación de Servicios Complementarios (SSCC) también están definidas en la LGSE, en el Artículo 72-7. Ambas tarifas se cobran a clientes libres y regulados en Chile a través de un Cargo Único, expresado en CLP/kWh. La siguiente tabla muestra una proyección de tarifas de transmisión y servicios complementarios, además de otros cargos de suministro hasta el año 2030.

Descripción	Unidad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Transmisión Nacional/Zonal</b>	US\$/MWh	14,0	14,5	16,5	17,0	21,0	23,0	23,0	23,0
<b>Transmisión Dedicada</b>	US\$/MWh	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<b>Sobrecostos MT</b>	US\$/MWh	5,0	6,0	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
<b>SSCC</b>	US\$/MWh	0,5	0,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
<b>Compensaciones Impto. Verde</b>	US\$/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Precio Estabilizado</b>	US\$/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Otros cargos (C. Partida)</b>	US\$/MWh	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Servicio Público SSPP</b>	US\$/MWh	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<b>Total Otros Cargos</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>23,5</b>	<b>26,0</b>	<b>31,5</b>	<b>32,5</b>	<b>36,5</b>	<b>38,5</b>	<b>38,5</b>	<b>38,5</b>

Tabla 5. Proyección de otros cargos de suministro.

Como se mencionó anteriormente, todos estos costos de transmisión y otros cargos dependen de la energía consumida. Sin embargo, el precio de la transmisión zonal también depende del punto de retiro de energía del sistema (según la zona donde se encuentra el proyecto) y el nivel de voltaje (la tabla anterior muestra solo un promedio de ellos), donde los cargos son menores en las regiones central y norte del país y aumentan en las regiones del sur. Por ejemplo, según la Res. Ex. N°206, la CNE publica un informe sobre los cargos por uso del sistema de transmisión en Chile cada 6 meses. Las siguientes tablas muestran los cargos de transmisión zonal en diferentes áreas de Chile para 2 niveles de voltaje (110 kV y 66 kV):

<sup>9</sup>SSCC son al menos control de frecuencia, control de voltaje y plan de recuperación del servicio.

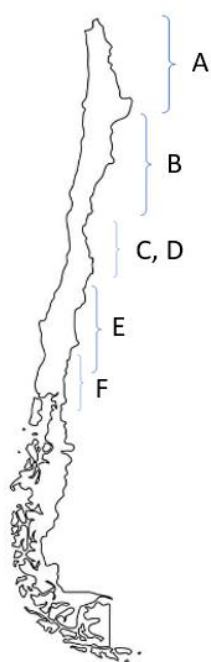


Tabla 6. Tarifas de transmisión zonal para 110 kV.

Tx Sistema Zonal	Región	Cargo (USD/MWh)
A	Arica a Antofagasta	5,57
B	Antofagasta a Coquimbo	4,82
C	Valparaíso	0,00
D	RM	3,12
E	O'Higgins a La Araucanía	4,64
F	Los Ríos & Los Lagos	3,70
		<b>3,64</b>

Tabla 7. Tarifas de transmisión zonal para 66 kV.

Tx Sistema Zonal	Región	Cargo (USD/MWh)
A	Arica a Antofagasta	6,69
B	Antofagasta a Coquimbo	6,63
C	Valparaíso	0,00
D	RM	3,12
E	O'Higgins a La Araucanía	11,39
F	Los Ríos & Los Lagos	14,46
		<b>7,05</b>

Nota: En Chile, el mercado de Servicios Complementarios (SSCC) actualmente no está completamente activo, lo que significa que esta actividad crítica aún no está siendo compensada. Sin embargo, en cumplimiento con las regulaciones técnicas, todos los principales clientes conectados al sistema de transmisión, como INERATEC, están obligados a implementar un Servicio Complementario conocido como el Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC, por su acrónimo en español). Este esquema permite el control de frecuencia al permitir la interrupción parcial o total de su suministro. Se prevé que en un período de dos años, el mercado de SSCC en Chile estará completamente operativo, y en consecuencia, este servicio esencial será compensado en consecuencia.

Dada la información proporcionada, la siguiente figura ilustra una proyección de los costos totales de suministro eléctrico hasta el año 2030, delimitados por distintos componentes de costo. El precio por unidad de potencia se ha estimado considerando un factor de carga típico del 65%<sup>10</sup>.

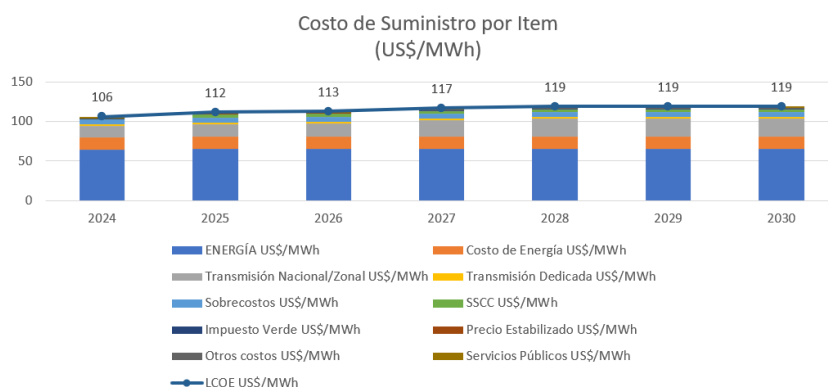


Figura 7. Proyección de los costos totales de suministro eléctrico hasta el año 2030.

<sup>10</sup> El factor de carga es la carga promedio dividida por la carga máxima en un período de tiempo específico.



Se considera que con aún más proyectos de energía renovable, los precios de la electricidad en Chile pueden permanecer estables, así como los costos de suministro, rondando los 119 USD/MWh. Esta estabilidad se debe al aumento de los costos del sistema, que compensan la posible reducción de precios. Estos costos del sistema están impulsados principalmente por la necesidad de servicios complementarios esenciales para mantener la seguridad operativa, especialmente con la introducción de más generación renovable variable. Además, los costos de transmisión están en aumento debido a los nuevos requisitos de demanda en Chile, lo que hace necesario realizar inversiones adicionales en infraestructura. Estos costos se distribuyen entre los clientes proporcionalmente en función de sus retiros para satisfacer cada demanda.

### Precio del mercado eléctrico (CMg)

La estructura de precios para el Acuerdo de Compra de Energía (PPA) comprende el Costo Marginal de generación (CMg) junto con una tarifa fija. Por lo tanto, es esclarecedor examinar la fluctuación de CMg a lo largo del día, ya que esta variación ofrece la oportunidad de diseñar un PPA con opciones de precios dinámicos a lo largo del día.

La siguiente figura muestra las principales subestaciones o puntos de retiro de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y posteriormente, se presentan los Costos Marginales Promedio por hora (CMg) para cada uno de ellos durante:

- Escenario A: El último mes (octubre de 2023).
- Escenario B: Los últimos 6 meses (mayo de 2023 a octubre de 2023).
- Escenario C: Los últimos 12 meses (noviembre de 2022 a octubre de 2023).

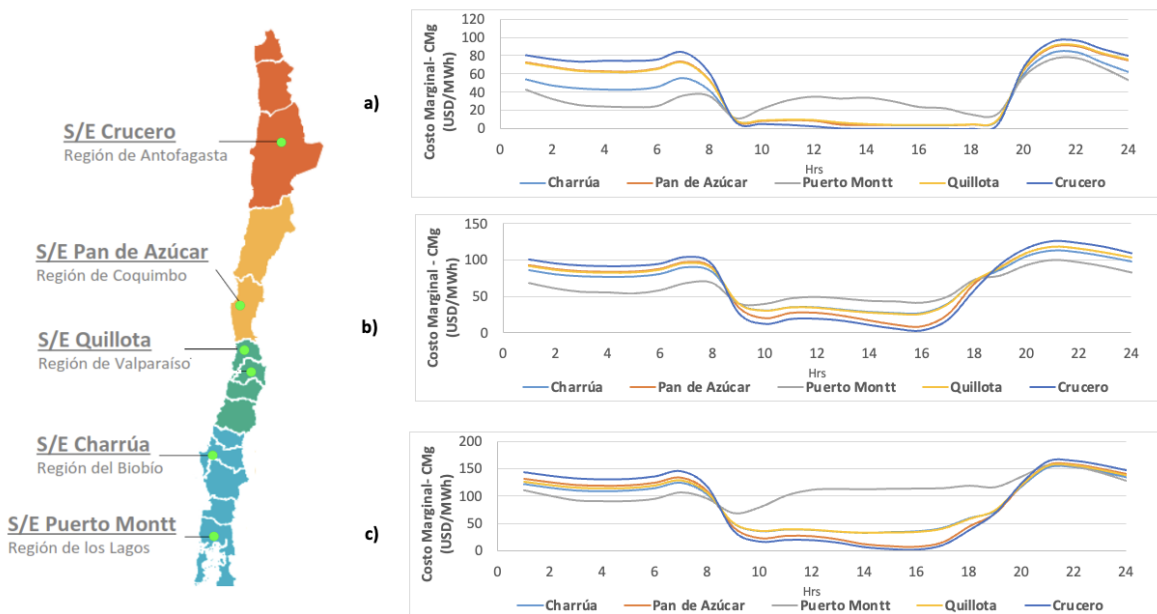


Figura 8. CMg de las principales subestaciones (S/E) en Chile.

El análisis del gráfico proporcionado revela fluctuaciones significativas en los Costos Marginales de Energía (CMg) del sistema, impulsadas por la estacionalidad día-noche. Notablemente, durante las horas diurnas, CMg tiende a ser más bajo en comparación con las horas nocturnas, influenciado en gran medida por la presencia de proyectos de generación de energía renovable variable. Por ejemplo, a lo largo del último año completo (noviembre de 2022 a octubre de 2023), el CMg promedio para todos los puntos de retiro de energía se sitúa en aproximadamente 48.34 USD/MWh entre las 9:01 y las 19:00 horas. En contraste, entre las 19:01 y las 9:00, este valor se eleva a 127.96 USD/MWh.

S/E	09:01 a 19:00	19:01 a 9:00
<b>Charrúa</b>	43.64	123.44
<b>Pan de Azúcar</b>	27.68	131.89
<b>Puerto Montt</b>	105.43	115.06
<b>Quillota</b>	42.94	128.04
<b>Crucero</b>	21.99	141.38
<b>Promedio</b>	<b>48.34</b>	<b>127.96</b>

Tabla 8. Costos marginales promedio de los últimos 12 meses en USD/MWh.

En un escenario ideal, se desea el acoplamiento completo de todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Sin embargo, en Chile, persisten ciertos desafíos de transmisión en áreas específicas, lo que dificulta el transporte eficiente de energía desde grandes fuentes de generación hasta puntos de consumo. Por ejemplo, el área de Puerto Montt regularmente enfrenta restricciones de transmisión, lo que resulta en una capacidad inadecuada para transmitir volúmenes sustanciales de energía desde el norte hasta el sur. En consecuencia, durante períodos de alta demanda, como las horas diurnas, aprovechar la generación de energía renovable variable desde el norte a bajo costo puede no ser factible. En su lugar, satisfacer la demanda requiere recurrir a métodos de generación convencionales como motores diésel, lo que conlleva costos significativos.

Esta tendencia es evidente en la tabla proporcionada, donde el CMg promedio durante el último año en Puerto Montt supera los 100 USD/MWh durante las horas de 09:01 a 19:00, mientras que en otras áreas, el promedio es de solo 34.06 USD/MWh.

### 3.1.6 Fuentes de agua

Las fuentes de agua industriales de Chile comprenden empresas de saneamiento en todo el país, embalses de agua superficial y subterránea, y predominantemente, plantas desaladoras de agua de mar ubicadas en la región norte del país.

#### 3.1.6.1 Plantas desaladoras de agua de mar

Según la información obtenida de la Asociación Chilena de Desalinización (ACADES) y el portal de inteligencia de mercado (B2B Media), Chile actualmente opera **29 plantas desaladoras**. De estas, **24 unidades** tienen capacidades que exceden los 10 litros por segundo (300 millones de litros por año), alineándose con los requisitos de las plantas de INERATEC. Notablemente, 20 de estas plantas sirven a los sectores minero y de generación de energía, mientras que las 4 restantes están bajo propiedad de empresas de saneamiento. Además, más del 80% de estas plantas están ubicadas en la región norte del país. La figura adjunta proporciona un desglose regional de las plantas desaladoras y sus capacidades totales.

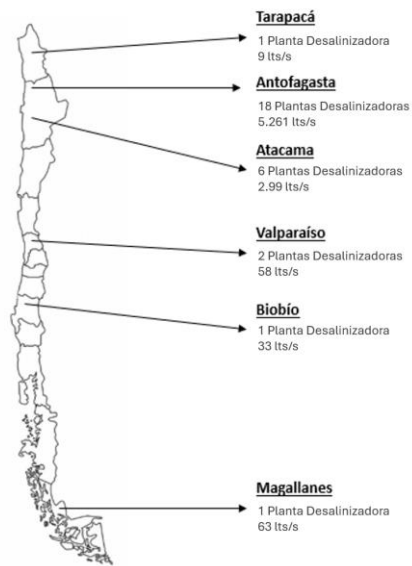


Figura 9. Plantas de desalinización por región y capacidad.

Como se mencionó anteriormente, 20 de estas plantas son propiedad de empresas mineras y de generación de energía, y cada planta está dedicada a una sola entidad. En consecuencia, el acceso a estas fuentes de agua depende de la utilización actual de estas plantas por parte de sus respectivas empresas. En la práctica, acceder a estas fuentes de agua puede plantear desafíos.

A continuación, se presenta un desglose completo de las 24 plantas desaladoras mencionadas anteriormente, destacando que aquellas afiliadas a la minería exhiben las tasas de flujo de agua desalinizada más altas.

Nombre	Dueño	Sector	Región	Ciudad	Capacidad (L/s)
<b>Escondida ESW Ampliación</b>	BHP	Minería	Antofagasta	Antofagasta	2.500
<b>Escondida Puerto Coloso</b>	BHP	Minería	Antofagasta	Antofagasta	525
<b>Antucoya</b>	Minera Antucolla	Minería	Antofagasta	María Elena	48
<b>Sierra Gorda</b>	Sierra Gorda Sociedad Contractual Minera	Minería	Antofagasta	Sierra Gorda	63
<b>Distrito Centinela</b>	Minera Centinela S.A.	Minería	Antofagasta	Sierra Gorda – Mejillones	50
<b>Planta Desaladora Michilla</b>	Haldeman Mining Company	Sanitario	Antofagasta	Sierra Gorda	75
<b>Planta Desaladora Norte (Ex La Chimba)</b>	Aguas de Antofagasta S.A.	Sanitario	Antofagasta	Antofagasta	680
<b>Central Termoeléctrica Angamos</b>	AES Gener S.A.	Termoeléctrica	Antofagasta	Mejillones	60
<b>Minera Spence Growth Option</b>	Minera Spence S.A.	Minería	Antofagasta	Mejillones	1.000
<b>Tocopilla</b>	Aguas de Antofagasta S.A.	Sanitario	Antofagasta	Tocopilla	100
<b>Tocopilla</b>	Norgener/AES Andes	Termoeléctrica	Antofagasta	Tocopilla	25
<b>CTT Tocopilla</b>	Engie	Termoeléctrica	Antofagasta	Tocopilla	22
<b>Mejillones</b>	Gas atacama	Termoeléctrica	Antofagasta	Mejillones	30
<b>Mejillones</b>	EE Cochrane/AES Chile	Termoeléctrica	Antofagasta	Mejillones	56
<b>Minera Mantoverde</b>	Mantos Copper S.A.	Minería	Atacama	Chañaral	120
<b>Cerro Negro Norte</b>	CAP S.A.	Minería	Atacama	Caldera	600
<b>Minera Candelaria</b>	Sociedad Contractual Minera Candelaria	Minería	Atacama	Caldera	500
<b>Candelaria 2030 – Continuidad Operacional</b>	Sociedad Contractual Minera Candelaria	Minería	Atacama	Caldera	500
<b>Planta Desalinizadora Provincias</b>	Empresa Concesionaria de Servicios Sanitarios	Sanitario	Atacama	Caldera	1.200
<b>Huasco</b>	Guacolda Energía	Termoeléctrica	Atacama	Huasco	70
<b>Unidad 3 Ventanas</b>	AES Chile	Termoeléctrica	Valparaíso	Puchuncaví	28
<b>Unidad 4 Ventanas</b>	AES Chile	Termoeléctrica	Valparaíso	Puchuncaví	30
<b>CT Santa María</b>	Colbún	Termoeléctrica	Biobío	Coronel	33
<b>Cabo Negro</b>	Methanex	Industrial	Magallanes	Punta Arenas	83

Tabla 9. Plantas de desalinización - Capacidad > 10 l/s (≈ 300 millones de litros/año).

### 3.1.6.2 Agua superficial (ríos) y empresas sanitarias

Las regiones central y sur de Chile disfrutan de abundantes recursos hídricos, con más de 1.250 ríos distribuidos en 101 cuencas hidrográficas, junto con numerosos lagos. Sin embargo, el análisis regional revela condiciones predominantes de escasez de agua desde la Región Metropolitana hacia el norte. A pesar de la riqueza de los recursos, las regiones del norte y centro del país han enfrentado una sequía de una década. Muchas industrias en Chile dependen del agua de cuerpos superficiales como ríos para diversos fines de consumo. Es importante destacar que cada una de las regiones del país está atendida por al menos una empresa sanitaria.

Nota.: Durante nuestro análisis de este suministro de agua, consideramos su certificación y aceptación social. Sin embargo, es importante considerar que el uso del agua del río cuenta con una baja aceptación, particularmente en Chile, donde existen importantes conflictos sociales en torno a este tema. Aunque examinamos la disponibilidad de este recurso, su uso real nunca fue seriamente contemplado.

### 3.1.7 Gas de síntesis en Chile

En Chile, actualmente no hay producción ni suministro de gas de síntesis ni de ningún gas comparable. Los principales proveedores de gas en Chile, incluidos Linde Chile y Air Products, han confirmado esto. En consecuencia, el siguiente capítulo se centrará en identificar productores chilenos de biomasa adecuada para la producción de gas de síntesis.

#### 3.1.7.1 Producción de gas de síntesis a partir de biomasa

El gas de síntesis comprende principalmente hidrógeno (H<sub>2</sub>) y monóxido de carbono (CO), junto con gases inertes como nitrógeno (N<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Su composición exacta varía según factores como la materia prima principal y el proceso de producción empleado. Para el proceso de Fischer-Tropsch (FT) realizado por INERATEC, la relación óptima es H<sub>2</sub>:CO = 2:1, con un máximo del 50% de gases inertes. Por lo tanto, el enfoque se centra en generar H<sub>2</sub> y CO, lo cual se puede lograr ya sea por separado (producción de gas de síntesis indirecta) o combinados en un solo proceso (producción de gas de síntesis directa). La gasificación de biomasa es una tecnología bien establecida y madura para la producción de gas de síntesis. Según la literatura, los gasificadores de lecho fluidizado y de flujo arrastrado son las tecnologías más adecuadas para producir gas de síntesis para combustible sintético. Varias industrias pueden considerarse como posibles productores de gas de síntesis:

- Industria del maíz: **1,56 kg** de gas de síntesis por 1 kg de rastrojo de maíz.
- Industria de la pulpa: **1,69 kg** de gas de síntesis por 1 kg de residuos de madera.
- Industria del trigo: **1,56 kg** de gas de síntesis por 1 kg de rastrojo de trigo.

La tabla a continuación presenta el potencial de producción anual estimado de gas de síntesis en Chile, teniendo en cuenta las industrias mencionadas anteriormente.

Industria	Proceso	Subproducto y residuo	Tecnología	Producción anual total de subproducto o residuo (toneladas/año)	Potencial anual total de gas de síntesis (toneladas/año)
<b>Industria de la madera, pulpa y papel</b>	Directo	Residuos de madera	Gasificación de biomasa	2.585.000	4.368.650
<b>Industria del maíz</b>	Directo	Paja de maíz	Gasificación de biomasa	418	652
<b>Industria del trigo</b>	Directo	Paja de trigo	Gasificación de biomasa	2.003	3.125

Tabla 10. Potencial de producción anual total de gas de síntesis en Chile.

Basándose en los resultados obtenidos, se realizaron las siguientes observaciones:

- Hay un potencial significativo para la producción de gas de síntesis a partir de residuos de madera, estimado en más de 4 millones de toneladas por año. Esto se elaborará más en la subsección posterior.
- Las industrias del maíz y el trigo en Chile son relativamente pequeñas, con un potencial de producción de gas de síntesis aproximado de solo 3.700 toneladas por año. Además, estas industrias están dispersas en más de 1.000 kilómetros en diferentes regiones de Chile, y ambos productos son estacionales, cosechados solo durante los meses de verano (diciembre a febrero). Como resultado, no se consideran opciones viables para la producción de gas de síntesis.

### 3.1.7.2 Productores de biomasa de residuos de madera

Chile se destaca como un importante productor y exportador de productos forestales, con más de 2 millones de hectáreas de plantaciones, predominantemente de Pino Radiata y Eucalipto. En 2022, el país procesó más de 40 millones de metros cúbicos (MMm<sup>3</sup>) de madera sólida sin corteza (SSC en español). Estos recursos alimentan principalmente la producción de celulosa, madera aserrada, astillas de madera, tableros, chapas y postes. De esta producción, 28,3 MMm<sup>3</sup> provienen de Pino, 11,9 MMm<sup>3</sup> de Eucalipto y apenas 133.000 m<sup>3</sup> de maderas nativas. A lo largo del proceso de producción, se generan aproximadamente 4,7 MMm<sup>3</sup>/año (equivalente a aproximadamente 2,6 millones de toneladas/año) de residuos o subproductos, que comprenden principalmente aserrín, corteza, astillas, virutas y recortes. Una parte significativa de estos subproductos se comercializa, mientras que el resto se utiliza para consumo interno.

Datos del Instituto Forestal de Chile (INFOR) revelan la presencia de más de 1.000 aserraderos y plantas de tableros en Chile, con la mayoría contribuyendo a esta corriente de residuos. Para el propósito de este estudio, nos centramos en plantas que generan más de 100.000 toneladas de residuos de madera por año, ya que no están disponibles desgloses detallados de la producción de residuos por empresa, solo sus respectivos rangos.

Compañía / Planta	Región	Comuna
<b>Aserraderos Loncoche S.A.</b>	Araucanía	Loncoche
<b>CMPC Maderas SPA (Planta Bucalemu)</b>	Biobío	Los Ángeles
<b>CMPC Maderas SPA (Planta Mulchén)</b>	Biobío	Mulchén
<b>CMPC Maderas SPA (Planta Nacimiento)</b>	Biobío	Nacimiento
<b>Foraction Chili S.A.</b>	Biobío	Curanilahue
<b>Maderas Arauco S.A. (Planta Cholguán)</b>	Ñuble	Yungay
<b>Maderas Arauco S.A. (Planta El Colorado)</b>	Biobío	Curanilahue
<b>Maderas Arauco S.A. (Planta Horcones I)</b>	Biobío	Arauco
<b>Maderas Arauco S.A. (Planta Horcones II)</b>	Biobío	Arauco
<b>Maderas Arauco S.A. (Planta Nueva Aldea)</b>	Ñuble	Nueva Aldea
<b>Maderas Arauco S.A. (Planta Valdivia)</b>	Los Ríos	Mariquina
<b>Maderas Arauco S.A. (Planta Viñales)</b>	Maule	Constitución
<b>Mauricio Muñoz y Cia. Ltda.</b>	Maule	Constitución
<b>Procesadora de Maderas Los Ángeles S.A.</b>	Biobío	Los Ángeles
<b>Fulghum Fibras Chile S.A. (Planta PAC)</b>	Biobío	Coronel
<b>Fulghum Fibras Chile S.A. (Planta CRN)</b>	Biobío	Coronel

Tabla 11. Empresas/Plantas que producen más de 100,000 toneladas al año de residuos forestales.

Es destacable que más del 60 % de las plantas están situadas en la Región del Biobío. Entre estas, 10 son propiedad de CMPC y Arauco. Además, *Fulghum Fibras*, una empresa que opera 2 plantas en Coronel, Región del Biobío, vende sus materiales residuales a empresas del sector para la generación de energía.

## 3.2 Sitios potenciales para la producción de e-Fuels

### 3.2.1 Selección de Zonas para instalar una planta PtL

Teniendo en cuenta las especificaciones detalladas para las plantas PtL de INERATEC en la sección 3.1, así como la identificación de fuentes de CO<sub>2</sub>, proyectos potenciales de H<sub>2</sub>, fuentes de agua e infraestructura eléctrica en Chile, un proceso de selección preliminar ha llevado a la identificación de **16 zonas potenciales** para establecer plantas PtL. Cada uno de estos sitios seleccionados cumple con el criterio de que todos los recursos requeridos deben estar dentro de un radio máximo de 60 kilómetros. La siguiente ilustración muestra la ubicación aproximada de cada uno de estos sitios potenciales.

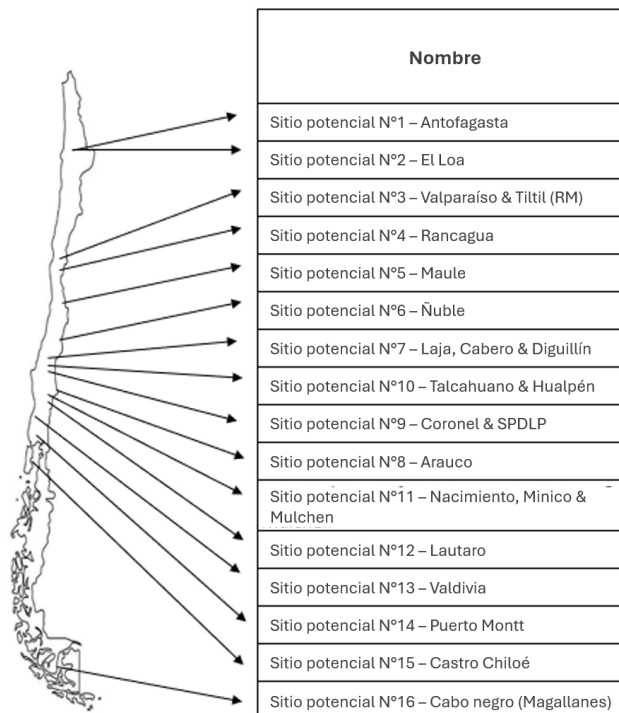


Figura 10. Ubicación aproximada de la zona potencial para instalar una planta de PtL.

Basándose en un análisis exhaustivo de las zonas potenciales en línea con los requisitos obligatorios para establecer una planta PtL, se llegaron a las siguientes conclusiones:

- La **zona potencial N°2** tiene **3 fuentes de CO<sub>2</sub> con menos de 170.000 toneladas/año (en total)**. Por lo tanto, fue eliminada porque el volumen de CO<sub>2</sub> emitido es demasiado pequeño.
- Una situación similar existe en la **zona N°15**, que tiene solo **1 fuente de CO<sub>2</sub>**. Además, Chiloé es una isla y una zona generalmente sujeta a baja capacidad de transmisión (solo 1 línea).
- Desafortunadamente, **no hay terrenos industriales disponibles para el sitio potencial N°13**. Sin embargo, solo hay una fuente de CO<sub>2</sub> en el sector, y el sistema de transmisión es débil en esa área.
- Algunas zonas vecinas pueden unirse para formar una sola zona siempre que las distancias de las fuentes de CO<sub>2</sub> lo permitan.

Por ejemplo: 1. Las zonas potenciales N°7 y N°11 están en un área de alrededor de 100 km y se unen; 2. una situación similar existe en las zonas N°8, N°9 y N°10.

En relación con estas razones, la lista de 16 zonas potenciales se redujo a **10 sitios potenciales**.

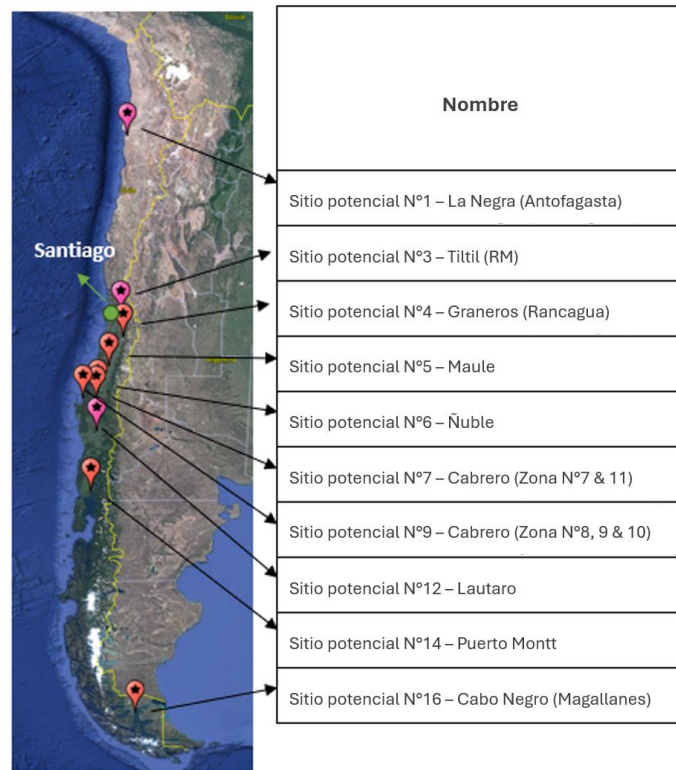


Figura 11. Ubicación aproximada de los sitios potenciales seleccionados para instalar una planta PtL.

Como se mencionó anteriormente, en cada zona potencial se hicieron esfuerzos para identificar terrenos industriales disponibles situados lo más cerca posible de líneas eléctricas para conexión a la red y fuentes de CO<sub>2</sub>. Es importante tener en cuenta que hay una disponibilidad limitada de terrenos industriales con espacio adecuado para instalar la planta PtL de INERATEC. Además, es imperativo asegurar que el sitio seleccionado sea adecuado para construir una planta de esta naturaleza. En este sentido, cabe destacar que, en 2022, el Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU) emitió la Circular ORD. N° 0504 de la División de Desarrollo Urbano (DDU 470), detallando las regulaciones de uso de suelo aplicables para edificaciones, instalaciones y redes asociadas a la generación de H<sub>2</sub> o proyectos relacionados. Básicamente, estos proyectos se categorizan como uso de suelo de infraestructura energética si se encuentran dentro del área cubierta por el Plan Regulador Comunal (PRC). Sin embargo, si se encuentran en una zona rural fuera del PRC, se requiere la aprobación de la Dirección General de Obras Municipales, un informe favorable del SEREMI del MINVU y la aprobación del Servicio Agrícola y Ganadero (SAG).

El flujo de trabajo realizado para cada sitio potencial se puede resumir de la siguiente manera.

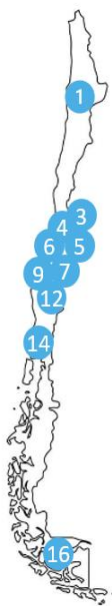
1. **Búsqueda de terrenos industriales adecuados** para construir la planta PtL, incluyendo la adición de coordenadas XY para ubicaciones/sitios relacionados.
2. **Identificación de fuentes de CO<sub>2</sub> en cada área**, especificando el nombre de la empresa, el nombre de la planta, la actividad económica, el combustible utilizado, clasificación de la fuente: Industrial o biogénica, emisiones totales de CO<sub>2</sub>, distancia exacta (por carretera) y región y comuna.
3. Determinación de la solución para **conectar el proyecto al Sistema Eléctrico**, especificando el nombre de la Subestación (S/E), capacidad (kV) y distancia exacta.
4. **Identificación de una fuente de agua**, como plantas desalinizadoras cercanas, conexión a la red de agua potable de la empresa sanitaria, presencia o viabilidad de un pozo de agua, entre otras opciones, especificando el nombre, capacidad (lts/s) y distancia (si corresponde).



5. **Identificación de proyectos de H2 a escala industrial** especificando el nombre, capacidad (MW), producción estimada (kton/año), ubicación y distancia exacta.
6. **Identificación de posibles fuentes de gas de síntesis**, especificando el nombre de la empresa, el nombre de la planta, distancia exacta (por carretera), región y comuna.
7. Evaluación de la **distancia a autopistas y ferrocarriles** para cada sitio potencial.

### 3.2.2 Selección de sitios calificados

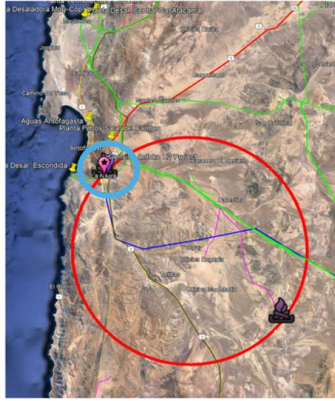
La siguiente tabla muestra una visión general de los 10 sitios de alto potencial que reúnen todos los requisitos obligatorios para una planta de producción de e-Fuels de 50.000 t/a.



Nombre	CO <sub>2</sub> Industrial > 170.000 t/a	CO <sub>2</sub> Biogénico > 170.000 t/a	Fuentes potenciales de gas de síntesis	Agua	Electricidad	H <sub>2</sub>
Sitio Potencial N°1 - La Negra (Antofagasta)	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Sitio Potencial N°3 - Tiltil (RM)	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sitio Potencial N°4 - Graneros (Rancagua)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sitio Potencial N°5 - Maule	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sitio Potencial N°6 - Ñuble	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sitio Potencial N°7 - Cabrero (zonas N°7 & 11)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sitio Potencial N°9 - Coronel (zonas N°8, 9 & 10)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sitio Potencial N°12 - Lautaro	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sitio Potencial N°14 - Puerto Montt	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Sitio Potencial N°16 - Cabo Negro (Magallanes)	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>

Tabla 12. Resumen de los 10 sitios de alto potencial para la realización de una planta de e-Fuels.

En las siguientes imágenes presentadas en esta sección, se presenta cada sitio mostrando todos los detalles, desde su ubicación geográfica hasta sus características de infraestructura y disponibilidad de materia prima. Esta visión general integral tiene como objetivo proporcionar a los lectores una comprensión detallada de la importancia de cada sitio dentro de su entorno respectivo, ofreciendo información sobre las características de cada sitio para una mejor calificación:



### Sitio N° 1 – LA NEGRA

Terreno industrial	<b>38.000 m<sup>2</sup></b>
Distancia a la línea de trenes	<b>0.8 km</b>
Distancia a la carretera	<b>0 km (Ruta 5)</b>

#### Conexión eléctrica a la subestación

Tensión	<b>220 kV</b>
Distancia	<b>0.8 km</b>
Año estimado	<b>2025</b>

#### Fuente de H<sub>2</sub>

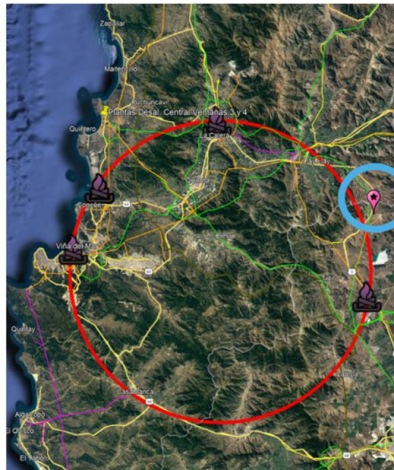
Nombre	<b>Antuko-Genesis (La Negra)</b>
Capacidad	<b>100 MW</b>
Producción	<b>15 kton/year</b>
Distancia a la carretera	<b>1.8 km</b>

#### Principal fuente de agua

Tipo	<b>Viabilidad de pozo de agua</b>
	<b>Desalinizadora de Coloso</b>

#### Fuentes CO<sub>2</sub>

<b>Planta Cemento Antofagasta</b>	167.295 t/a, 0,3 km
<b>Faena el penon</b>	600,139 t/a, 136 km



### Sitio N° 3 – TILTIL (RM)

Terreno industrial	<b>75.000 m<sup>2</sup></b>
Distancia a la línea de trenes	<b>0,5 km</b>
Distancia a la carretera	<b>0,4 km</b>

#### Conexión eléctrica a la subestación

Tensión	<b>110 Kv</b>
Distancia	<b>1.6 km</b>
Año estimado	<b>2026-2027</b>

#### Fuente de H<sub>2</sub>

Ninguna

#### Principal fuente de agua

Tipo	<b>Viabilidad de pozo de agua</b>
------	-----------------------------------

#### Fuentes CO<sub>2</sub>

<b>Planta Cerro Blanco</b>	500.000 t/a, 28,8 km
<b>Cemento Melón Planta</b>	144.221 t/a, 48,8 km
<b>Planta Co Generadora</b>	178.669 t/a, 85,4 lkm
<b>Refinería ENAP</b>	294.729 t/a, 85,4 lkm
<b>Elaboradora de Cobre</b>	259.516 t/a, 105,5 lkm



### Sitio N° 4 – RANCAGUA

Terreno industrial	77.000 m <sup>2</sup>
Distancia a la línea de trenes	1,2 km
Distancia a la carretera	0 km

#### Conexión eléctrica a la subestación

Tensión	66 kV
Distancia	1.0 km
Año estimado	2026-2027

#### Fuentes H<sub>2</sub>

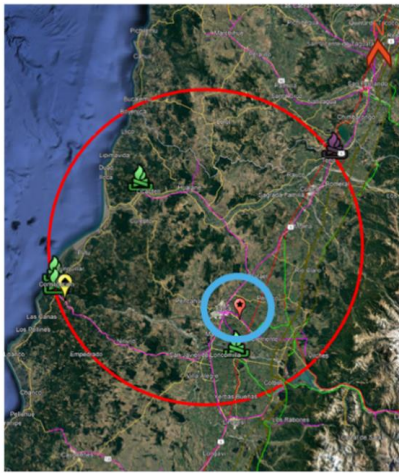
Ninguna

#### Principal fuente de agua

Tipo	Viabilidad de pozo de agua
------	----------------------------

#### Fuentes CO<sub>2</sub>

<b>Energía Pacífico S.A.</b>	293.325 t/a, 9,4 km
<b>Comafri S.A.</b>	117.754 t/a, 14,21 km
<b>Codelco</b>	728.456 t/a, 72 lkm



### Sitio N° 5 – MAULE

Terreno industrial	50.000 m <sup>2</sup>
Distancia a la línea de trenes	1,2 km

#### Conexión eléctrica a la subestación

Tensión	110 kV
Distancia	5.1 km
Año estimado	2026-2027

#### Producción de Biomasa

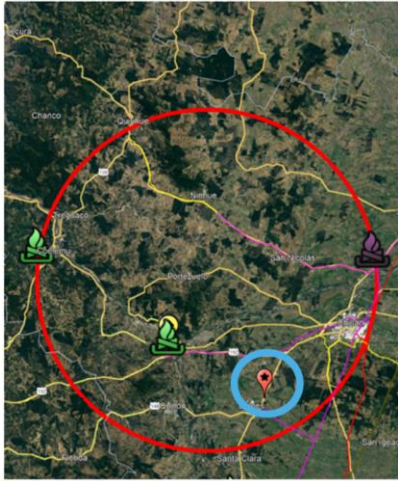
Mauricio Muñoz y CIA, Ltda	109 km
----------------------------	--------

#### Principal fuente de agua

Tipo	Viabilidad de pozo de agua
------	----------------------------

#### Fuentes CO<sub>2</sub>

<b>Energías Industriales S.A.</b>	388.623 t/a, 38,77 km
<b>Bio Bio Cementos SA Planta</b>	104.741 t/a, 89,2km
<b>Planta Licancel</b>	105.775 t/a, 103 lkm
<b>Aserradores Arauco S.A. Planta Viñales (1)</b>	411.978 t/a, 112 lkm
<b>Planta Constitución</b>	125.135 t/a, 117 lkm



## Site N° 6 – ÑUBLE

Terreno industrial **44,700 m<sup>2</sup>**  
 Distancia a la línea de trenes **0.9 km**  
 Distancia por autopista **0 km**

### Conexión eléctrica a la subestación

Tensión **66 kV**  
 Distancia **2.5 km**  
 Año estimado **2026-2027**

### Fuentes H<sub>2</sub>

Ninguno

### Producción de Biomasa

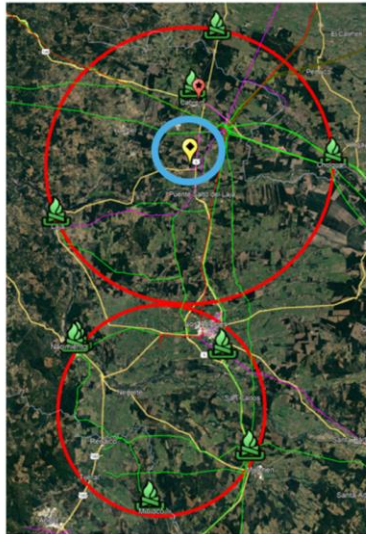
Maderas Arauco S. A.  
 Distancia por autopista **31 km**

### Principal fuente de agua

Tipo **Red de distribución sanitaria**

### Fuentes CO<sub>2</sub>

**ORAFI CHILE S. A.** 338.340 t/a, 21,9 km  
**Nueva Aldea** 538.867 t/a, 31,2 km  
**Iansagro Planta Ñuble** 121.208 t/a, 33,2 km  
**Energía Leon S.A.** 122.742 t/a, 70,2 km



## Site N° 7 – CABRERO

Terreno industrial **83,550 m<sup>2</sup>**  
 Distancia a la línea de trenes **0 km**  
 Distancia por autopista **1.3 km**

### Conexión eléctrica a la subestación

Tensión **66 kV**  
 Distancia **1.0 km**  
 Año estimado **2026-2027**

### Fuentes H<sub>2</sub>

Ninguna

### Producción de Biomasa

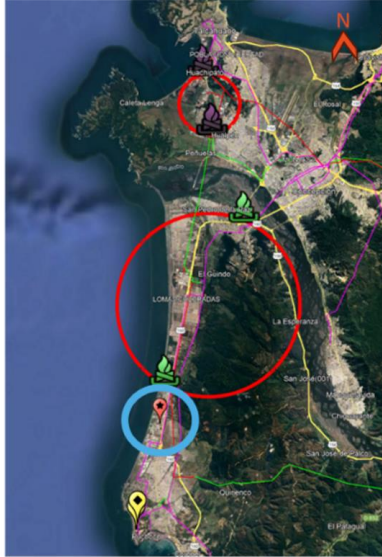
CMPC Maderas S.P.A.  
 Distancia por autopista **19 km**

### Principal fuente de agua

Tipo **Red de distribución sanitaria**

### Fuentes CO<sub>2</sub>

**Neomas S.P.A.** 255.512 t/a, 1,5 km  
**Central Termoelectrica** 115.801 t/a, 2,2 km  
**Orafi Chile S.A.** 338.340 t/a, 15,5 km  
**Planta Trupán/Cholguan** 403.049 t/a, 32,3 km  
**CMPC Celulosa Planta** 1.562.965 t/a, 54,2 km  
**Planta Remanofactura** 107.940 t/a, 57,2 km  
**Aserradero Mulchen** 148.753 t/a, 53,9 km



## Sitio N° 9 – Coronel

Terreno industrial	22.730 m <sup>2</sup>
Distancia a la línea de trenes	0,1 km
Distancia a la carretera	0,2 km

### Conexión eléctrica a la subestación

Tensión	66 kV
Distancia	1,0 km
Año estimado	2026

### Producción de Biomasa

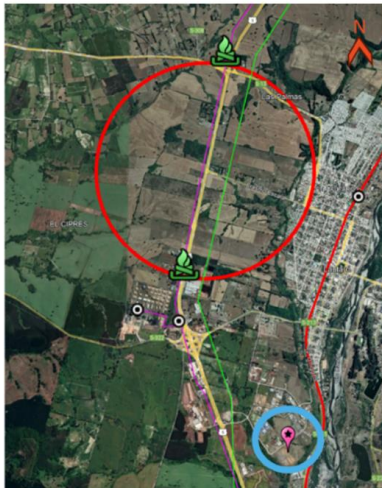
Fulghum Fibras Chile S.A. (Planta PAC)	8,1 km
Maderas Arauco S.A. (Planta Horcones I/II)	41,9 km
Maderas Arauco S.A. (Planta El Colorado)	68,4 km
Foracion Chile S.A.	82,2 km

### Principal fuente de agua

Tipo	Red de distribución sanitaria
------	-------------------------------

### Fuentes CO<sub>2</sub>

Eléctrica Nueva Energía S.A	150.403 t/a, 3,1 km
Unipapel	125.289 t/a, 16,8 km
Cogeneradora Petropower	423.873 t/a, 25,9 km
Refinería ENAP	286.312 t/a, 25,9 km
Compañía Siderúrgica Huachipato	350.882 t/a, 30,1 km
Planta Arauco	991.993 t/a, 41,1 km



## Sitio N° 12 – LAUTARO

Terreno industrial	22.800 m <sup>2</sup>
Distancia a la línea de trenes	0,4 km
Distancia a la carretera	0,7 km

### Conexión eléctrica a la subestación

Tensión	66 kV
Distancia	3,2 km
Año estimado	2025

### Producción de Biomasa

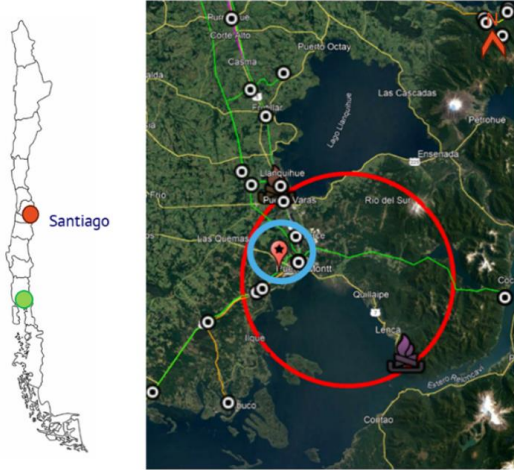
Aserraderos	108.1 km
Maderas Arauco S.A. (Planta Valdivia)	135.2 km

### Principal fuente de agua

Tipo	Red de distribución sanitaria
------	-------------------------------

### Fuentes CO<sub>2</sub>

Eagon Lautaro S.A.	125.225 t/a, 3,3 km
Central Lautaro	320.000 t/a, 6,4 km



## Sitio N° 14 – PUERTO MONTT

Terreno industrial **25.000 m<sup>2</sup>**  
 Distancia a la línea de trenes **0.6 km**

### Conexión eléctrica a la subestación

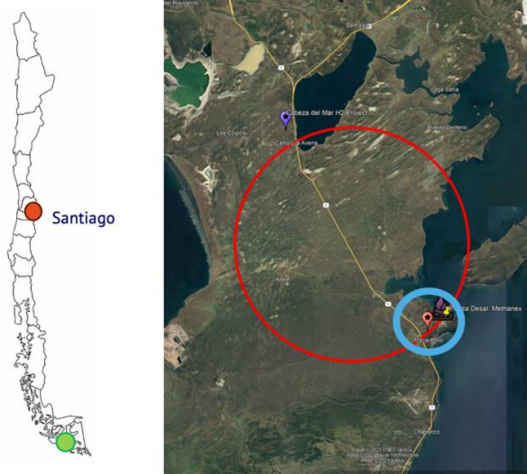
Tensión **110 kV**  
 Distancia **3.2 km**  
 Año estimado **2025**

### Principal fuente de agua

Tipo **Red de agua sanitaria rural**

### Fuentes CO<sub>2</sub>

**Galvanizadora del sur** 846.934 t/a, 23,5 km  
**Caleta Milagro 101936** 1.532.194 t/a, 52,3 km



## Sitio N° 16 – CABO NEGRO (MAGALLANES)

Terreno industrial **>170 ha disponibles**  
 Distancia a la carretera **0,7 km**

### Conexión eléctrica a la subestación

Ninguna

### Principal fuente de agua

Tipo **Viabilidad de pozo de agua**

### Fuente de H<sub>2</sub>

Nombre **Cabeza del Mar**  
 Capacidad **1.000 MW**  
 Producción **> 100 kton/a**  
 Distancia a la carretera **20 km**

### Fuentes CO<sub>2</sub>

**Methanex Chile S.A.** 217.676 t/a

### 3.3 Conclusiones del análisis de sitios

Basándose en el análisis previo, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Todos los sitios potenciales están situados en áreas donde la construcción de la planta PtL cumpliría con las regulaciones municipales. Sin embargo, 2 sitios (Sitio Potencial N° 12 y Sitio Potencial N° 14) están ubicados fuera del plan regulador municipal, lo que requiere la aprobación previa del SEREMI del MINVU y el SAG.
- Cada uno de los sitios finales seleccionados cuenta con fuentes de CO<sub>2</sub> que emiten al menos 170 kton/año.
- 7 sitios potenciales (Sitios Potenciales N° 4, 5, 6, 7, 9 y 12) no solo tienen fuentes de CO<sub>2</sub> que totalizan más de 170.000 toneladas por año, sino que también cuentan con fuentes biogénicas. Esto es significativo para la exportación de combustible de INERATEC a Europa, ya que garantiza el cumplimiento de las regulaciones de la UE. La mayor parte de las emisiones de CO<sub>2</sub> de estos sitios proviene de empresas de pulpa y papel y plantas de energía a base de biomasa.
- 4 sitios poseen fuentes potenciales de gas de síntesis, generando residuos de madera que exceden las 100.000 toneladas por año.
- Con la excepción del Sitio Potencial N° 16 en Magallanes, todos los sitios potenciales tienen infraestructura eléctrica cercana adecuada para la conexión de la planta PtL. Se identificaron alternativas de conexión factibles para cada sitio, considerando el tiempo y los costos asociados. Aunque la viabilidad de la conexión existe para todos los sitios, el Sitio Potencial N° 1 se destaca como la opción óptima. Aquí, se construirá una nueva subestación con capacidad suficiente para la conexión del proyecto a solo 800 metros de distancia, programada para completarse en 2025. Todos los sitios potenciales pueden proporcionar fuentes de agua para el proyecto PtL. Las opciones incluyen pozos de agua (o viabilidad para su construcción), conexión a la red de distribución sanitaria o utilización de plantas desalinizadoras instaladas por entidades privadas para minería o centrales térmicas.
- Por último, solo 2 sitios potenciales tienen proyectos de hidrógeno cercanos, ubicados en las regiones de Antofagasta y Magallanes (Sitio Potencial N° 1 y Sitio Potencial N° 16).

## 4 Planta de Power-to-Liquid de INERATEC

### 4.1 Plan de trazado de las instalaciones

El plan de trazado de instalaciones para la planta de Power-to-Liquid (PtL) de INERATEC proporciona una visión integral del diseño y la infraestructura del sitio. Diseñado para mostrar la tecnología de vanguardia y el funcionamiento eficiente de la planta, esta visualización proporciona a las partes interesadas una comprensión detallada de su diseño y funcionalidad. Incluye varios elementos esenciales para la producción de e-Fuels, incluidas unidades de procesamiento, instalaciones de almacenamiento, servicios públicos y edificios administrativos. Las características clave incluyen la síntesis de PtL, electrolisis, hidrocraqueo, isomerización y columnas de destilación dentro del área de procesamiento, así como la asignación de espacio para el almacenamiento de materia prima, tanques de almacenamiento de productos y equipos auxiliares. Además, el plan incorpora carreteras de acceso, áreas de estacionamiento y espacios adicionales para garantizar la funcionalidad y accesibilidad. Es importante tener en cuenta que los diseños de plantas de PtL pueden variar significativamente según factores como las condiciones específicas del sitio, los desarrollos de ingeniería y la disponibilidad de electrolizadores en el sitio. La configuración y el tamaño específicos de los equipos pueden variar según factores como la capacidad de la planta, los combustibles de salida deseados, la eficiencia de los procesos de conversión y la disponibilidad de recursos. Por ejemplo, el tamaño y el número de electrolizadores pueden variar según la disponibilidad de electricidad renovable y recursos hídricos en el sitio.



Figura 12. Visualización en 3D de planta de e-Fuels de 50.000 t/a.



## 4.2 Diagrama de flujo de bloques (BFD)

El diagrama de flujo de bloques (BFD) para la planta de PtL de INERATEC proporciona una representación simplificada pero completa de los procesos clave involucrados en la conversión de materia prima en combustibles sintéticos. Esquematiza el flujo de materiales y corrientes a través de varias etapas de producción, destacando los principales equipos y operaciones unitarias a lo largo del camino.

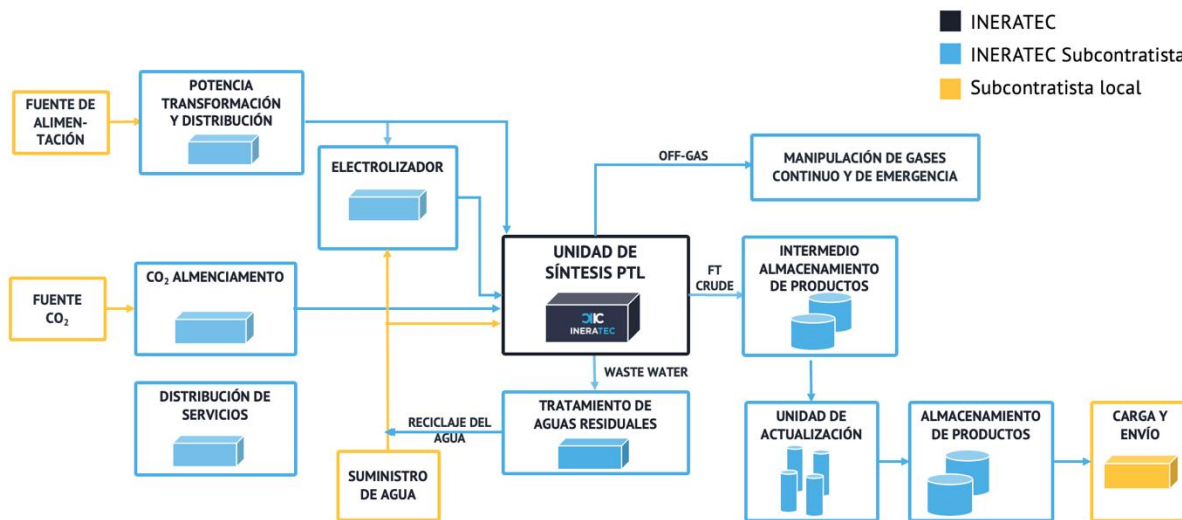


Figura 13. Diagrama de flujo de bloque de planta de PtL.

El diagrama ilustra los pasos secuenciales involucrados en la conversión de energía eléctrica en combustibles líquidos de hidrocarburos. Aquí hay una visión general de los principales componentes típicamente incluidos en un BFD de PtL:

### 1. Preparación de materia prima:

- Electrolisis de agua: se utiliza energía eléctrica para dividir las moléculas de agua (H<sub>2</sub>O) en hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>) mediante electrólisis.
- Captura de carbono: El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) se captura de fuentes industriales o biogénicas o directamente de la atmósfera utilizando tecnologías de captura y utilización de carbono (CCU).

### 2. Reactor de cambio de agua-gas (RWGS) integrado en el módulo de síntesis: CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub> reaccionan en presencia de un catalizador para producir monóxido de carbono (CO) y agua (H<sub>2</sub>O) a través de la reacción inversa del cambio de agua-gas.

### 3. Reactor de Fischer-Tropsch (FT) integrado en el módulo de síntesis: El CO producido en el reactor RWGS, junto con H<sub>2</sub> adicional, se alimenta al reactor de Fischer-Tropsch. La síntesis de FT convierte CO y H<sub>2</sub> en hidrocarburos de cadena larga (combustibles sintéticos) sobre un catalizador.

### 4. Separación y refinación de productos: Los hidrocarburos sintetizados, junto con agua y gases no reaccionados, se separan utilizando destilación u otras técnicas de separación.

### 5. Refinación: Los productos separados se someten a procesos de refinación para mejorar la pureza y calidad.

### 6. Almacenamiento y distribución de productos: Los combustibles líquidos de hidrocarburos refinados se almacenan en tanques listos para su distribución a usuarios finales, como sectores de transporte o industrial.

### 7. Servicios públicos:

- Generación de vapor: se genera vapor para diversos requisitos de calefacción de procesos.
- Enfriamiento: se utiliza agua de enfriamiento para eliminar el calor de los reactores y equipos.
- Electricidad: se suministra energía eléctrica a las unidades de electrólisis y otros equipos de proceso.

### 4.3 Oportunidades para la producción y montaje local

Como se muestra en el BFD anterior, INERATEC prevé colaborar con empresas locales de producción y montaje para facilitar la implementación de la planta PtL. Estas colaboraciones son esenciales para varios aspectos de la construcción y operación de la planta PtL, incluidos:

- **Fabricación de equipos:** Las empresas locales de producción pueden fabricar varios componentes y equipos necesarios para la planta PtL, como separadores, intercambiadores de calor y tanques de almacenamiento. Al aprovechar las capacidades de fabricación local, INERATEC tiene como objetivo garantizar la entrega oportuna de equipos de alta calidad mientras minimiza los costos de transporte y los plazos de entrega.
- **Montaje e instalación:** Las empresas locales de montaje pueden ayudar en el ensamblaje e instalación de unidades y equipos de proceso en el sitio de la planta PtL. Esto incluye el ensamblaje mecánico, la instalación de tuberías, el cableado eléctrico y la configuración de instrumentación. Colaborar con contratistas locales garantiza procesos de instalación eficientes y el cumplimiento de las regulaciones y normas locales.
- **Mantenimiento y soporte:** Asociarse con empresas locales para servicios de mantenimiento y soporte es crucial para garantizar la fiabilidad y el rendimiento a largo plazo de la planta PtL. Los proveedores de servicios locales pueden ofrecer mantenimiento en el sitio, solución de problemas y servicios de reparación, minimizando el tiempo de inactividad y garantizando un funcionamiento óptimo de la planta.
- **Transferencia de conocimientos y desarrollo de habilidades:** La colaboración con empresas locales de producción y montaje brinda una oportunidad para la transferencia de conocimientos y el desarrollo de habilidades dentro de la fuerza laboral local. INERATEC puede compartir experiencia técnica y mejores prácticas con los empleados locales, contribuyendo al crecimiento de las capacidades locales en los sectores de energía renovable y manufactura.

### 4.4 Proceso de Permisos

El proceso de permisos en Chile se ha evaluado minuciosamente para garantizar el cumplimiento de los requisitos regulatorios y facilitar la implementación fluida de plantas PtL. Algunos aspectos clave a tener en cuenta:

- **Cumplimiento regulatorio:** Antes de iniciar cualquier proyecto, es esencial comprender y cumplir con el marco regulatorio relevante establecido por las autoridades locales, regionales y nacionales. Esto incluye regulaciones ambientales, leyes de uso de suelo, normas de seguridad y cualquier otra regulación aplicable que rijan la industria o el tipo de proyecto específico.
- **Evaluación Ambiental (EA):** Muchos proyectos en Chile deben someterse a una Evaluación Ambiental (EA) para evaluar los potenciales impactos ambientales ligados al proyecto y proponer medidas de mitigación o compensación. El proceso de EA implica presentar un estudio integral que detalle los posibles efectos ambientales del proyecto, realizar consultas públicas y obtener la aprobación de las autoridades ambientales relevantes.
- **Solicitudes de permisos:** Dependiendo de la naturaleza del proyecto, pueden requerirse varios permisos y autorizaciones de agencias gubernamentales a diferentes niveles. Estos permisos pueden incluir permisos de uso de suelo, permisos de construcción, permisos de derechos de agua, permisos de emisiones atmosféricas y otros. Cada solicitud de permiso generalmente implica presentar planes detallados del proyecto, evaluaciones ambientales y otra documentación relevante para su revisión y aprobación.
- **Consulta pública:** La participación pública es frecuentemente una parte obligatoria del proceso de permisos en Chile, especialmente para proyectos con posibles impactos ambientales o sociales. Los procesos de consulta pública brindan una oportunidad para que las partes interesadas, incluidas las comunidades locales, ONG y otras partes interesadas, expresen sus puntos de vista, planteen inquietudes y brinden información sobre los proyectos propuestos.

- **Coordinación gubernamental:** La coordinación entre diversas agencias gubernamentales es esencial para agilizar el proceso de permisos y garantizar aprobaciones oportunas. La estrecha colaboración entre los desarrolladores de proyectos y las autoridades gubernamentales ayuda a identificar problemas potenciales temprano en el proceso y facilita la resolución efectiva.
- **Cumplimiento legal:** A lo largo del proceso de permisos, el cumplimiento estricto de los requisitos legales y reglamentarios es fundamental. El incumplimiento de las obligaciones regulatorias puede resultar en retrasos, multas o incluso la suspensión o cancelación del proyecto

#### 4.4.1 Instituciones involucradas en la concesión de permisos

Las siguientes instituciones deben ser consultadas durante el proceso de permisos:

##### 4.4.1.1 Municipalidad

El municipio interviene en las siguientes ocasiones:

- A. La autoridad competente evalúa y emite el permiso de construcción en función de los siguientes criterios:
  - (i) Asegurar que el sitio seleccionado se alinee con el área designada para actividades industriales delineada en el Plan Regulador Comunal.
  - (ii) Verificar que el diseño arquitectónico cumpla con la legislación relevante, específicamente la Ley General de Urbanismo y Construcciones, para garantizar el cumplimiento de los estándares legales y regulatorios.
- B. Supervisa las actividades de construcción, asegurando el cumplimiento del permiso de construcción emitido, las regulaciones de construcción nacionales y los estándares. Esto incluye verificar el cumplimiento de la certificación de estándares de construcción de edificios, así como la instalación de instalaciones dedicadas para permisos de electricidad, agua potable, alcantarillado y combustible.

##### 4.4.1.2 Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)

Organismo bajo la supervisión del Ministerio del Medio Ambiente (MMA) que verifica y valida procesos de evaluación ambiental ligado a proyectos mediante el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), instrumento de gestión ambiental que evalúa el desarrollo de proyectos según metodología de ingreso (DIA o EIA) y permite conectar a los diferentes actores ambientales y partes interesadas en el proceso de evaluación.

Para facilitar la preparación del estudio de impacto ambiental, el SEA ha preparado directrices específicas para la presentación de proyectos:

- Criterios de Evaluación en el SEIA: Introducción a proyectos de hidrógeno verde.
- Criterios de Evaluación SEIA: Descripción integrada de proyectos de generación de hidrógeno verde en el SEIA.

##### 4.4.1.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La SEC garantiza el cumplimiento de las regulaciones y normas que rigen las instalaciones eléctricas y de combustible, así como la integridad estructural de las obras civiles asociadas. Esta verificación implica evaluar los cálculos estructurales y sísmicos realizados por especialistas. La verificación indirecta se logra a través de la certificación de instalaciones por parte de organismos de certificación de terceros calificados como SGS, TÜV, Bureau Veritas, etc.

Para agilizar el proceso de solicitud de aprobación de proyectos de hidrógeno, el Ministerio de Energía ha desarrollado directrices integrales tituladas "Directrices de Apoyo para Solicitud de Aprobación de Proyectos Especiales de Hidrógeno". Estas directrices proporcionan instrucciones detalladas para la preparación y presentación de proyectos de H<sub>2</sub>, facilitando procedimientos de solicitud eficientes y estandarizados.

#### 4.4.1.4 Comisión Nacional de Energía (CNE) y Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)

La CNE actúa como una entidad técnica encargada de analizar precios, tarifas y estándares técnicos dentro del sector energético. Las empresas involucradas en la producción, generación, transporte y distribución de energía deben cumplir con las regulaciones establecidas por la CNE.

En contraste, el CEN opera como una organización autónoma, técnica e independiente responsable de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Su objetivo principal es mantener la fiabilidad del suministro eléctrico mientras garantiza la seguridad y la asequibilidad, junto con facilitar el acceso abierto a los sistemas de transmisión. Cuando un propietario de proyecto busca conectar su proyecto a la red eléctrica, debe iniciar el proceso solicitando acceso al CEN. Posteriormente, el CEN realiza los estudios necesarios para garantizar una conexión sin problemas y busca la solución óptima. Adicionalmente, la CNE juega un papel en la supervisión de los procesos anuales de planificación de la transmisión, especialmente si es necesaria nueva infraestructura para la conexión.

#### 4.4.2 Documentos específicos que presentar

A continuación, se presenta una lista completa de documentos que deben prepararse y presentarse para obtener los permisos necesarios para la instalación de una planta PtL en Chile.

N°	Permiso requerido	Documentos para presentar y contenido [Organización]
1	<b>Certificado de Informaciones Preliminares</b>	<b>Solicitud de Información Previa [Municipalidad]</b>
		* Certificado de propiedad del terreno
		* Planos de ubicación de la propiedad
2	<b>Resolución de calificación ambiental (RCA)</b>	<b>Estudio de Impacto Ambiental (EIA) [Servicios de Evaluación Ambiental]</b>
		* Descripción del proyecto o actividad
		* Descripción de la línea de base
		* Justificación de la necesidad de realizar un EIA
		* Predicción y evaluación del impacto ambiental
		* Medidas para minimizar los efectos adversos
		* Plan de monitoreo de variables ambientales relevantes
* Plan de cumplimiento de la legislación ambiental aplicable		
3	<b>Suministro de agua</b>	<b>Red de agua potable: Solicitud de viabilidad [a la Compañía de Distribución de Agua]</b>
		<b>Pozo de agua: * Derecho de compra de agua [Dirección General de Aguas (DGA)]</b>
4	<b>Permiso de construcción</b>	<b>Carpeta con Solicitud de Permiso de Construcción (1) [Municipio]</b>
		* Planos de arquitectura, memorias de cálculo y especificaciones técnicas.
		* Planos estructurales, memorias de cálculo y especificaciones técnicas
		* Certificado de viabilidad de agua potable y alcantarillado (2)
		* Planos, memorias de cálculo y especificaciones técnicas de Instalaciones Sanitarias, Eléctricas y de Gas
5	<b>Permiso de Operación de la Planta</b>	<b>Solicitud a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC</b>
		* Contenido según las Directrices para la Presentación de Proyectos de Hidrógeno
		- Introducción del proyecto (presentación, antecedentes legales), etc. - Descripción del proyecto (ubicación, diagrama general del proceso, documentos de referencia, referencia a otros proyectos relacionados).

		- Normas aplicables al proyecto (informe de análisis comparativo del proyecto en términos de parámetros de seguridad de las normas técnicas declaradas). La CNE incluye un anexo con la matriz.
		- Diseño del proyecto (requisitos, bases de diseño, equipos principales, memorias de cálculo).
		- Seguridad de las instalaciones (estudio de evaluación de riesgos, matriz de mitigación de riesgos, clasificación de zonas de riesgo, descripción de sistemas de seguridad de las instalaciones, cálculo de áreas clasificadas).
		- Calidad (evaluación de cumplimiento).
		* Certificación de la planta por un Organismo de Certificación de Terceros.
6	<b>Registro Oficial de Instalaciones Anexas</b>	<b>Solicitudes de registro y aprobación de instalaciones anexas</b>
		* Solicitudes de registro de Instalaciones de Plantas de Electricidad y Gas [SEC]
		* Solicitud de aprobación de Instalaciones de Plantas de Agua y Alcantarillado
7	<b>Recepción Municipal de Construcción</b>	<b>Solicitud de Aceptación Municipal [Municipio]</b>
		* Carpeta con planos
		* Aprobación ambiental
		* Registros oficiales de Instalaciones Sanitarias, Eléctricas y de Gas.

Tabla 13. Lista preliminar de documentos y permisos a presentar para instalar una planta PtL.

En la tabla anterior, se ha añadido una columna con referencias a la cronología del proyecto, que se describirá más detalladamente en la subsección 4.4.4.

### 4.4.3 Etapas para el desarrollo del proyecto

En la sección siguiente, se detallan las 4 etapas principales involucradas en el proceso de obtención de permisos para el desarrollo de un proyecto de planta PtL. Estas etapas abarcan la adquisición de los permisos mencionados, junto con otras actividades necesarias e indispensables para el avance de tales proyectos.

#### 4.4.3.1 Etapa 1 – Actividades previas

Esta fase incluye todas las actividades preliminares que deben realizarse. Un paso crucial en esta fase es iniciar el desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), según sea aplicable. Comenzar la preparación de la EIA o DIA requiere la finalización previa de tareas fundamentales de ingeniería y actividades preliminares, incluyendo estudios de factibilidad, adquisición de terrenos, entre otros.

#### Evaluación ambiental

Los proyectos o actividades con el potencial de causar impacto ambiental en cualquier etapa deben adherirse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), según lo estipulado en el Artículo 3 del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (DS 40 MMA). Para el proyecto de INERATEC, los fundamentos iniciales para la aplicación del SEIA se describen a continuación, según la tipología identificada en el reglamento. (se proporcionan referencias a artículos del RSEIA):

- (k.1) Instalaciones industriales con una potencia instalada superior a 2.000 kVA.
- (ñ.1) Producción de sustancias tóxicas (por ejemplo, metanol u otras) superiores a 10.000 kg/día o con una capacidad de almacenamiento de 30.000 kg o más.
- (ñ.3) Producción de sustancias inflamables (por ejemplo, metanol, diésel, gasolina y potencialmente otras) superiores a 80.000 kg/día o con una capacidad de almacenamiento de 80.000 kg o más.

Al cumplir al menos uno de estos criterios, el proyecto requiere evaluación ambiental. Posteriormente, cuando se determine que el proyecto está sujeto a SEIA, la metodología para la presentación (EIA o DIA) del documento presentado por el proponente para evaluación ambiental dependerá de si el proyecto presenta algunos de los efectos, características y circunstancias mencionadas en el Artículo 11 de la Ley 19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente. El EIA implica un contenido más completo que el DIA y, en consecuencia, requiere períodos de preparación y procesamiento más largos. Una característica significativa del EIA es la inclusión obligatoria de la participación ciudadana, una característica que no es obligatoria para la mayoría de las presentaciones de DIA.

El Artículo 11° de la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente estipula que los proyectos que caen bajo el SEIA deben preparar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), en lugar de una DIA, si manifiestan o generan uno o más de los siguientes efectos, características o circunstancias:

- a. Riesgo para la salud pública debido a la cantidad y calidad de los efluentes, emisiones o desechos.
- b. Impactos adversos significativos en la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluyendo suelo, agua y aire.
- c. Reasentamiento de comunidades humanas o alteración significativa de los estilos de vida y costumbres de grupos humanos.
- d. Localización en o próxima a poblaciones, recursos, áreas protegidas, sitios prioritarios de conservación, humedales protegidos, glaciares y áreas vitales para la observación astronómica para la investigación científica, susceptibles de impacto ambiental potencial, así como la significancia ambiental del territorio donde se pretende situar.
- e. Alteración sustancial, en términos de magnitud o duración, del paisaje o valor turístico de un área.
- f. Impacto en monumentos, sitios de valor antropológico, arqueológico, histórico y patrimonio cultural en general.

Dado que algunos de estos criterios sin duda clasifican el estudio para una EIA, el proyecto mencionado requerirá probablemente una evaluación a través de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Las EIAs abarcan un rango más amplio de contenido en comparación con las DIAs, lo que resulta en tiempos de preparación y procesamiento más prolongados. Notablemente, las EIAs incluyen la participación pública obligatoria, una característica generalmente ausente en la mayoría de las DIAs.

Por otro lado, los Permisos Ambientales Sectoriales, regidos por el Título VII del RSEIA, son autorizaciones o declaraciones emitidas por Organismos de la Administración del Estado (OAE) en relación con proyectos o actividades sometidas al escrutinio del SEIA para asegurar la protección ambiental.

### **Solicitud de conexión al sistema eléctrico**

Desde el inicio del proyecto, es factible y recomendable iniciar el proceso de interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) simultáneamente. Al definir la ubicación del proyecto, se presenta una solicitud de conexión al Coordinador Eléctrico Nacional. Esto puede lograrse mediante una Solicitud de Acceso Abierto (SAC) para la infraestructura de transmisión nacional o zonal o a través de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible (SUCTD) para infraestructura dedicada. Como se detalla en la subsección 3.2, todos los sitios poseen la capacidad de conectarse a la infraestructura de transmisión nacional o zonal, asegurando el acceso abierto. El CEN se encarga de identificar la alternativa de conexión óptima al sistema eléctrico. Dada la ausencia de capacidad ociosa en el sistema actual, son necesarias expansiones o nuevas instalaciones de infraestructura, requiriendo gestión a través de un proceso de planificación llevado a cabo conjuntamente por el CEN y la CNE.

Iniciar el proceso de conexión temprano acelera la integración del proyecto al sistema eléctrico, ya que la planificación y construcción de nueva infraestructura de transmisión típicamente implica tiempos de entrega de aproximadamente 18 a 30 meses.

Notablemente, el Sitio Potencial N°1 posee una ventaja significativa: un plan de expansión (Decreto 4/2019) abarca nueva infraestructura (subestación) a solo 800 metros del sitio industrial. Esta subestación, programada para expansión, actualmente posee capacidad suficiente. La construcción ya está en marcha, con preparación operativa esperada para 2025.

#### 4.4.3.2 Etapa 2 – Evaluación ambiental

El proceso de evaluación ambiental para la implementación de proyectos implicará el desarrollo de etapas preliminares secuenciales, cada una con un tiempo estimado que dependerá de la complejidad del proceso. Inicialmente, existe una etapa de preparación de información, que implica estudios de línea base sobre los componentes ambientales afectados, evaluando su estado tanto con cómo sin el proyecto. Este estudio puede durar al menos un año, abarcando las cuatro estaciones, con el objetivo de identificar los escenarios más adversos.

Posteriormente, la preparación de documentos puede llevar al menos tres meses dependiendo de su complejidad y debe incluir toda la información solicitada por el servicio ambiental, con el contenido mínimo definido en el Artículo 18 del RSEIA (D.S 40 M.M.A.). Una vez que comienza la evaluación, el EIA se presenta ante el SEA. Los plazos de revisión para obtener la RCA varían, con un tiempo estimado mínimo que oscila entre año y medio y dos años, considerando procesos como la participación ciudadana, informes de rectificación, aclaraciones, informes consolidados, obtención de la resolución y posterior publicación en el diario oficial. Este cronograma puede extenderse si se añaden nuevos procesos intermedios solicitados por la institución ambiental. Finalmente, una vez obtenida la RCA, el proyecto puede iniciar su ejecución con la fase de construcción.

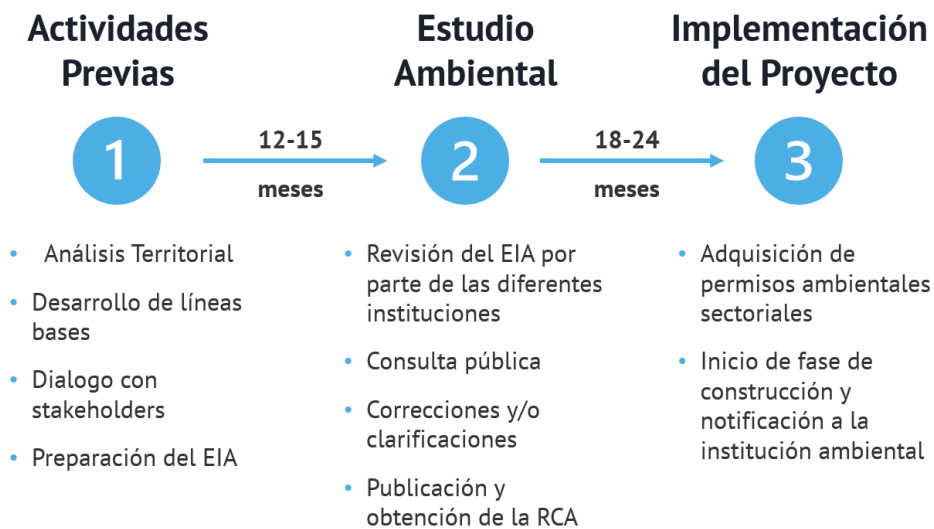


Figura 14. Cronograma estimado para un proyecto presentado ante el SEA a través de un EIA.

#### 4.4.3.3 Etapa 3 – Construcción de la planta

Tras obtener la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) para el proyecto, la empresa puede iniciar la construcción de la planta PtL, junto con la línea de transmisión necesaria para la conexión al sistema eléctrico. Para comenzar, la empresa debe solicitar permisos de construcción al Municipio, proporcionando detalles completos del proyecto que abarcan tanto aspectos técnicos como el permiso ambiental adquirido. Esto implica arreglos para todos los servicios públicos, incluyendo conexiones eléctricas, agua, servicios de alcantarillado, y más. La cronología para esta fase depende del progreso de la empresa, con una duración estimada de aproximadamente 1 año.

## Certificación de la planta y certificación por terceros

Durante la etapa del proyecto, su construcción debe ser certificada por una organización de terceros. Además, es necesario iniciar el trámite del permiso de autorización del proyecto con la SEC para su posterior operación. En este sentido, la SEC publicó una *Guía de Apoyo para la Solicitud de Autorización de Proyectos Especiales de Hidrógeno* en 2021, que es aplicable a las plantas de PtL. La guía detalla toda la información que el propietario del proyecto debe proporcionar para obtener la respectiva autorización de operación.

Se recomienda iniciar el trámite de este permiso paralelamente a la evaluación ambiental, es decir, tan pronto como sea posible, una vez que la ingeniería básica del proyecto esté disponible con los detalles de diseño de cada componente.

En resumen, la SEC requiere la siguiente información:

- a. Introducción del proyecto: Carta de presentación y antecedentes legales del propietario del proyecto.
- b. Descripción del proyecto: Ubicación, diagrama y documentos de referencia.
- c. Normativas aplicables al proyecto: Se debe preparar un informe de análisis comparativo sobre el cumplimiento del proyecto con los requisitos de seguridad de las normas técnicas.
- d. Diseño del proyecto: Bases de diseño, diseño de los principales equipos, planos e informes de cálculo.
- e. Seguridad en instalaciones: Estudio de evaluación de riesgos, medidas de mitigación de riesgos, clasificación de zonas de riesgo, descripción de sistemas de seguridad, etc.
- f. Calidad: Evaluación de conformidad.

### 4.4.3.4 Etapa 4 – Actividades Finales y puesta en operación

Antes de que el proyecto pueda comenzar sus operaciones, las instalaciones eléctricas y de combustible deben someterse a la aceptación y registro por parte de la SEC. Además, el proyecto debe pasar por el proceso de aceptación por parte del municipio. Estas actividades finales generalmente se asignan solo un par de meses para su finalización.



## 5 Análisis económico hacia la aceleración del mercado de e-Fuels

### 5.1 Criterios relevantes para la producción de e-Fuels

La evaluación económica de las plantas PtL implica evaluar diversos factores para determinar la viabilidad y rentabilidad de dichas instalaciones. Aquí hay un esquema de los aspectos clave que se consideran típicamente:

- **Costos de Capital (CAPEX):** Incluye la inversión inicial requerida para construir la planta PtL, incluyendo infraestructura, equipos y tecnología. Estos costos pueden variar significativamente dependiendo de la escala y complejidad de la planta.
- **Costos Operativos (OPEX):** Estos abarcan los gastos continuos como consumo de energía, adquisición de materias primas, mano de obra, mantenimiento y otros gastos operativos.
- **Costos de Materias Primas:** Las plantas PtL suelen requerir materias primas como electricidad renovable y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) o agua. Evaluar la disponibilidad, costo y sostenibilidad de estas materias primas es crucial.
- **Flujos de Ingresos:** Las plantas PtL producen combustibles sintéticos y productos químicos, que pueden venderse en el mercado. Evaluar los posibles flujos de ingresos de la venta de estos productos es esencial.
- **Demanda y Precios del Mercado:** Comprender la demanda de combustibles sintéticos o productos químicos y sus precios de mercado es crucial para evaluar la viabilidad económica de las plantas PtL.
- **Ambiente Regulatorio y de Políticas Públicas:** Las políticas gubernamentales, incentivos y regulaciones pueden impactar significativamente la viabilidad económica de las plantas PtL. Esto incluye subsidios, mecanismos de fijación de precios de carbono, objetivos de energía renovable y regulaciones ambientales.
- **Evaluación de Riesgos:** Evaluar los riesgos asociados con los proyectos PtL, como la volatilidad del mercado, cambios regulatorios, riesgos tecnológicos y riesgos de ejecución del proyecto, es esencial para determinar la viabilidad económica general.

En general, la evaluación económica de las plantas PtL requiere un análisis integral de varios factores para determinar su viabilidad, rentabilidad y posible contribución a la transición energética y los objetivos de desarrollo sostenible.

### 5.2 ¿Cómo disminuir los costos de producción de e-Fuels?

Para ser económicamente eficientes, las instalaciones PtL requieren electricidad renovable económica y muchas horas de carga completa. Sin embargo, disminuir los costos de producción de e-Fuels es crucial para mejorar su competitividad y promover su adopción generalizada. Aquí hay varios factores que pueden contribuir a reducir los costos de producción:

- **Mejora de la Eficiencia Energética:** Mejorar la eficiencia de los procesos de conversión PtL puede reducir significativamente el consumo de energía, un componente de costo principal. Esto se puede lograr a través de avances tecnológicos, optimización de parámetros del proceso y minimización de pérdidas de energía durante la producción.
- **Utilización de Energía Renovable de Bajo Costo:** Acceder a fuentes de electricidad renovable de bajo costo, como la energía solar o eólica, puede reducir sustancialmente el costo de entrada principal para la producción PtL. Es importante que la energía sea económica y disponible durante muchas horas; de lo contrario, si es barata por solo un período corto, no sería útil. Ubicar las plantas PtL en regiones con abundantes recursos de energía renovable y bajo costo puede ser ventajoso.  
**Optimización de la Selección de Materias Primas:** Seleccionar materias primas que estén fácilmente disponibles, sean rentables y sostenibles puede reducir los costos de producción. Por ejemplo, usar CO<sub>2</sub> capturado de procesos industriales y utilizar biomasa de desecho o de bajo costo como fuentes de carbono puede reducir los gastos de materias primas.
- **Economías de Escala:** Ampliar las instalaciones de producción PtL puede llevar a economías de escala, reduciendo los costos de capital por unidad de producción. Las instalaciones de producción a gran escala se benefician de una mayor eficiencia de producción, menores costos unitarios para equipos y materiales, y un mejor poder de negociación con los proveedores.

- **Innovación Tecnológica y Optimización de Procesos:** Avanzar continuamente en las tecnologías PtL y optimizar los procesos de producción puede llevar a reducciones de costos. Los esfuerzos de investigación y desarrollo enfocados en mejorar catalizadores, diseños de reactores y la integración de procesos pueden mejorar la eficiencia y reducir los costos de producción con el tiempo.
- **Reciclaje y Minimización de Residuos:** Implementar estrategias para reciclar y reutilizar subproductos y corrientes de residuos del proceso puede minimizar los costos de materiales y los gastos de eliminación. Además, reducir la generación de residuos a través de la optimización de procesos contribuye a ahorros en costos.
- **Optimización de Cadenas de Suministro:** Optimizar las cadenas de suministro para materias primas, equipos y servicios puede reducir los costos de adquisición y minimizar los gastos de transporte. Establecer asociaciones estratégicas con proveedores y aprovechar los recursos regionales puede mejorar la eficiencia de la cadena de suministro.
- **Política de Apoyos e Incentivos:** Las políticas gubernamentales, subsidios e incentivos dirigidos a promover la energía renovable, la descarbonización y los combustibles sostenibles pueden ayudar a compensar los costos de producción. Las políticas de apoyo pueden incluir incentivos fiscales, subvenciones, programas de préstamos y mecanismos de fijación de precios de carbono.
- **Reducción de Gastos Operativos:** Implementar prácticas eficientes de operación y mantenimiento, utilizar tecnologías de automatización y digitalización, y minimizar los costos laborales puede contribuir a la reducción general de costos.
- **Gestión de Riesgos y Estrategias de Financiamiento:** Mitigar los riesgos financieros asociados con los proyectos PtL y asegurar términos de financiamiento favorables puede reducir el costo de capital y los gastos del proyecto. Explorar mecanismos de financiamiento innovadores, como la financiación de proyectos, asociaciones público-privadas o bonos verdes, puede ayudar a atraer inversiones y reducir los costos de financiamientos.

Al abordar estos factores de manera integral, los interesados pueden contribuir a la adopción y uso de e-Fuels, haciéndolos alternativas más competitivas a los combustibles fósiles convencionales y acelerando la transición hacia un futuro energético sostenible.

Como se muestra en la tabla a continuación, la tendencia de disminución de precios de los e-Fuels a lo largo del tiempo depende de la evolución de los siguientes parámetros:

Parámetro	2023	2027	2030	2035
Eficiencia de Electrólisis	60%	60%	65%	65%
Eficiencia de FT	60%	65%	70%	77%
Precio de Electricidad (EUR/MWh)	120	60	20	20
CO <sub>2</sub> (EUR/t)	100	80	60	10
Electrólisis EUR/kW	2000	1500	1000	750
Síntesis EUR/kW	5700	3000	2000	750
Actualización EUR/kW	2500	1500	750	750

Tabla 14. Parámetro que influye en el precio del e-Fuels <sup>11</sup>.

Basándose en la tabla anterior, el gráfico a continuación ilustra suposiciones sobre la trayectoria del precio de los e-Fuels, influenciada por varios factores como la optimización de los costos de producción mediante la reducción de precios de la electricidad, la disminución de los gastos de CO<sub>2</sub>, la mejora de la eficiencia que lleva a una reducción del CAPEX para la electrólisis y la síntesis PtL, así como una disminución del CAPEX para las unidades de mejora. Por lo tanto, al implementar estas estrategias de optimización de costos, se puede asegurar una disminución constante del precio a lo largo del tiempo

<sup>11</sup> Según: Frontier Economics, *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*, 2018.

Nota: Los costos estimados para las tecnologías pueden variar dependiendo de los proveedores de dichas tecnologías. Diferentes proveedores pueden ofrecer la misma tecnología a diferentes precios debido a variaciones en sus procesos de fabricación, costos de materiales y otros factores operativos. Los interesados deben considerar obtener cotizaciones de varios proveedores para asegurar precios competitivos y una selección óptima de tecnología para el proyecto.

### OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTES DE PRODUCCIÓN

- Reducir el precio de la electricidad
- Reducir el coste del CO<sub>2</sub>
- Reducir el CAPEX de la electrólisis + aumentar la eficiencia
- Reducir el CAPEX de la síntesis de PtL + aumentar la eficiencia
- Reducir el CAPEX de la unidad de mejora para la producción de eSAF

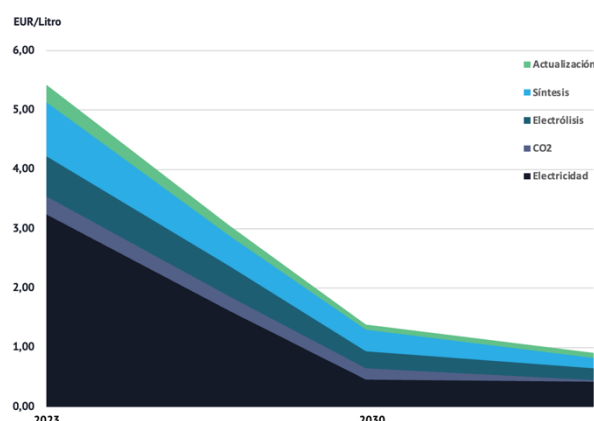


Figura 15. Suposiciones de costos para la producción de e-Fuels.

## 5.3 Evaluación del mercado chileno para e-Fuels

### 5.3.1 Volúmenes de combustibles líquidos distribuidos en Chile

#### 5.3.1.1 Volúmenes totales de combustibles fósiles distribuidos

La distribución de combustibles líquidos está manejada principalmente por empresas distribuidoras, con ENAP interviniendo en circunstancias específicas. La tabla a continuación detalla los volúmenes totales de ventas, medidos en miles de toneladas (kton), para cada tipo de combustible durante el año 2022. Los volúmenes principales de combustibles corresponden a diésel, gasolinas y combustibles para aviones.

Compañía	Combustibles de aviación	AVGAS 100	Diesel A y B1	Gasolina 93-97	Diesel marino
<b>Distribuidores de combustibles</b>	1.024	4	8.839	4.075	-
<b>ENAP</b>	2	-	86	4	38
<b>Total país</b>	<b>1.026</b>	<b>4</b>	<b>8.925</b>	<b>4.079</b>	<b>38</b>

Tabla 15. Total de combustibles vendidos en Chile 2022 (kton/año).

Las compañías distribuidoras de combustibles suministran estos productos a varios sectores, incluyendo estaciones de servicio, clientes mineros e industriales, empresas de transporte por camiones, ferrocarriles y aerolíneas. Las ventas a las aerolíneas se realizan a través de instalaciones dedicadas ubicadas en aeropuertos nacionales de todo Chile.

### 5.3.1.2 Ventas de distribuidores de los combustibles principales

La tabla a continuación presenta los volúmenes de distribución de los tres principales distribuidores de combustibles, que en conjunto representan el 94% de la cuota de mercado.

Compañía	Combustibles de aviación	Diesel A1 y B1	Gasolina 93-97
<b>Copec S.A. (60% mercado) (1)</b>	614	5.300	2.445
<b>Enx S.A. (21% mercado) (1)</b>	214	1.848	847
<b>Esmax SpA (13% mercado) (1)</b>	133	1.149	530
<b>Otros (6%) (2)</b>	65	627	257
<b>Total país</b>	<b>1.026</b>	<b>8.925</b>	<b>4.079</b>

(1) Participación de mercado según el informe anual de empresas.

(2) Incluye a Enap y otros distribuidores pequeños.

Tabla 16. Ventas de distribuidores de combustibles principales (kton/año).

### 5.3.1.3 Estimación del consumo de combustibles para aviones por aerolínea

Los volúmenes de combustible para aviones para cada aerolínea se consideran información privada. Por lo tanto, el consumo de combustible para aviones por aerolínea se estimó en base a la suposición de que es proporcional a los kilómetros-pasajero recorridos por cada aerolínea. Los volúmenes estimados se detallan en la Tabla 17.

Operadores aéreos	Pasajeros-km (millones)	Porcentaje %	Consumo de combustibles aéreos (kton/year)
<b>Latam Airlines</b>	14.959	50	511
<b>Sky Airline</b>	4.575	15	156
<b>JetSmart</b>	2.904	10	99
<b>Otros operadores internacionales</b>	7.611	25	260
<b>Total país</b>	<b>30.049</b>		<b>1,026</b>

(1) Estadísticas de la Junta de Aeronáutica Civil (JAC) de Chile.

Tabla 17. Estimación del consumo de Combustibles de Aviación por aerolínea en 2022.

Las aerolíneas chilenas en conjunto representan el 75% del consumo total de combustible para aviones. Cabe destacar que Latam Airlines de Chile representa el 50% del consumo total del país. Las estadísticas oficiales de la SEC revelan que, en 2022, el aeropuerto de Santiago contribuyó con el 85% al consumo total de combustible para aviones en Chile.

## 5.3.2 Suministro de combustibles para Chile

Los distribuidores principales importan diésel directamente a través de sus instalaciones marítimas, ubicadas principalmente en el norte y centro de Chile. Sin embargo, la mayoría de los otros combustibles líquidos son producidos y suministrados a los distribuidores por ENAP.

### 5.3.2.1 Transporte de combustibles líquidos

El transporte de combustibles líquidos generalmente implica camiones cisterna, que transportan combustibles desde refinerías costeras y plantas de combustible marítimas propiedad de los distribuidores. Sin embargo, en el centro de Chile se utilizan oleoductos para el transporte.

Para el Aeropuerto de Santiago (Aeropuerto AMB), el combustible para aviones se transporta desde la costa a través de dos oleoductos consecutivos propiedad de Sonacol, una empresa copropiedad de las compañías distribuidoras con una participación minoritaria de ENAP. Las instalaciones de combustible para aviones en el aeropuerto son propiedad y están operadas por SIAV, una empresa propiedad de los tres principales distribuidores de combustibles.

### 5.3.2.2 Competencia entre distribuidores

El mercado de combustibles líquidos experimenta una fuerte competencia entre distribuidores. En promedio, el costo total del combustible, incluyendo el desembarque, almacenamiento, transporte a los clientes, pérdidas, instalaciones de clientes, gastos administrativos y un margen neto para los distribuidores, asciende aproximadamente al 5% del precio final. Este cálculo excluye el impuesto al valor agregado y los impuestos adicionales específicos para gasolina y diésel utilizados en automóviles y camiones. Cabe destacar que estos impuestos adicionales no se aplican a actividades industriales, mineras o aéreas.

Los clientes principales licitan periódicamente sus consumos de combustible entre los distribuidores, mientras que las aerolíneas internacionales licitan directamente sus consumos anuales desde sus oficinas centrales internacionales.

## 5.3.3 Requisitos técnicos

Las especificaciones técnicas para los combustibles están delineadas en las normas chilenas para combustibles líquidos, incluyendo DS 60/2011, NCh64 Of1995, NCh62 Of2000 y NCh1937 Of2000 para gasolina, diésel y combustible de aviación. La Norma Chilena para Combustible de Aviación se deriva de ASTM D 1655.

## 5.4 Principales clientes potenciales identificados

El análisis de clientes potenciales para e-Fuels implica varias consideraciones clave:

- **Segmentación de Usuarios Finales:** Identificar diversos sectores que podrían beneficiarse de los e-Fuels, incluyendo transporte, aviación, industrial y marítimo.
- **Requisitos Técnicos:** Comprender los requisitos técnicos específicos para los e-Fuels en cada sector, asegurando la compatibilidad con la infraestructura y maquinaria existente.
- **Demanda de Volumen:** Evaluar la demanda de volumen de cada segmento de clientes para determinar el potencial de mercado y la escalabilidad de la producción de e-Fuels.
- **Sensibilidad de Precios:** Evaluar la sensibilidad al precio de los clientes potenciales para determinar la competitividad de los e-Fuels en comparación con los combustibles fósiles tradicionales.
- **Panorama Regulatorio:** Considerar los marcos regulatorios e incentivos que pueden influir en la adopción de e-Fuels por parte de los clientes, como regulaciones de emisiones o mecanismos de fijación de precios de carbono.
- **Dinámicas de Mercado:** Analizar las dinámicas del mercado, incluyendo la competencia de proveedores de combustibles tradicionales y otras opciones de combustibles alternativos, para identificar posibles barreras y oportunidades para los e-Fuels.

La siguiente tabla muestra un primer mapeo de clientes potenciales para los e-Fuels en Chile.

Compañía	Actividad Económica	Combustible	Consumo (m <sup>3</sup> /año)	Consumo (ton/año)
<b>Codelco Div. Chuquicamata</b>	Minería	Diesel B1	301,691	253,420
<b>Codelco Div. Radomiro Tomic</b>	Minería	Diesel B1	113,062	94,972
<b>Codelco Div. Ministro Hales</b>	Minería	Diesel B1	47,221	39,666
<b>Minera Centinela</b>	Minería	Diesel B1	116,651	97,987
<b>Compañía Minera Zaldívar</b>	Minería	Diesel B1	39,930	33,541
<b>Minera Antucoya</b>	Minería	Diesel B1	25,857	21,720
<b>Compañía Minera Lomas Bayas</b>	Minería	Diesel B1	40,984	34,427
<b>FCAB</b>	Ferrocarril	Diesel A1	14,000	11,760
<b>Fepasa</b>	Ferrocarril	Diesel A1	12,000	10,080
<b>Ferronor</b>	Ferrocarril	Diesel A1	9,000	7,560
<b>Transap</b>	Ferrocarril	Diesel A1	3,500	2,940
<b>Transportes Nazar</b>	Transporte (Camiones)	Diesel A1	36,000	30,240
<b>Transportes Ilzauspe</b>	Transporte (Camiones)	Diesel A1	13,000	10,920
<b>Latam Airlines</b>	Aerolínea	Combustible de aviación	639,000	511,200
<b>Sky Airlines</b>	Aerolínea	Combustible de aviación	195,000	156,000
<b>JetSmart Airlines</b>	Aerolínea	Combustible de aviación	124,000	99,200
<b>Total Consumo de Combustibles</b>			<b>1,730,896</b>	<b>1,415,633</b>

Tabla 18. Resumen de los clientes potenciales identificados.

Nota: El diésel B1 exhibe propiedades ligeramente más pesadas en comparación con el diésel A1. Específicamente, su viscosidad cinemática máxima es más alta, con 5.5 cSt, en comparación con 4.1 cSt para el diésel A1. Además, el contenido máximo de azufre en el diésel B1 también es elevado, con un 0.3%, mientras que el diésel A1 mantiene un contenido de azufre más bajo, con un 0.15%. Originalmente, el grado A1 fue formulado para mitigar las emisiones de azufre en regiones específicas, sin embargo, ahora está disponible en todo Chile, a pesar de su enfoque regional inicial.

## 6 Conclusiones

Los hallazgos del estudio FEED realizado para evaluar la viabilidad técnica y económica del establecimiento de una planta de producción de e-Fuels en Chile han entregado una importante comprensión sobre el panorama y las dinámicas operativas del país. Es claro que existe un interés significativo en los e-Fuels dentro de Chile, respaldado por una alta demanda del mercado y una prometedora fuerza del mercado. El estudio ha resaltado el inmenso potencial para el negocio de los e-Fuels en Chile, indicando una importante oportunidad para la inversión y el desarrollo en este sector. Con una clara indicación del interés y potencial del mercado, se justifica una mayor exploración y planificación estratégica para capitalizar esta oportunidad de mercado de alto potencial.

Además de los hallazgos del estudio, las ideas derivadas de una sesión del World Café celebrada durante el evento final del proyecto PPP, el 5 de marzo de 2024 en Santiago de Chile, han enriquecido nuestra comprensión del panorama de los e-Fuels. Los participantes deliberaron sobre diversas preguntas relacionadas al dominio de los e-Fuels, ofreciendo consideraciones y recomendaciones razonables para la trayectoria de Chile en este sector. Las discusiones giraron en torno a la identificación de medidas clave, incluyendo políticas públicas, mejoras en la infraestructura y estrategias de producción, consideradas esenciales para catalizar el desarrollo de los e-Fuels dentro de Chile. Además, los participantes evaluaron críticamente las principales barreras que impiden el avance de los e-Fuels, incluyendo obstáculos regulatorios, las limitaciones tecnológicas y dinámicas del mercado. Adicionalmente, se examinaron los desafíos que enfrentan los e-Fuels, como la escalabilidad, la competitividad de costos y las complejidades de la cadena de suministro, para fomentar una comprensión integral de las complejidades del sector.

Asimismo, las deliberaciones exploraron la posibilidad de fortalecer las iniciativas de sostenibilidad mediante la imposición de mayores impuestos al CO<sub>2</sub> o mecanismos análogos. Evaluando el potencial impacto en el incentivo de mercados sostenibles y de combustibles alternativos, los participantes participaron en un discurso reflexivo, sopesando las implicaciones y la viabilidad de tales intervenciones políticas dentro del paisaje económico y ambiental de Chile.

En resumen, se han identificado y abordado eficazmente una **serie de desafíos** en nuestra búsqueda de avanzar en los e-Fuels. Estos desafíos abarcaron varios aspectos, incluyendo la navegación por el **marco regulatorio** que rige la producción y el uso de combustibles, abordar las preocupaciones de **competitividad de precios** como la disposición a pagar y los precios de paridad poco realistas, agilizar los **procesos de permisos** plagados de largos plazos, la obtención de las **certificaciones necesarias**, asegurar **financiamiento**, establecer una **infraestructura** habilitante que abarque la logística de energía y transporte, abordar las barreras tecnológicas y de costos asociadas con la **captura de CO<sub>2</sub>**, y abordar los aspectos cruciales del desarrollo de **capital humano y la aceptación social**.

En respuesta a estos desafíos, se han propuesto **varias recomendaciones y medidas** para impulsar la industria de los e-Fuels. Estas incluyen la **implementación de impuestos y/o subsidios específicos** para incentivar la transición desde los combustibles fósiles, **mejorar los mecanismos de control** y **promover la adopción de e-Fuels**. Además, se recomienda una **política robusta de captura de CO<sub>2</sub>** para fomentar el establecimiento de un **mercado de carbono** y aumentar las iniciativas dirigidas a **reclutar talento en este ámbito**. Además, los esfuerzos para fomentar el uso de e-Fuels deben capitalizar la relativa facilidad de adopción tecnológica e incentivar la utilización local, lo que impulsará el impulso hacia un futuro energético sostenible.

## 7 Referencias

- Global Alliance Powerfuels, “Carbon Sources for Powerfuels Production” November 2020. [In line], <https://www.powerfuels.org/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/discussion-paper-carbonsources-for-powerfuels-production/>.
- Ministerio del Medio Ambiente (MMA), “Consolidated Report on Emissions and Transfers of Pollutants” (ICETC-RETC). 2022.
- Market Intelligence, B2B media, “Study of Green Hydrogen in Chile and the World”, 2022.
- Comisión Nacional de Energía (CNE), “Projects declared under construction”, 2023, [In line] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/declaracion-en-construccion/>
- Comisión Nacional de Energía (CNE), “Average market price” (PMM), [In line] <[https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/09/Precio\\_Medio\\_de\\_Mercado-09\\_23.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/09/Precio_Medio_de_Mercado-09_23.pdf)
- ProQR – Climate Neutral Alternative Fuels (CNAF) & Deutsche Gesellschaft für Internationale (GIZ), “Potential of different industries in Brazil to produce syngas”, Brasil, 2021.





Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices  
Bonn and Eschborn, Germany

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36  
53113 Bonn, Deutschland  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn, Deutschland  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

El Programa Internacional de fomento del Hidrógeno (H2Upp) del Ministerio Federal de Economía y Acción Climática de Alemania (BMWK) promueve proyectos y el desarrollo del mercado para el hidrógeno verde en países en desarrollo y emergentes seleccionados como parte de la Estrategia Nacional del Hidrógeno.