

# Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama: Innovación para un sistema energético 100% renovable

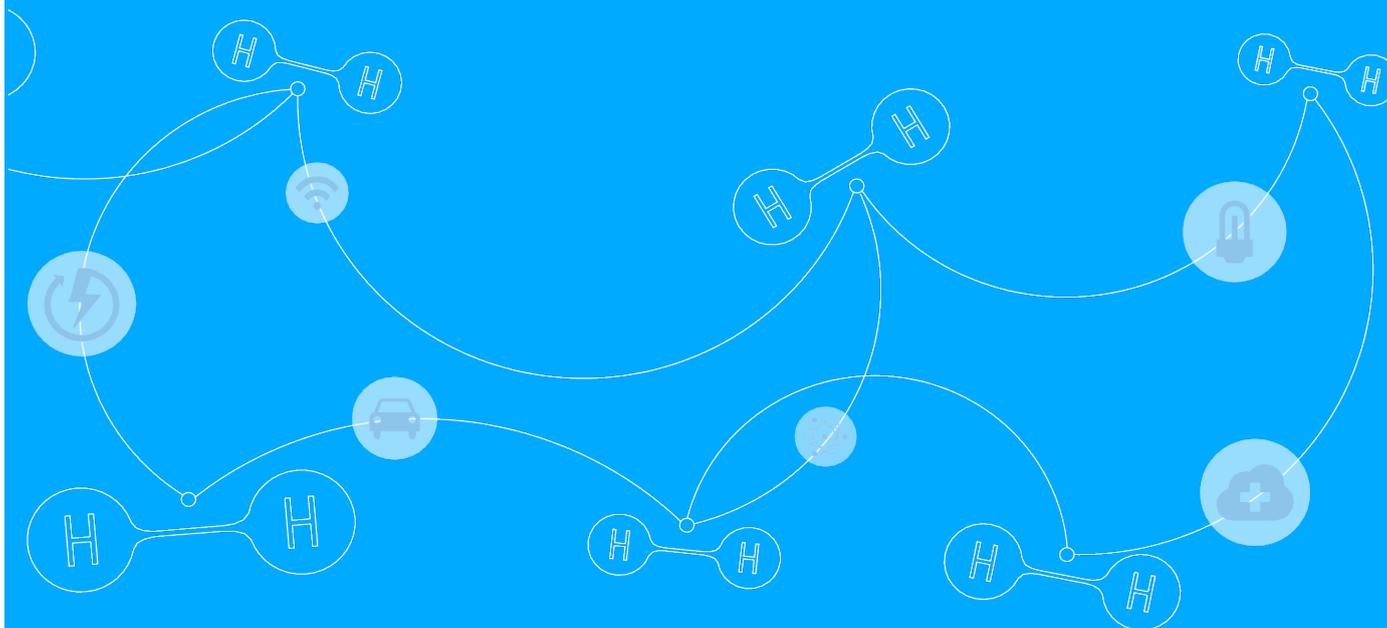
**TRACTEBEL**  
Santiago, Chile  
Bruselas, Bélgica



2018

**Informe Final**

Preparado por TRACTEBEL para el Comité Solar



A la vanguardia de la Transición Energética, Tractebel ofrece una gama completa en servicios de ingeniería y consultoría que incluye desde el diseño hasta el gerenciamiento de proyectos. Como una de las mayores empresas de consultoría de ingeniería del mundo y con más de 150 años de experiencia, es nuestra misión dar forma activamente al mundo del mañana. Con aproximadamente 4.400 expertos y oficinas en 33 países, somos capaces de ofrecer a nuestros clientes soluciones multidisciplinarias en energía, agua e infraestructura.

**TRACTEBEL ENGINEERING S.A.**

Cerro Colorado, 5240  
Oficina 1601, Ed. Torre del Parque II, Las Condes  
CP 7560995 - Santiago - CHILE  
[tractebel-engie.com](http://tractebel-engie.com)



**TRACTEBEL ENGINEERING S.A.**

Cerro Colorado 5240, Of. 1601, Ed. Torre del Parque II,  
Las Condes, Zip Code 7560995 - Santiago – CHILE  
tel. +56 2 2715 8000 - fax +56 2 2715 8001  
engineering-cl@tractebel.engie.com  
tractebel-engie.com

# INFORME TÉCNICO

Código de Documento: CORFO\_4NT\_0000000\_00\_00\_NTE

**RESTRINGIDO**

**Cliente:** Comité Solar - CORFO  
**Proyecto:** Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama: Innovación para un sistema energético 100% renovable  
**Asunto:** Resumen Ejecutivo  
**Comentarios:** Informe aprobado por el Cliente

0	01/06/2018	Informe Final: Aprobado	L. De Vos P. Garsoux G. Villarroel	N. Leemput H. Kulenkampff	S. Bosso	V. Giordano
D	23/05/2018	Informe Final: Para Comentarios	L. De Vos P. Garsoux G. Villarroel	N. Leemput H. Kulenkampff	S. Bosso	V. Giordano
C	16/05/2018	Informe N°2 Corregido: Para Comentarios	L. De Vos P. Garsoux G. Villarroel	N. Leemput H. Kulenkampff	S. Bosso	V. Giordano
B	16/04/2018	Informe N°2: Para Comentarios	L. De Vos P. Garsoux P. Gallegos J.Paduart	N. Leemput H. Kulenkampff	S. Bosso	V. Giordano
A	28/02/2018	Informe N°1: Para Comentarios	L. De Vos P. Garsoux P. Gallegos J.Paduart	N. Leemput H. Kulenkampff	S. Bosso	V. Giordano

REV.	DD/MM/AA	ESTATUS	ESCRITO	VERIFICADO	APROBADO	VALIDADO
------	----------	---------	---------	------------	----------	----------



## TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO .....	II
<b>Introducción.....</b>	<b>ii</b>
Motivación.....	ii
Alcance y Objetivos .....	ii
<b>Metodología .....</b>	<b>iii</b>
<b>Resultados y Discusión.....</b>	<b>vii</b>
Caso Base: Situación actual y escenario BaU .....	vii
El “End Game”: Hacia una visión energética 100% renovable .....	x
Economía del Hidrógeno: Contexto Global y Local .....	xiii
<b>Conclusiones, Recomendaciones y Limitaciones.....</b>	<b>xxii</b>
Conclusiones .....	xxii
Recomendaciones.....	xxiii
Limitaciones.....	xxv

0	01/06/2018	Final	N. Leemput H. Kulenkampff	V. Giordano	S. Bosso	S. Bosso
B	28/05/2018	Para Comentarios	N. Leemput H. Kulenkampff	V. Giordano	S. Bosso	S. Bosso
<b>REV.</b>	<b>DD/MM/AA</b>	<b>ESTATUS</b>	<b>ESCRITO</b>	<b>VERIFICADO</b>	<b>APROBADO</b>	<b>VALIDADO</b>

# RESUMEN EJECUTIVO

## Introducción

### Motivación

En la COP21 ("Conference of the Parties") realizada el 2015 en París, se reunieron 195 países incluido Chile para firmar un acuerdo con el objetivo de limitar el calentamiento global "*muy por debajo de los 2°C en relación a los niveles preindustriales, y restringir el aumento de la temperatura más allá de 1.5°C*" dentro de este siglo. Este objetivo es ambicioso, ya que requerirá que el mundo limite las emisiones de dióxido de carbono acumuladas relacionadas con la energía a menos de 900 Gton para el año 2100, una cantidad que se superará antes de 2050 si se continúa en el camino actual.

De acuerdo al estudio más actualizado del *Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero*, el sector Energía (que incluye el uso de combustibles en aplicaciones estacionarias o móviles) abarcó para el año 2013 cerca del 70% de las emisiones totales a nivel nacional, equivalente a 75.000 kton de CO<sub>2</sub>. La región de Antofagasta y Atacama contribuyeron en un 19.8% y 8.3% respectivamente, estando ambas dentro de las 5 regiones que más emiten a nivel país. En Antofagasta, las emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles para generación eléctrica y minería correspondieron a 70% y 7.4% respectivamente. En Atacama dichos valores correspondieron a 59% y 20.5%<sup>1</sup>.

En los últimos años el Hidrógeno, producido mediante energía renovable, ha emergido como un vector energético prometedor para descarbonizar el sistema de energía, industrial y de transporte, mejorar las condiciones de seguridad energética, mitigar de gases de efecto invernadero y abrir nuevos mercados.

En este contexto es que el Comité Solar, perteneciente a la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), se plantea el desafío de profundizar en las oportunidades que la energía solar ofrece en el norte de Chile para lograr una región 100% renovable en base al fomento de una economía basada el hidrógeno.

### Alcance y Objetivos

El presente estudio tiene como finalidad el desarrollo de una visión energética 100% renovable para las regiones de Antofagasta y Atacama con el fin de contribuir desde la energía solar hacia una minería de bajas emisiones. Durante el desarrollo de esta visión, se identificaron las actuales y futuras oportunidades de negocios relacionadas al desarrollo de la energía solar y la producción de hidrógeno. El enfoque especial otorgado a la energía solar se basa principalmente en el excelente recurso solar presente en estas regiones, las cuales cuentan con los mejores niveles de radiación del mundo.

---

<sup>1</sup> Obtenido del Informe del inventario nacional de gases de efecto invernadero de Chile, serie 1990-2013, publicado el 12 de Mayo de 2017

A continuación, se presentan los objetivos específicos del estudio:

- Establecer una visión de corto y largo plazo para lograr una matriz energética 100% renovable en las regiones de Antofagasta y Atacama para contribuir al desarrollo de una minería de bajas emisiones;
- Evaluar el desempeño de una matriz 100% renovable en las regiones de Antofagasta y Atacama.
- Diseñar y proponer una estrategia de transición hacia la visión 100% renovable, incluyendo indicadores de desempeño relevantes para monitorear el progreso de esta transición energética.
- Levantar información relevante relacionada a la producción de hidrógeno a partir de energías renovables, incluyendo los actores más relevantes a nivel mundial y nacional.
- Identificar oportunidades para el desarrollo de una economía basada 100% en energías renovables, priorizando soluciones basadas en el uso de hidrógeno como vector energético.

## Metodología

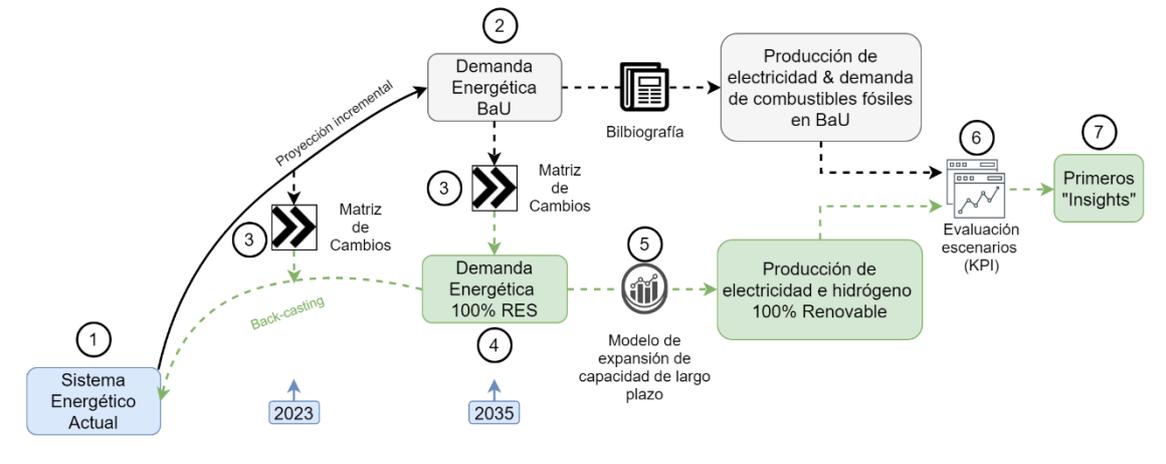
Este estudio se dividió en dos secciones;

- Creación de una visión 100% renovable,
- Economía del hidrógeno e identificación de casos de negocios.

Tanto la visión renovable como los casos de negocio identificados fueron formulados para un escenario de corto y largo plazo, definidos al 2023 y 2035 respectivamente.

### Visión 100% Renovable

La visión energética 100% renovable consiste en la descarbonización total de la demanda energética, lo cual implica no solo la electricidad sino también los combustibles involucrados en los 4 principales sectores económicos: Minería, Industria, Transporte y Comercial-Público-Residencial (CPR). Para realizar esta visión se utilizó la siguiente metodología:



Esquema metodológico de la Visión 100% Renovable

1. **Análisis del sistema de energía actual**, en términos de demanda de energía por sector y energético, y en términos de generación de energía existente;

2. **Proyección incremental de la demanda energética**, por sector y fuente de energía al 2035 de acuerdo al enfoque “Business as Usual” (BaU);
3. **Identificación de las estrategias de optimización y la creación de la Matriz de Cambios;**
  - i. Identificación de acciones de eficiencia energética,
  - ii. Sustitución de combustibles fósiles por electricidad renovable, hidrógeno renovable y energía solar térmica, dependiendo de la aplicación. Se hizo una distinción entre las tecnologías disponibles al 2023 y 2035.
4. **Estimación de la demanda energética (térmica y eléctrica)**, por fuente, al 2023 y 2035 para la visión 100% renovable.
5. **Modelo de expansión de capacidad de largo plazo**, considerando la meta de una visión 100% renovable al 2035. El modelo entrega el mix de generación eléctrica y producción de hidrógeno para ambos horizontes de tiempo. La producción de electricidad para el BaU proviene de proyecciones validadas por los stakeholders locales.
6. **Análisis Comparativo**, de ambos escenarios mediante la definición de indicadores (KPI) de acuerdo a cuatro categorías: KPI de producción, demanda, costo y medioambientales.
7. **Primeros “Insights”** hacia una visión sistémica 100% renovable al 2035.

La visión energética 100% renovable hace uso de un enfoque de hipótesis disruptiva, en la cual, a partir del 2016<sup>2</sup>, sólo se realizan inversiones de costo óptimo en fuentes renovables. Para alcanzar el objetivo es necesario abstraerse de las barreras existentes que hacen que las decisiones óptimas sean inviables o no competitivas, como por ejemplo la competencia imperfecta y barreras regulatorias. Como resultado, las decisiones de inversión para una visión energética 100% renovable, podrían ser diferentes de las inversiones de corto plazo actualmente planificadas.

El desarrollo del ejercicio de una visión energética 100% renovable a corto y largo plazo se basó en un enfoque “Back-Casting”. Esta metodología comenzó con la determinación de un escenario futuro, “End Game”, y en base a éste se definen los pasos requeridos para lograrlo, empujando al máximo tendencias claves<sup>3</sup>.

Se corrió un modelo de expansión de capacidad de largo plazo para la visión energética 100% renovable, con una representación nodal de Antofagasta, Atacama y el resto de Chile. La capacidad de transmisión a nivel intra-regional no fue considerada, simplificando el modelo a un nodo por región donde se agregó toda la demanda. La capacidad de transmisión entre las regiones se modeló, respetando las restricciones interregionales. Junto con esto, el plan de expansión de capacidad consideró las inversiones en los electrolizadores requeridas para la producción estimada de hidrógeno.

---

<sup>2</sup> El reporte considera el año 2016 debido a que, al momento de realizar el estudio, todas las bases de datos anuales de las demandas energéticas, térmicas y eléctricas, estaban completas a esa fecha.

<sup>3</sup> Esto contrasta con un enfoque incremental, donde uno permite que el sistema evolucione a partir de la situación actual, de acuerdo con un conjunto de escenarios que luego son evaluados y comparados.

El resultado del enfoque “Back-Casting” entregó la evolución de los activos de producción de electricidad e hidrógeno para la visión de energía 100% renovable, al 2023 y 2035. Este resultado luego se comparó con el modelo Business-as-Usual (BAU), que se basó en un escenario del estudio PELP (Planificación Energética de Largo Plazo 2017-2018, del Ministerio de Energía) documento oficial validado por distintos stakeholders. En la PELP se formularon 5 escenarios (A, B, C, D, E), caracterizados por los siguientes factores; *disposición social para proyectos, demanda energética, cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías, costos de externalidades ambientales, costo de inversión en tecnologías renovables y precio de combustibles fósiles*, a los cuales se le asignó un valor cualitativo (Ej. Demanda energética baja, costo de externalidades ambientales alto, precio de combustible bajo). Cada escenario está definido por una agrupación de dichos factores.

El escenario elegido como referencial (BaU) fue el C de la PELP, que asume un crecimiento referencial de la demanda energética, un costo promedio de los activos renovables, impuestos actuales sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> y una proyección referencial o media de costos del combustible fósil.

La comparación de ambos escenarios (100% RES y BaU) se realiza mediante un conjunto de indicadores (KPI), de acuerdo con cuatro categorías: Producción, Demanda, Costo y Medioambiente.

Dentro de cada categoría se definieron distintos indicadores de modo de cuantificar de forma no exhaustiva la evolución de la transición hacia una visión energética 100% renovable en Antofagasta y Atacama. Esto se utilizará para definir el marco de referencia para avanzar hacia un sistema energético 100% renovable al 2035.

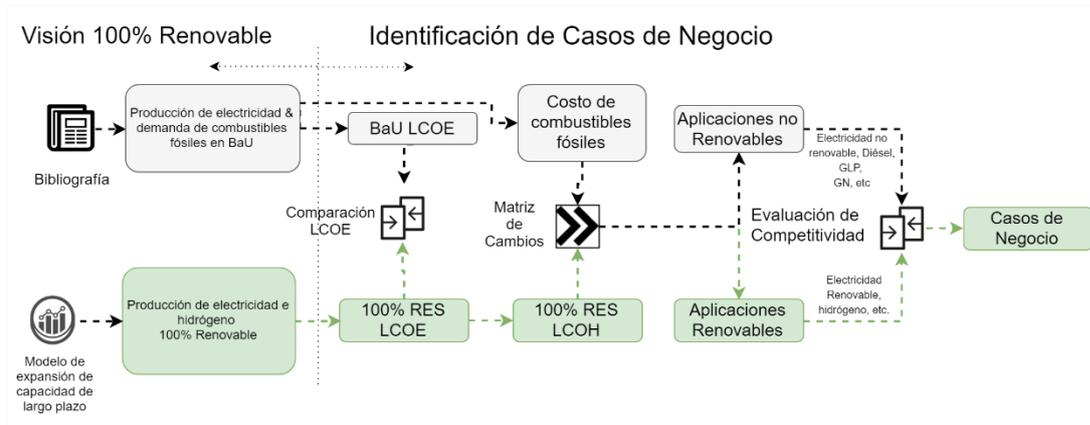
### **Economía del Hidrógeno e Identificación de Casos de Negocios.**

Esta sección tiene como objetivos presentar el concepto de la economía del hidrógeno y evaluar los casos de negocio que podrían impulsar la transición energética de las regiones del norte hacia alcanzar una visión 100% renovable<sup>4</sup>. La metodología se detalla a continuación:

1. **Visión general de la economía del hidrógeno** que proporciona los antecedentes necesarios para comprender qué está pasando en el mundo y cuáles son las tendencias actuales;
2. **Modelado de la cadena de suministro de energía para electricidad renovable y producción de hidrógeno.** Los cambios de energía no renovable a electricidad renovable e hidrógeno renovable, previamente definidos, se evalúan calculando el LCOE y LCOH.
3. **Oportunidades de Negocio** se evaluaron comparando la competitividad de las aplicaciones renovables con el costo de la solución convencional.

---

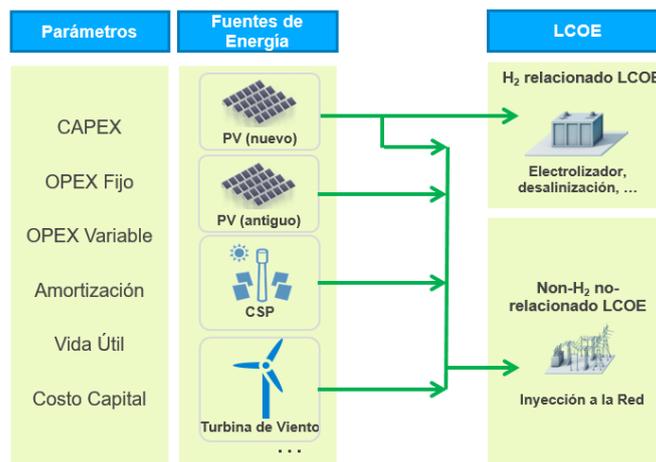
<sup>4</sup> Debido a que el hidrógeno es necesario para la descarbonización de energéticos no relacionados a la electricidad (combustibles fósiles), y que el concepto de la Economía del Hidrógeno en el contexto local todavía es inmaduro, este capítulo comienza con una introducción al mercado mundial y local de hidrógeno con el fin de complementar al lector con el estado del arte.



Esquema metodológico de la Identificación de Casos de Negocio

El costo nivelado de electricidad (LCOE) se usó como una medida general para medir los costos proyectados del ciclo de vida en los diferentes escenarios. Dicha representación permite comparar diferentes conjuntos de tecnologías (por ejemplo, PV, CSP, viento, carbón, etc.) con distinta vida útil, CAPEX/OPEX, capacidades, etc. para diferentes escenarios con una simple métrica: \$/MWh<sup>5</sup>.

Como el LCOE es un parámetro importante en el costo nivelado del hidrógeno (LCOH), la asignación de los diferentes activos de generación para la producción de hidrógeno y electricidad no relacionada con el hidrógeno es crítica. Por lo tanto, se calcula un rango de valores LCOE disponibles para aplicaciones relacionadas con hidrógeno y no relacionadas con hidrógeno.

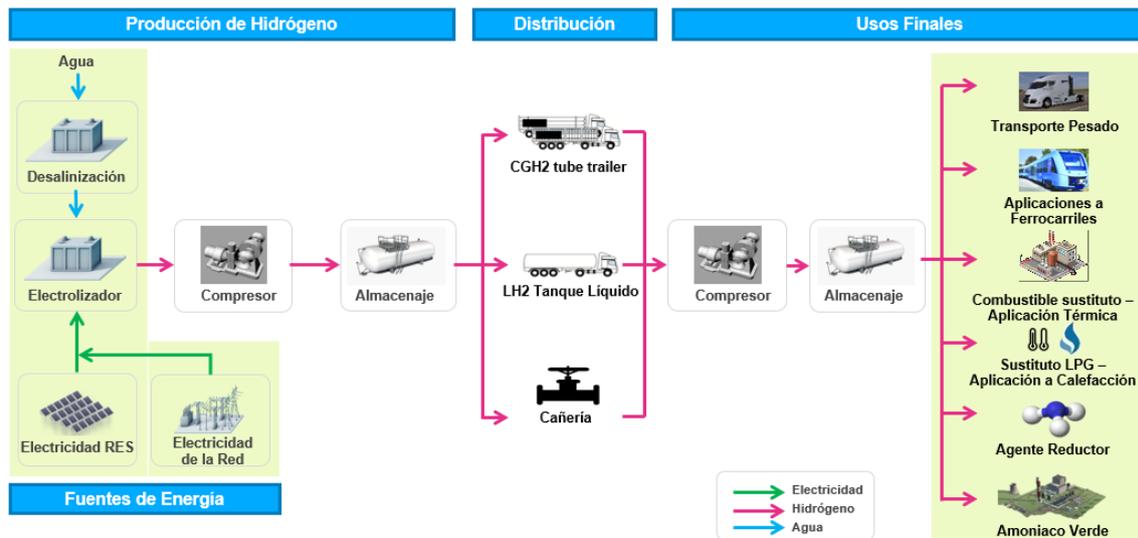


Esquema representativo de LCOEs, el hidrógeno es producido mediante energía solar PV.

De los LCOE calculados anteriormente, y dependiendo de la estrategia aplicada, se pueden asignar varios costos de electricidad a la producción de hidrógeno, lo que da como resultado un rango de costos nivelados de hidrógeno.

<sup>5</sup> Donde \$ corresponde a dólares americanos.

La cadena de valor del hidrógeno se modeló con un enfoque en la producción (aguas arriba), desde la unidad de desalinización hasta la salida del electrolizador. La compresión, almacenamiento y distribución no están incluidos en el análisis porque son altamente sensibles al tipo de aplicación final. Se requiere un análisis más profundo para investigar la capacidad de almacenamiento necesaria, los niveles de presión adecuados, así como la infraestructura de distribución óptima. Por lo tanto, estas etapas no se reflejarán en el costo nivelado del hidrógeno.



Esquema de la cadena completa de valor del hidrógeno.

Basado en la Matriz de Cambios definido en la visión 100% renovable, se analizaron los casos de negocio para cada aplicación con la correspondiente sustitución de energético (Ej. de electricidad no renovable a electricidad renovable o de combustible a hidrógeno)

Los valores de LCOE y LCOH se utilizaron para evaluar la competitividad de cada caso de negocio (celdas de combustible para transporte pesado, hidrógeno para producción de amoníaco, etc.), al comparar con la alternativa tradicional. Para las aplicaciones donde la opción renovable tiene un margen operacional positivo (principalmente combustible), el caso se considera atractivo. Un margen en los costos operativos no necesariamente significa que la aplicación sea competitiva, ya que la alternativa renovable podría tener costos de capital más altos, sin embargo, el margen OPEX da una idea clara sobre la competitividad potencial, ya que, es esperable que, las tecnologías renovables reduzcan su CAPEX a medida que se acelere su incorporación al mercado y aumente su maduración tecnológica.

## Resultados y Discusión

### Caso Base: Situación actual y escenario BaU

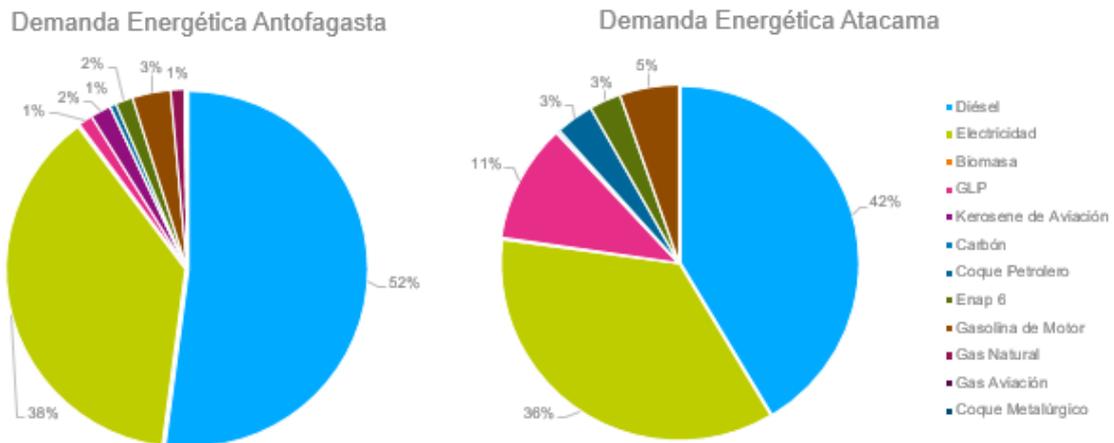
#### Situación Actual

Tanto en Antofagasta como en Atacama, se analizó el estado actual del sistema energético al 2016. La demanda de energía para Antofagasta y Atacama está compuesta principalmente por electricidad y diésel con un total agregado de 90% y 78% respectivamente. Visto de otro modo, los combustibles fósiles representan un 62% y 64% para Antofagasta y Atacama respectivamente. En Antofagasta, más del 85% de la energía es consumida por la minería y el transporte. Solo el sector minero representa más del 85% del consumo de electricidad, ya que el sector del transporte utiliza principalmente combustibles fósiles. En Atacama, el sector minero y transporte consumen el 70% del total de energía, y hay una participación de un 25% del consumo de energía de la industria. La minería y la industria representan más del 90% del consumo de electricidad.

En el 2016, la demanda total de energía del sector minero en Antofagasta fue 25.8 TWh, de los cuales el 48% corresponde a electricidad, 48% a diésel y 4% a otros combustibles fósiles. Para Atacama, la demanda correspondió a 5.05 TWh, de los cuales el 57% corresponde a electricidad, el 36% a diésel y 7% a otros combustibles fósiles.

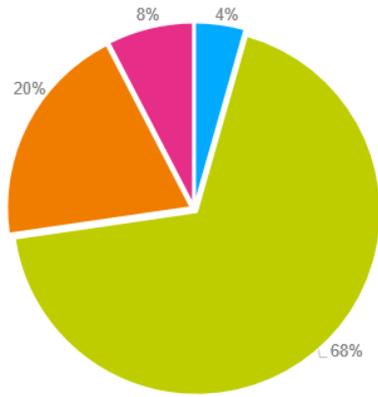
Poniendo estas cifras en perspectiva, esto significa que el sector minero demanda cerca de 1.7 GW de electricidad. De manera similar, la demanda de diésel equivale a importar un total de 35,265,000 barriles/año de crudo equivalente a cerca del 50% de la capacidad anual de refinación de ENAP (Aconcagua y Bio Bio juntos).

Las siguientes figuras resumen los principales hallazgos.

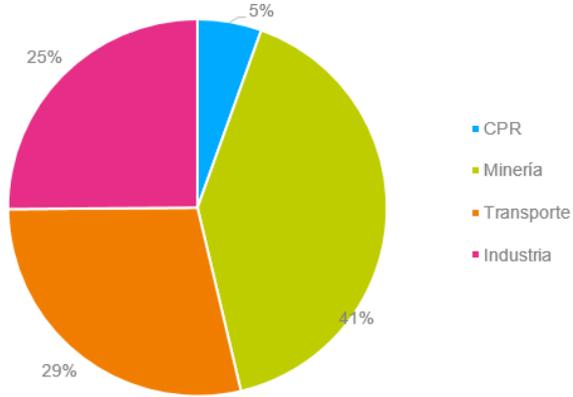


Demanda energética por tipo de energético para Antofagasta y Atacama en el año 2016

Demanda Energética Antofagasta

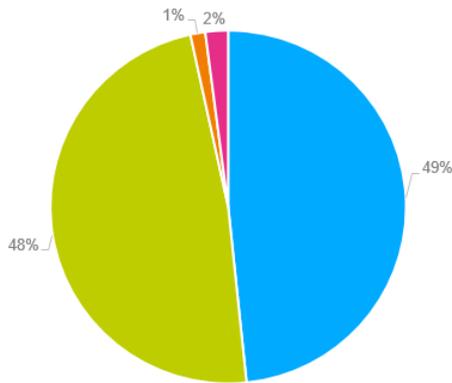


Demanda Energética Atacama

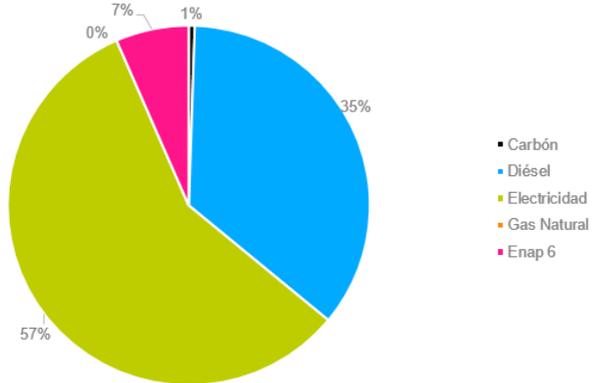


Demanda energética por sector para Antofagasta y Atacama en el año 2016

Demanda Energética en Minería Antofagasta



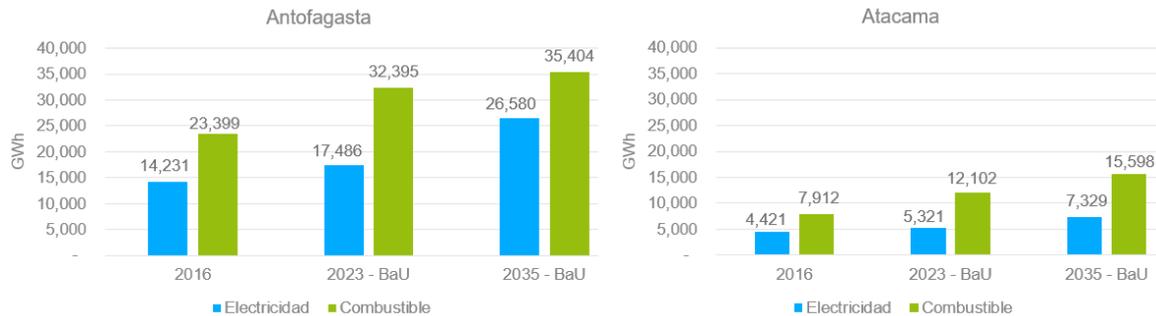
Demanda Energética en Minería Atacama



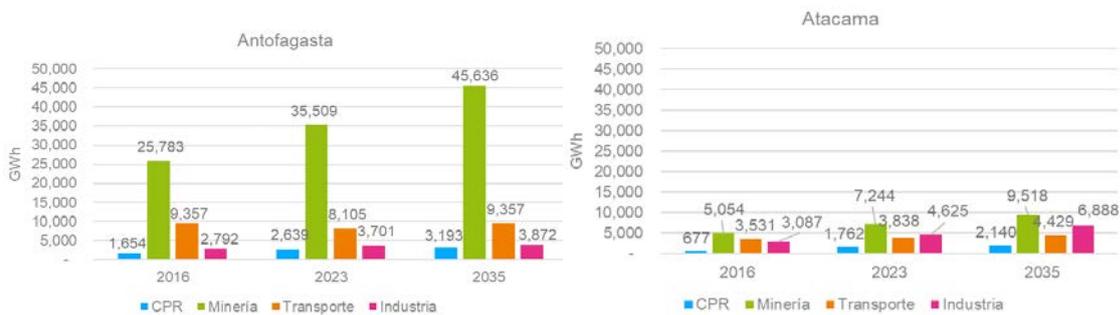
Demanda energética para el sector minero en Antofagasta y Atacama en el año 2016

## Escenario Business as Usual

La estimación de la demanda energética para el escenario BaU al 2023 y 2035 es la siguiente:

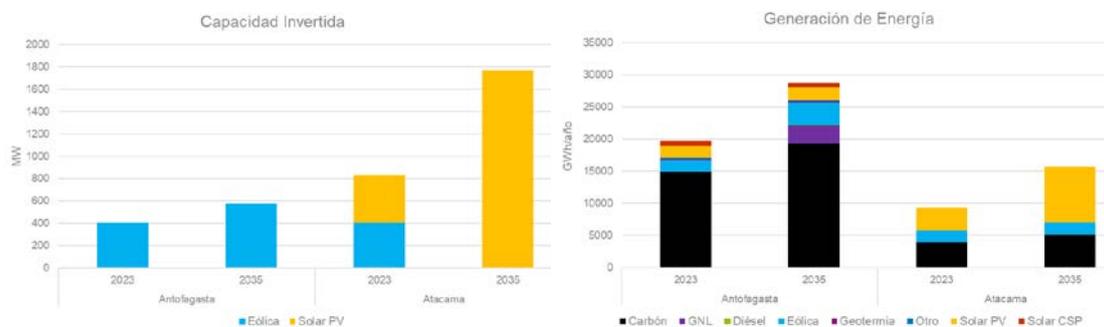


Demanda de energía del escenario BaU por energético para Antofagasta y Atacama



Demanda de energía del escenario BaU por sector para Antofagasta y Atacama

La inversión en nueva capacidad instalada y la generación eléctrica al 2023 y 2035 para el escenario BaU es la siguiente:



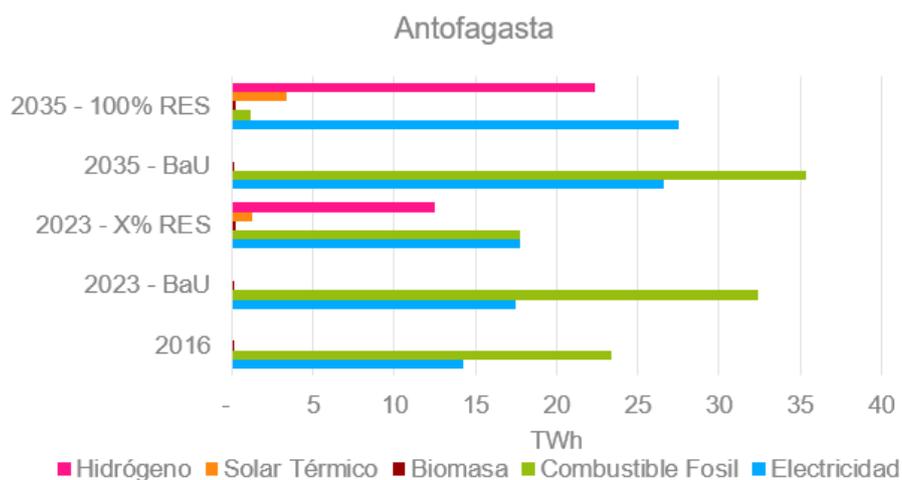
Capacidad invertida y generación de energía en el escenario BaU para Antofagasta y Atacama

## El “End Game”: Hacia una visión energética 100% renovable

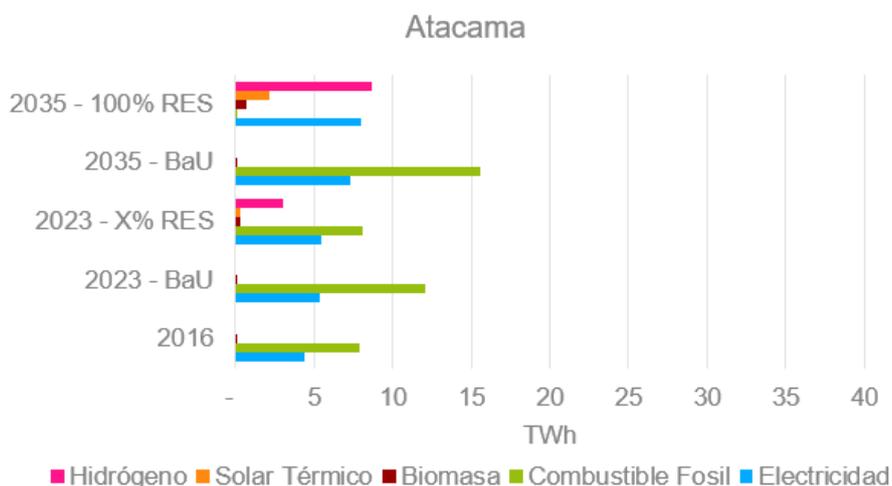
En el **escenario 100% renovable**, el análisis a corto plazo (2023), indica que sólo una fracción de los combustibles fósiles podría ser sustituida por electricidad e hidrógeno renovable. Esto se debe principalmente a que al 2023 la implementación de la electromovilidad (Baterías y/o Hidrógeno) se encuentra en sus primeras etapas de masificación. Además, para las aplicaciones de transporte pesado, como camiones CAEX de la minería, se prevé la utilización de tecnologías de combustión dual (hidrógeno/diésel) en motores de combustión interna.

Para el **escenario 100% renovable al 2035**, los combustibles fósiles podrían ser sustituidos por hidrógeno renovable, electricidad renovable y energía solar térmica para calor, para todas las aplicaciones excepto en el sector marítimo y de aviación. Además, toda la electricidad puede ser renovable al 2035. Como resultado, la electricidad y el hidrógeno son los vectores de energía dominantes al 2035, con **el hidrógeno suministrando más del 40% de las necesidades energéticas de Antofagasta y Atacama**. Una fracción menor del calor a partir de energía solar térmica podría implementarse también para los procesos térmicos en el sector minero e industrial.

Una comparación de la demanda total de energía final esperada para ambos horizontes de tiempo y escenarios se muestra a continuación.



Comparación de la demanda proyectada al 2023 y 2035 para ambos escenarios en Antofagasta

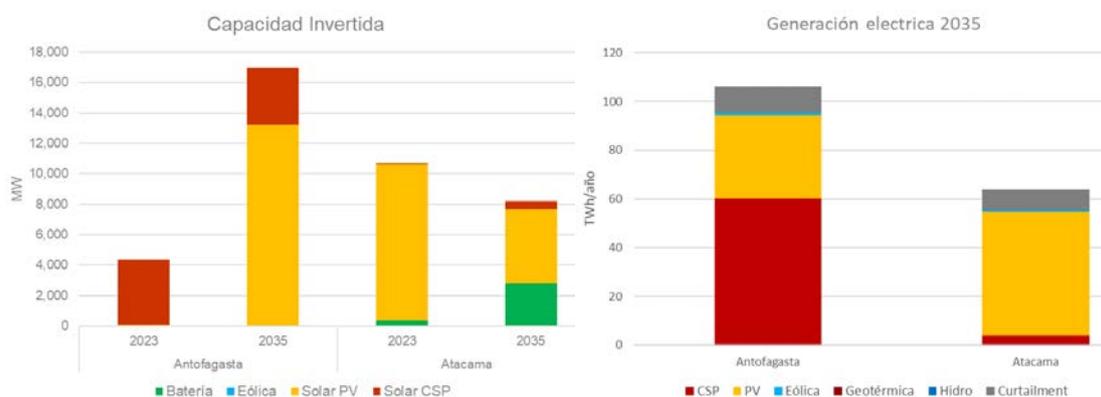


Comparación de la demanda proyectada al 2023 y 2035 para ambos escenarios en Atacama

La generación de energía está **dominada por PV y CSP** para la visión energética 100% renovable al 2035. La solar fotovoltaica provee el menor costo de electricidad que es consumida durante las horas de sol (debido a que no se requiere almacenamiento). Adicionalmente, CSP provee el menor costo de energía despachable gracias a la capacidad de almacenamiento térmico para proveer electricidad en horas sin recurso solar. En Antofagasta, CSP proporcionará alrededor del 70% de la producción de electricidad, y PV representará alrededor del 30% de la producción de energía. En Atacama, PV proporcionará más del 90% de la producción de energía, y CSP representa menos del 10%. Además, en Atacama, alrededor del 10% de demanda de energía es abastecida mediante almacenamiento de baterías.

**Cierta fracción de “curtailment” podría ser parte de la solución de costo óptimo en la visión de energía 100% renovable.** Alrededor del 12.5% (ver Figura a continuación) de la energía renovable podría ser de carácter no despachable al 2035. El “curtailment” se debe a que los activos de generación son dimensionados para satisfacer la demanda en toda época del año, y por lo tanto quedan determinados por la radiación en invierno. Luego, en verano, dichos activos generarían más energía que la demandada por el sistema. Una solución sería la utilización de este exceso de energía para producción y exportación de hidrógeno a otras regiones del país.

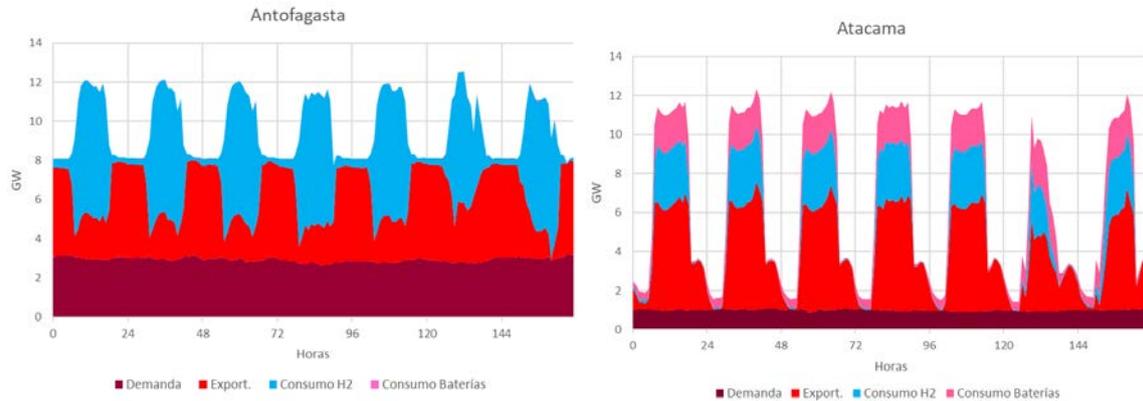
La inversión en nueva capacidad instalada al 2023 y 2035 y la generación eléctrica al 2035 para el escenario 100% RES es la siguiente:



Capacidad invertida y generación de energía en el escenario 100% RES para Antofagasta y Atacama

**La producción de hidrógeno coincide con el perfil de producción solar de una planta PV** en ambas regiones. Esto significa que es más costo-óptimo sobredimensionar los electrolizadores para operar con energía fotovoltaica, en lugar de dimensionarlos para operar como carga base con una combinación de PV y CSP. Obviamente, esto implica la presencia de una infraestructura de almacenamiento de hidrógeno que permite unir los perfiles de producción y demanda de hidrógeno. Esta coincidencia de producción de PV e hidrógeno muestra que el desarrollo de la infraestructura de suministro de hidrógeno es relativamente independiente de la infraestructura de suministro de electricidad renovable.

Las siguientes figuras muestran el consumo de electricidad por hora durante una semana de verano en Antofagasta y Atacama para el escenario 100% RES en 2035.



Demanda eléctrica horaria para una semana de verano en Antofagasta (Izq.) y Atacama (Der) para el escenario 100% RES en 2035

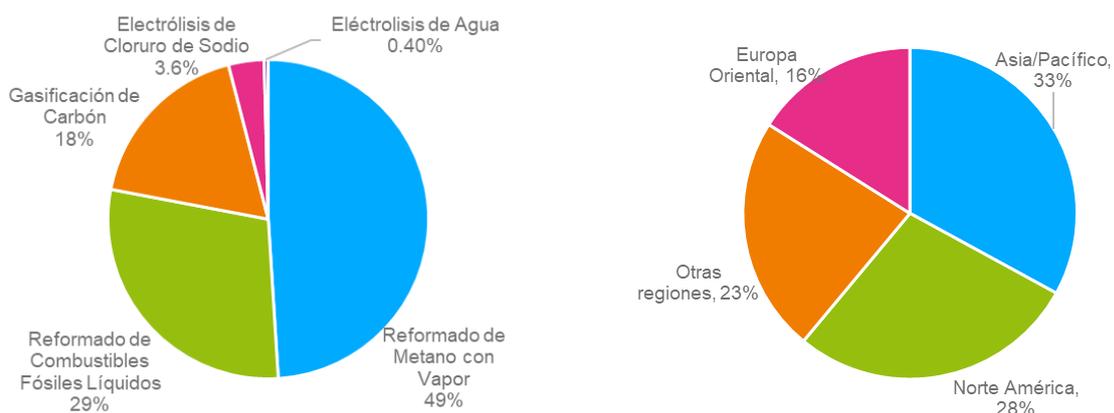
Antofagasta y Atacama **podrían ser regiones excedentarias de energía renovable, la cual puede ser aprovechada por el resto de Chile.** Alrededor del 40% de la energía renovable producida en Antofagasta y Atacama podría ser usada en resto de Chile. Para Antofagasta, la mayor parte de la energía es suministrada por CSP, mientras que, para Atacama, es principalmente generación PV. Esto da como resultado un perfil complementario (24/7) de energía renovable para ser utilizada en el resto de Chile.

## Economía del Hidrógeno: Contexto Global y Local

### Contexto Global

A nivel mundial, la producción anual de hidrógeno alcanza las 60,000 kton, de las cuales cerca del 95% se produce a partir de combustibles fósiles, es decir, gas natural, combustibles fósiles líquidos y carbón. Además, más del 3.5% de la producción mundial de hidrógeno se forma como subproducto de la electrólisis del cloruro de sodio. Menos del 1% de la producción mundial de hidrógeno proviene de la electrólisis del agua.

La producción mundial de hidrógeno está dominada por Asia-Pacífico, Norte-América y Europa occidental. Estas tres regiones son responsables de más del 75% de la producción mundial de hidrógeno.



Izq.: Forma de producción Global de hidrógeno. Der. Regiones de mayor producción de hidrógeno.



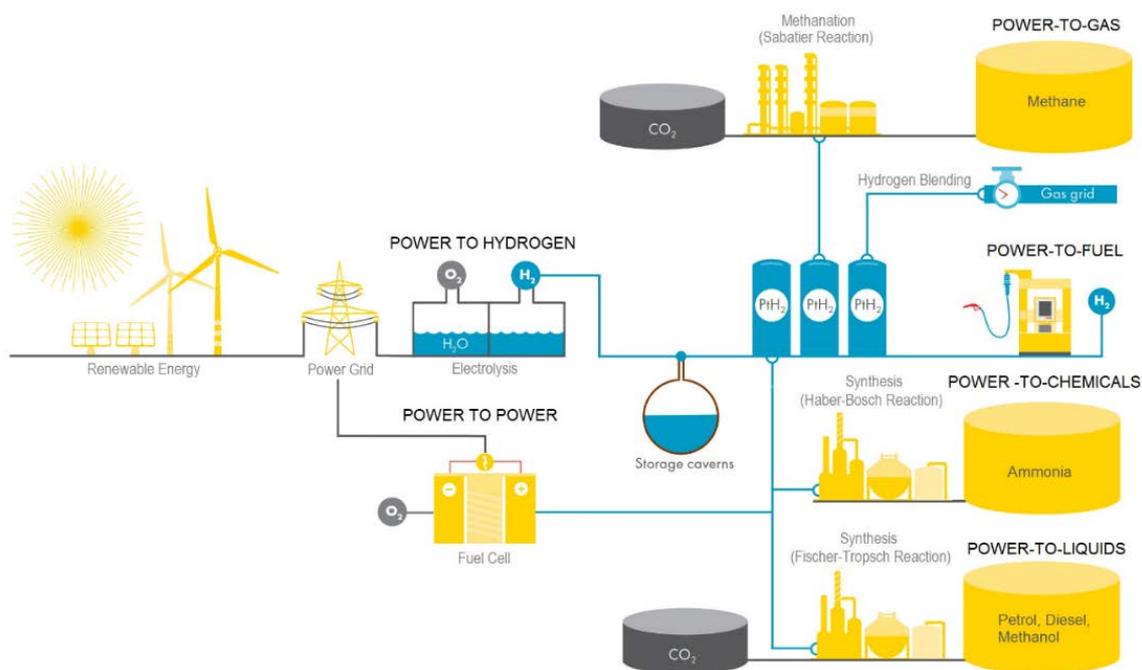
Principales usos del hidrógeno a nivel global

El mercado del hidrógeno en la actualidad está principalmente orientado a alimentar la industria química y de procesos, con productos como el amoníaco y el metanol que constituyen casi dos tercios de la demanda industrial. Aproximadamente el 50% del consumo mundial de hidrógeno se destina a la producción de amoníaco para fertilizantes y explosivos, casi el 10% se usa para metanol (para plásticos y combustibles), el 25% se destina a la industria de refinación (hidrotratamiento e hidrocrackeo). El restante es para las industrias química, metalúrgica, del vidrio, farmacéutica y alimentaria.

El “hidrógeno verde”, impulsado por la transición energética global que apunta a descarbonizar todo el sistema energético, tendrá una participación mucho mayor en el mercado debido a su capacidad inherente para conectar diferentes sectores energéticos. El sistema energético actual depende en gran medida de los combustibles fósiles y, aparte de la cogeneración, existen pocas conexiones entre los diferentes sistemas de transmisión y distribución. En un sistema futuro, el hidrógeno podría desempeñar un papel fundamental al conectar diferentes tipos de infraestructura en un sistema de energía de bajas emisiones.

El hidrógeno se puede obtener por electrólisis a partir de electricidad producida con fuentes renovables. Si existe demanda de energía inmediata, el hidrógeno puede satisfacerla directamente, sin embargo, también puede almacenarse como gas comprimido y recuperarse

cuando los suministros de energía sean bajos. Finalmente, el hidrógeno se puede convertir en otros “carriers” de energía, concepto conocido como Power-to-X (PtX).



Rol del hidrógeno como vector energético (concepto Power-to-X)

El concepto PtX muestra que aquellas regiones del mundo que posean el menor LCOE podrían tener la oportunidad de producir químicos verdes económicamente más competitivos, abriendo un nuevo mercado premium.

### Contexto Local

En Chile la situación del hidrógeno dista bastante de la tendencia global, ya sea como materia prima para la industria química o vector energético. Los químicos como el amoníaco, metanol y peróxido de hidrógeno, producidos principalmente a partir de gas metano, son importados mediante cargueros a través de los principales puertos del país, relegando a la producción local a una porción minoritaria. Así mismo, el uso de hidrógeno como vector para la transición energética del país, a través de uso en sistemas “Power to Power, Power to Gas y/o Power to Chemical” es desconocido y no existen proyectos industriales concretos para su implementación, salvo algunas iniciativas de investigación y desarrollo de Universidades y entidades gubernamentales;

- Dos programas tecnológicos impulsados por CORFO
  - Combustión dual hidrógeno-diésel para camiones de extracción mineros.
  - Fuel Cells para flotas mineras, énfasis en minería subterránea.
- Un proyecto piloto Power-to-Power (baterías e hidrógeno) de Electro Power System en la central geotérmica Cerro Pabellón.

Actualmente en Chile el hidrógeno se utiliza como un insumo químico para la industria, con una marcada participación en la refinación de petróleo, y en menor medida en la industria alimenticia, industria de producción de vidrios y tratamientos térmicos de metales.

### Ventajas Comparativas

En el Norte de Chile se presenta una oportunidad única para desarrollar la producción de hidrógeno verde competitivo para satisfacer las necesidades locales y en el futuro para su exportación a otras regiones. Las ventajas comparativas de la región de Antofagasta se dan en toda la cadena de valor del hidrógeno como se muestra a continuación:

Producción	Transporte y Almacenamiento	Utilización
Mayor potencial de generación solar del mundo con una irradiación global horizontal (GHI) hasta a 2800 kWh/m <sup>2</sup> y una irradiación normal directa (DNI) hasta 3800 kWh/m <sup>2</sup> .	Recurso solar y de agua en el mismo sitio del potencial consumo (ej. Mineras)	Gran cantidad de potenciales consumidores directos y concentrados en la misma región (Mineras, Industrias, ciudades, puertos, aeropuertos, trenes, transporte pesado, etc.).
Buen recurso Eólico, asociado a ciertos sitios de alto potencial (Ej.: Tal Tal).	Infraestructura existente de Gasoductos: Gas Atacama y Norandino.	Inminente necesidad de almacenamiento de energía para integración de energía solar y eólica.
Existencia de recurso geotérmico.	Infraestructura de distribución y transmisión existente.	Alta demanda de Nitrato de Amonio para explosivos (fabricado a partir de Amoniaco)
Plantas desaladoras existentes debido a la gran minería.	Infraestructura de agua existente debido a la gran minería.	Interés del rubro minero por lograr una Minería Verde (Consumo masivo de diésel)
Zona desértica con menor impacto en comunidades	Existencia de la Bahía de Mejillones, ideal para la exportación	
	Infraestructura vial y ferroviarias existentes	

Ventajas comparativas de la región de Antofagasta para implementar una economía del hidrógeno

La instauración de una economía del hidrógeno en la región de Antofagasta y Atacama, podría transformar a Chile en una potencia en la utilización y exportación de hidrógeno verde. De acuerdo al último reporte del Hydrogen Council “Hydrogen Scalling Up”, al 2050 el hidrógeno podría abarcar hasta un **18% de la demanda final** de energía, podría abatir **6 Gton de CO<sub>2</sub>** anualmente y podría representar un mercado de **2.5 Trillones de dólares al año**.

## Costo nivelado de Electricidad

Los costos nivelados de electricidad proyectados en las regiones del norte de Chile para el escenario 100% Renovable corresponden a

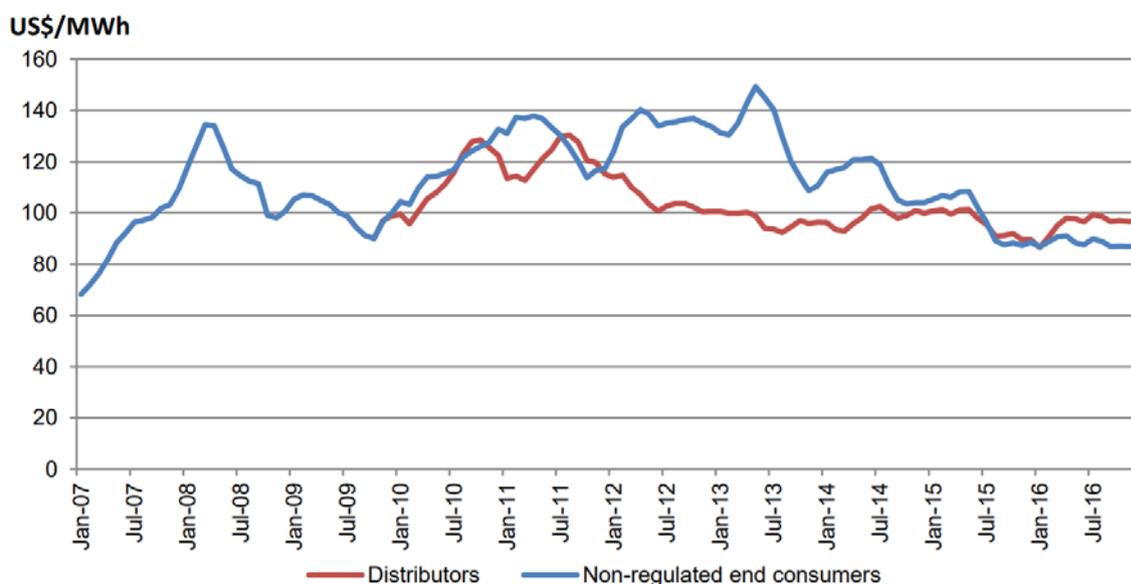
	2023	2035
100% RES LCOE:	72.7 \$/MWh	56.4 \$/MWh

Costos nivelados de electricidad en 2023 y 2035.

Dependiendo entre si la energía eléctrica es producida para consumo directo de los electrolizadores o si para otras aplicaciones se obtiene un rango de LCOE;

- Para consumo directo de los electrolizadores:
  - 28.4 a 56.2 \$/MWh in 2023;
  - 21.4 a 56.4 \$/MWh in 2035.
- Para otros consumos eléctricos:
  - 56.2 a 68.7 \$/MWh in 2023;
  - 56.4 a 64.2 \$/MWh in 2035.

El LCOE actual (2016) del sistema fluctúa en el rango de 81.8 \$/MWh y 86.7\$/MWh dependiendo si se incorpora al costo nivelado de electricidad la capacidad instalada de plantas diésel que funcionan como respaldo. Además, a modo de comparación, la figura siguiente muestra el precio medio de mercado para clientes no regulados y distribuidores en Chile desde el 2007 al 2016.



Precio Medio de Mercado para Clientes no Regulados y Distribuidores<sup>6</sup>

Como se puede observar, la proyección del LCOE para el escenario 100% Renovable al año 2035 presentó una disminución cercana al 30% en comparación al LCOE del sistema actual.

<sup>6</sup> Obtenido del estudio "Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile" realizado por

## Costo nivelado de hidrógeno

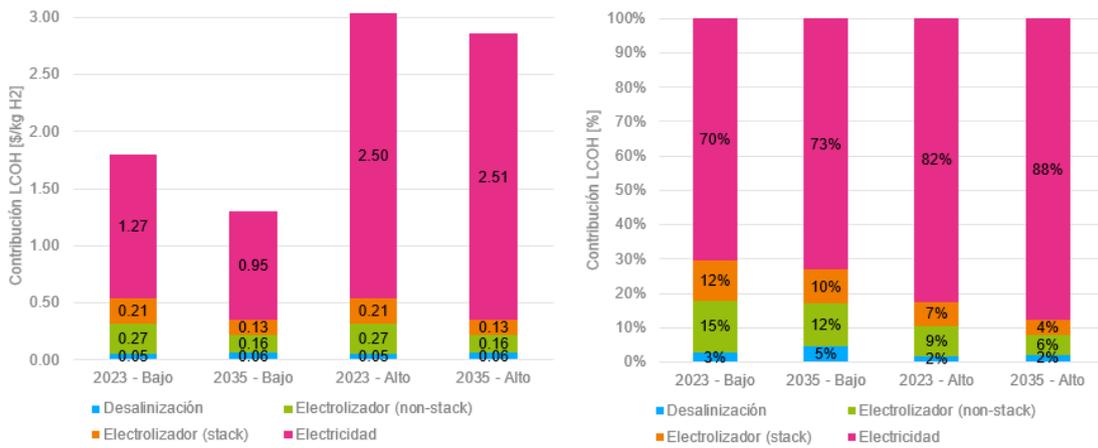
Se calculó el costo de producción de hidrógeno mediante electrólisis para el escenario 100% RES. En concordancia con los costos nivelados de electricidad para consumo de los electrolizadores, los valores para los LCOH son los siguientes:

- 1.8 a 3.0 \$/kg<sub>H2</sub> en 2023;
- 1.3 a 2.9 \$/kg<sub>H2</sub> en 2035.

Los presentes costos están en línea con lo reportado por otros estudios realizados por instituciones internacionales en diferentes partes del mundo. A modo de ejemplo, Japón busca lograr al 2030 un precio de 3 \$/kg<sub>H2</sub>.

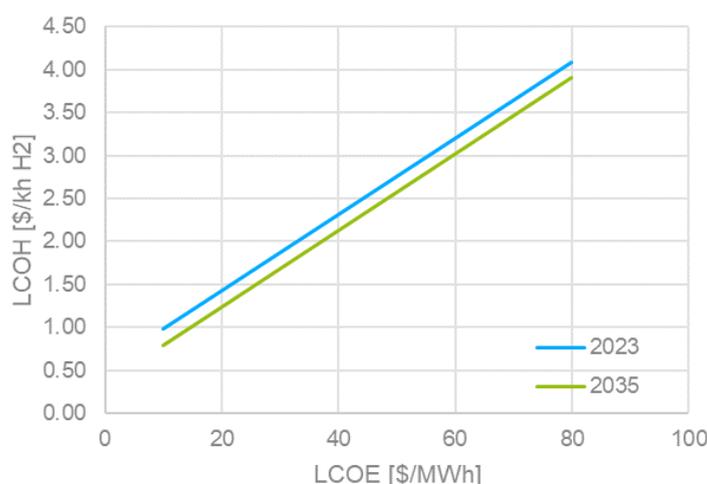
Si desagregamos el LCOH en los distintos bloques presentes en su cadena de valor<sup>7</sup> podemos ver el impacto que tiene la electricidad en perspectiva a los otros componentes. Debido a la alta influencia del costo de la electricidad es que se distinguen dos escenarios, los que consideran costos de electricidad alto y bajo para la producción de hidrogeno.

Como se observa en las figuras a continuación, el costo de la electricidad tiene un impacto muy significativo en el LCOH, llegando a valores entre 70 y 88% y por lo tanto la correlación entre LCOE y LCOH es fundamental para la competitividad del hidrógeno verde producido mediante electrólisis.



Contribución de los distintos bloques de la cadena de valor de hidrogeno para los casos LCOH<sub>bajo</sub> y LCOH<sub>alto</sub> en 2023 y 2035

<sup>7</sup> Contribución de la desalinización (CAPEX y O&M), los costos asociados al BoP del electrolizador, los costos asociados a los "stack" del electrolizador y costos de electricidad del proceso de desalación y consumo del electrolizador.



LCOH en función del LCOE en 2023 y 2035

### Identificación de aplicaciones relacionadas al hidrógeno

Para las aplicaciones de hidrógeno, la competitividad es analizada comparándola con la alternativa convencional. Las siguientes aplicaciones fueron analizadas.

- Celdas de combustible para transporte pesado
- Celda de combustible para el transporte ferroviario
- Blending de hidrógeno-diésel para el transporte pesado
- Sustitución de combustible por hidrógeno para aplicaciones térmicas
- Sustitución de Gas Licuado de Petróleo por hidrógeno para aplicaciones de calefacción
- Sustitución de Gas Natural por hidrógeno como agente reductor
- Hidrógeno verde para la producción de amoníaco verde

El análisis se llevó a cabo para ambos horizontes de tiempo; 2023 y 2035. A pesar de las diferencias sustanciales en los parámetros tecno-económicos, las tres aplicaciones más prometedoras siguen siendo las mismas en ambos horizontes, a saber: celdas de combustible para transporte pesado, blending de hidrógeno-diésel para transporte pesado e hidrógeno como sustituto del Gas Licuado de Petróleo.

### Identificación de aplicaciones no relacionadas al hidrógeno

La visión energética 100% Renovable comprende la cadena completa de producción de energía, así los siguientes casos de negocio son analizados:

- Electricidad renovable para el reemplazo de electricidad de fuentes tradicionales;
- Electricidad renovable para el reemplazo de gasolina en vehículos de pasajeros;
- Electricidad renovable para el reemplazo de diésel en aplicaciones estacionarias;
- Energía solar térmica de baja temperatura para el reemplazo de diésel;
- Energía solar térmica de alta temperatura para el reemplazo de Fuel oil y coque de petróleo.

Para ambos horizontes, **la sustitución de gasolina en vehículos de pasajeros por electricidad renovable y la sustitución de diésel en aplicaciones estacionarias por electricidad renovable** son las más prometedoras. De esta forma, la **sustitución de**

**electricidad de fuentes tradicionales por electricidad renovable** puede ser considerada como un caso competitivo.

También la **energía solar térmica de alta temperatura para la sustitución de Fuel oil** muestra una potencial opción competitiva.

### Oportunidades de largo y corto plazo

Este resumen se construye con los márgenes operacionales calculados para cada caso de negocio analizado. El margen de OPEX es un buen indicador de qué tan prometedor es el caso de negocio debido a que muestra la capacidad para recuperar los costos fijos y generar utilidad. Si el margen del OPEX es cero o negativo, el caso de negocio tendrá más dificultades de ser exitoso.

#### Oportunidades de negocio para el hidrogeno

Margen hidrógeno	2023		2035	
	LCOH <sub>alto</sub>	LCOH <sub>bajo</sub>	LCOH <sub>alto</sub>	LCOH <sub>bajo</sub>
Combustible (base) → Hidrógeno (Celda Combustible)	3%	43%	29%	68%
Combustible (total) → Hidrógeno (Celda Combustible)	38%	63%	53%	79%
Combustible (base) → Hidrógeno (blending)	-28%	18%	-2%	54%
Combustible (total) → Hidrógeno (blending)	11%	47%	33%	69%
Enap 6 → Hidrógeno (calor)	-42%	-3%	-19%	44%
Diésel → Hidrógeno (calor)	-28%	18%	-2%	54%
GLP → Hidrógeno	17%	51%	21%	64%
Gas Natural → Hidrógeno (agente reductor)	-60%	-32%	-53%	3%
Amoniac verde	-25%	17%	-15%	42%

#### Otras oportunidades para energía renovable

Margen LCOE	2023		2035	
	LCOE <sub>RES</sub>	LCOE <sub>RES</sub> w/o H2	LCOE <sub>RES</sub>	LCOE <sub>RES</sub> w/o H2
Electricidad (LCOE 2016 con centrales diésel de respaldo) → Electricidad renovable	35%	35%	21%	26%
Electricidad (LCOE 2016 sin centrales diésel de respaldo) → Electricidad renovable	31%	31%	16%	21%
Diésel → Electricidad renovable	67%	60%	74%	71%
Combustible (base) → Electricidad renovable (Vehículo eléctrico)	74%	68%	80%	77%
Combustible (total) → Electricidad renovable (Vehículo eléctrico)	87%	84%	89%	87%
	<b>LCOHeat (alta T)</b>		<b>LCOHeat (alta T)</b>	
Enap 6 → solar térmica de alta temperatura	-		34%	
Coque → solar térmica de alta temperatura	-		-71%	
	<b>LCOHeat (baja T)</b>		<b>LCOHeat (baja T)</b>	
Combustible → Solar térmica de baja temperatura	-72%		-27%	

Resumen comparativo con el margen operacional disponible de todos los casos de negocio analizados en escala de colores para resaltar su nivel de competitividad. Verde resalta un alto nivel de competitividad, amarillo una competitividad moderada naranja no hay competitividad identificada rojo significa que el caso de negocio es altamente no competitivo comparado con la solución convencional

Basado en los casos más atractivos se identificó oportunidades de corto y largo plazo. Las primeras corresponden a oportunidades con tecnología lo suficientemente madura y disponible comercialmente en los próximos años. Las siguientes **oportunidades de corto plazo** fueron identificadas según el siguiente orden de relevancia:

- **Electricidad renovable para reemplazar combustible en vehículos de pasajeros.** La movilidad para vehículos de pasajero que utiliza batería de litio se encuentra comercialmente disponible en la actualidad. Con la adición de nuevos competidores al mercado se espera que tanto el CAPEX adicional comparado a la inversión de vehículos a combustión interna disminuya.
- **Hidrógeno para vehículos de alto tonelaje.** Dos caminos principales se pueden seguir para la adopción de hidrógeno en vehículos de alto tonelaje, (1) la utilización de celdas de combustibles y (2) combustión dual. Compañías como Ballard o Hydrogenics, están produciendo celdas de combustibles en tamaños de MW para camiones y trenes. Camiones con motores diésel pueden ser reconvertidos para que puedan operar con combinación (blending) de hidrógeno/diésel con tecnología disponible en la actualidad (e.g. Alset GmbH y HyTech Power). De esta forma, una fracción importante de la demanda de diésel puede ser sustituida en el corto plazo.
- **Hidrógeno como una alternativa al GLP en aplicaciones de calefacción.** Para aplicaciones de calefacción, las primeras aplicaciones en base a hidrógeno y pilas de combustible están siendo introducidas al mercado, sin embargo, la demanda de hidrógeno para esta aplicación es relativamente pequeña comparada por ejemplo con la movilidad, mencionado anteriormente.

Algunas de las aplicaciones necesitarán más desarrollo para implementarse, debido a la madurez técnica, el tiempo de implementación, la disponibilidad comercial, etc. Las siguientes oportunidades de **largo plazo** se identificaron ordenadas por su relevancia:

- **Hidrógeno para utilizar celda de combustible en camiones de alto tonelaje.** El uso de celdas de combustible para la movilidad de vehículos de alto tonelaje ofrece una ventaja adicional a la reconversión de motores de combustión interna debido a la mejora en eficiencia, resultando en una mayor competitividad operacional. Las celdas de combustibles asociadas al transporte están en camino a posicionarse en el mercado como tecnologías maduras como por ejemplo Nikola Motors y Alstom.
- **Electricidad renovable como reemplazo de electricidad de fuentes convencionales.** El LCOE para un sistema 100% Renovable sería menor que el LCOE del BaU al 2023 y la demanda de electricidad asociada al hidrógeno sería mayor. Sin embargo, la gran inversión en infraestructura requiere varios años para ser alcanzada.

Dos aplicaciones adicionales se identificaron las cuales son relevantes para Chile, ofreciendo oportunidades de largo plazo bajo ciertas condiciones:

- **Amoniaco verde.** En la actualidad todo el amoníaco utilizado en la industria minera para la fabricación de explosivos es importado y proviene de fuentes fósiles. Como esta industria es estratégica para Antofagasta y Atacama, existe un interés en la autoproducción de amoníaco localmente. En el largo plazo bajo el escenario de un bajo LCOH, la producción de amoníaco verde puede ser competitiva con la solución convencional.
- **Aplicaciones para energía solar térmica de alta temperatura.** En el largo plazo, para procesos de fundición en la industria minera se identificó una oportunidad de cambiar el uso de combustibles fósiles por energía solar térmica de alta temperatura. Basado en la introducción de la tecnología de receptor de partículas de alta temperatura, se podría suministrar una fracción importante de la energía necesaria del proceso minero de manera renovable por ende es interesante considerarla.

# Conclusiones, Recomendaciones y Limitaciones

## Conclusiones

### **El desarrollo hacia un escenario 100% renovable en las regiones del norte de Chile estará dominado por CSP y PV**

Las mayores inversiones en activos de generación de electricidad son en tecnología PV y CSP. La solar fotovoltaica provee el menor costo de electricidad que es consumida durante las horas de sol (no se requiere almacenamiento de baterías). Adicionalmente, CSP provee el menor costo de energía despachable gracias a la capacidad de almacenamiento térmico para proveer electricidad en horas sin recurso solar.

Dado los excelentes niveles de radiación en las regiones del norte la combinación del PV y CSP resulta en el LCOE más bajo de todas las tecnologías renovables. La demanda eléctrica que puede ser suministrada directamente con energía PV es la opción de menor costo, para demanda en horas donde no hay recurso solar, CSP es la solución más barata.

### **La producción de hidrógeno se realiza a partir de generación PV.**

Los resultados del modelo de expansión de capacidad de largo plazo indican que el hidrogeno es producido mediante electrolizadores solo durante las horas de sol con electricidad producida por parques PV. Esta operación intermitente es más costo optima que tener electrolizadores produciendo hidrogeno de base (24/7) con energía renovable de un mix PV y CSP.

Esto implica que la infraestructura para la producción de hidrogeno puede ser desarrollada independientemente de la infraestructura eléctrica debido a que los electrolizadores pueden ser alimentados con una planta PV dedicada. De este modo cualquier cambio en la demanda de hidrogeno no va a impactar en el desarrollo de la infraestructura de generación de electricidad renovable y viceversa.

### **El potencial renovable de las regiones del norte excede las necesidades locales.**

El área del desierto de Atacama necesaria para contar con una matriz energética 100% renovable en las regiones del norte y para entregar más de un tercio de la demanda eléctrica del resto de Chile es menos de 1%. Esto significa que existe un alto potencial para una mayor incorporación de PV y/o CSP. Como resultado, el modelo de expansión de capacidad de largo plazo indica la secuencial instalación de CSP y PV para proveer energía renovable al resto de Chile. La combinación de CSP y PV produce excedentes de electricidad durante el día y la noche, maximizando la cantidad de energía que puede ser usada por el resto de Chile.

### **Las principales oportunidades de corto plazo están relacionadas a la movilidad.**

La combinación (o blending) de diésel/hidrógeno para camiones de alto tonelaje ofrece una gran oportunidad para reemplazar una fracción importante de la demanda de diésel en el corto plazo mediante la reconversión de motores de combustión interna. Para vehículos de pasajero, la incorporación de vehículos eléctricos y baterías pueden reemplazar motores de combustión interna en el corto plazo, además existe una amplia oferta de estos vehículos ya disponibles comercialmente.

## **Las mayores oportunidades de largo plazo están dominadas por la movilidad y la producción de electricidad 100% renovable.**

Los vehículos con celda de combustible ofrecen la oportunidad de reemplazar todos los combustibles fósiles en camiones de alto tonelaje, dependiendo de la disponibilidad comercial de este tipo de vehículos. Para aplicaciones de movilidad con bajo consumo energético, vehículos eléctricos con batería son una mejor opción.

La transición a un sistema 100% renovable, el cual es principalmente basado en la combinación de PV y CSP es una opción costo efectiva en el largo plazo (debido a la gran cantidad de inversiones en infraestructura se requieren varios años para ser llevada a cabo). De todas formas, estas deben comenzar en el corto plazo para alcanzar el objetivo final.

## **La producción de amoníaco verde y aplicaciones de energía solar térmica de alta temperatura representan potenciales oportunidades en el largo plazo con especial interés en Antofagasta y Atacama.**

Bajo ciertos escenarios los casos de negocio para producción de amoníaco verde y aplicaciones de energía solar térmica de alta temperatura proveen un margen operacional positivo. Como ambas aplicaciones están altamente relacionadas con la industria minera, éstas representan una gran oportunidad a ser considerada en ambas regiones.

## **Recomendaciones**

### **Análisis de Sensibilidad del Recurso Eólico**

Como se menciona en las limitaciones, el recurso eólico se modeló con un perfil promedio por nodo (Antofagasta, Atacama y el resto de Chile). Esta simplificación excluye sitios con altos factores de planta ("hotspots") del mix óptimo seleccionado, sitios que pueden representar polos de desarrollo para cada tecnología. De esta forma, se recomienda mejorar el modelo agregando varios perfiles eólicos que representen los hotspots regionales para evaluar cómo la combinación óptima, de los recursos solares y eólicos, impactan el comportamiento del sistema.

### **Perfil de almacenamiento del CSP y flexibilidad**

El CSP se modeló con una razón Energy 2 Power (E2P) y un perfil de producción fijo, lo cual es conservador y no demuestra las ventajas que la tecnología CSP que puede incorporar al sistema. La producción efectiva de una planta CSP puede considerar cierta flexibilidad de modo de complementarse mejor con otras fuentes de energía renovable de mayor variabilidad (como el PV y el viento). De esta forma existe espacio para optimizar el tamaño del almacenamiento y el perfil de producción, pudiendo disminuir el LCOE global.

### **Regiones excedentarias de energía renovable**

Entregar energía renovable al resto de Chile es un gran incentivo a las inversiones en Antofagasta y Atacama, de esta forma, se puede evaluar cuál sería el impacto de no considerar la exportación de electricidad, de modo de determinar la combinación óptima de activos para hacer ambas regiones energéticamente auto-suficientes.

De forma contraria, un escenario más agresivo orientado a la producción de electricidad en el norte para ser usado en regiones del resto de Chile, considerando inversiones adicionales en la capacidad de transmisión, puede evaluar cuál es el potencial total de exportación de energía.

## Modelo de la producción de hidrógeno y perfil de demanda

En el modelo, la producción y demanda de hidrogeno mensual coinciden si la infraestructura de transmisión y almacenamiento tienen una capacidad de buffer suficiente. Un análisis detallado de la producción y demanda horaria permitirían determinar la capacidad de almacenamiento requerido (solo la producción horaria de hidrogeno se calculó en el modelo).

Para la demanda, algunas aplicaciones tienen flexibilidad lo que permite determinar la capacidad mínima de almacenamiento de hidrogeno. Por ejemplo, las estaciones de recarga de hidrogeno para movilidad tienen estanques de alta presión para almacenamiento del gas, debido a que los vehículos necesitan hidrogeno a una mayor presión que el necesario en los medios de transmisión (tuberías, tube trailers, etc). De esta forma las estaciones tendrían la flexibilidad de cuando re abastecer los estanques, lo cual puede optimizar la necesidad de tamaño de almacenamiento en la cadena intermedia.

Una vez consideradas todas las fuentes que agregan flexibilidad a la capacidad de almacenamiento, se pueden identificar sinergias entre la parte eléctrica y la no-eléctrica del sistema energético. Para proveer una demanda base de hidrogeno se puede integrar la infraestructura de almacenamiento con la de transporte (e.g. almacenamiento y transporte en tuberías), o incrementando aún más la infraestructura eléctrica de las regiones. Es el mix de ambas infraestructuras el que puede co-optimizarse del punto de vista sistémico la cual considere la integración de ambos vectores energéticos. Por ejemplo, si la demanda eléctrica es lo suficientemente alta, la inversión proyectada para el escenario 100% RES puede ser suficiente para proveer parte de la demanda horaria de hidrogeno, reduciendo la necesidad de infraestructura de almacenamiento.

## Evaluación del costo de infraestructura de hidrogeno

En este estudio solo se modeló la cadena de valor de hidrogeno hasta la producción de hidrogeno a la salida de los electrolizadores. Por ende, para evaluar el costo completo de hidrogeno se debe considerar los costos intermedios relacionados con la compresión, transmisión y almacenamiento. Estos costos adicionales van a impactar el LCOH a ser comparado con las soluciones convencionales. Adicionalmente, la evaluación de costo va a indicar la necesidad de inversión en infraestructura en la cadena intermedia de valor del hidrogeno

## Costos adicionales en la cadena de valor del hidrogeno de los casos más atractivos

Costos adicionales deben considerarse para la evaluación de casos de negocios, por ejemplo, para la movilidad asociada a vehículos especiales partir de celdas de combustible, se debe considerar la inversión necesaria en estaciones de servicio para recarga de hidrogeno o el costo de hacer una reconversión de un motor diésel para operar con blending. Estos costos están alocados en la parte final de la cadena de valor de hidrógeno los cuales deben ser analizados en detalle para cada oportunidad de negocio atractiva identificada en este reporte, de modo de evaluar el impacto de las inversiones adicionales necesarias en cada caso.

## Análisis detallado de la producción de amoníaco verde y aplicaciones de la energía solar térmica de alta temperatura.

Debido a la importancia del amoníaco como químico usado para la producción de explosivos en la industria minera, es interesante investigar más en detalle la producción local de amoníaco basado en energía renovable. Como indicó el análisis, el margen competitivo no es tan alto como otras aplicaciones, sin embargo, puede ser competitivo para ciertos escenarios. Antofagasta y Atacama pueden posicionarse como las regiones productoras de amoníaco verde, primero para su propio abastecimiento, para luego exportar en el futuro a regiones con

menos recursos renovables. Además de su uso en explosivos, el amoniaco se utiliza como materia prima para fertilizantes, el cual puede convertirse en un futuro producto renovable a exportar.

Para producir la demanda de calor de alta temperatura de la minería y la industria, se consideró la introducción de torres receptoras de alta temperatura de tipo “falling-particle receiver” como alternativa al consumo de combustibles fósiles para calor. Esta tecnología tiene el potencial de disminuir los costos de la solar térmica y el CSP para aplicaciones que requieren altas temperaturas, sin embargo, el nivel de desarrollo es bajo. Chile puede participar del desarrollo de esta tecnología a nivel de investigaciones y la realización de proyectos pilotos, de modo de viabilizar la introducción en el largo plazo en el sector minero e industrial.

### **Oportunidad para la exportación de hidrógeno**

En este reporte, la demanda y producción de hidrógeno son solo analizadas para las regiones de Antofagasta y Atacama. Debido al alto potencial solar del desierto de atacama, ambas regiones tienen la oportunidad de producir hidrógeno verde no solo para Chile sino de exportarlo a otros países, pudiendo ser actores claves en mercados de gas y combustibles a nivel global con la ventaja comparativa de venir de fuentes renovables.

## **Limitaciones**

### **Modelo simplificado del recurso eólico**

Como en el modelo se consideró un perfil representativo para cada recurso renovable por región, algunos “hot spots” con altos factores de plantas eólicas fueron ignorados de la solución costo óptima para el escenario 100% RES. Bajo esta simplificación las inversiones en energía eólica pueden haber sido subestimadas, y por consecuencia, reemplazadas por inversiones en energía solar, sin embargo, si existe una mayor fracción de energía eólica como parte de la solución costo óptima global, esta sería más baja que la determinada sin viento. Con esto, el LCOE estimado en este estudio sería más bajo, mejorando los casos de negocios investigados.

### **Modelo simplificado de las otras regiones de Chile**

Como el alcance del estudio se limitó a las regiones de Antofagasta y Atacama, la interacción con el resto de las regiones de Chile se modeló de forma menos detallada. La decisión de modelar la interacción de estas dos regiones con el resto de Chile fue a modo de evaluar de forma cualitativa la característica excedentaria en energía renovable del norte de Chile y su potencial exportación hacia otras regiones. Una modelación en detalle del resto de Chile puede identificar oportunidades de importación de energía renovable desde el sur de Chile (contrario a lo identificado en el escenario 100% RES). Como consecuencia, esto resultaría en una menor inversión en energía solar en Antofagasta y Atacama, sin embargo, ocurriría la misma situación identificada con los perfiles eólicos: Si la solución costo óptima considera importación de energía renovable desde el sur de Chile, el costo global sería menor al identificado en este estudio, por ende, el LCOE sería menor, aumentando la competitividad de los casos de negocio analizados.

Hidrógeno verde puede ser producido para exportarlo al resto de Chile por tuberías o por buques hacia otros países. Para el primero se debe construir una red de tubería, en la cual el costo asociado debe ser menor que el de producción de hidrógeno verde localmente en el resto de Chile (en esta comparación se deben considerar en la cadena de valor del hidrógeno los costos asociados a compresión, almacenamiento y distribución hacia el sur de Chile). Para la exportación hacia otros países, tecnologías de “carriers” de hidrógeno deben madurar de

modo de estar comercialmente disponibles para que el hidrogeno pueda ser transportado a regiones que en que no es competitivo la producción local y estén dispuestas a pagar por la importación.

### **Predicciones imperfectas**

El modelo de expansión de capacidad de largo plazo que se utilizó para el escenario 100% RES asume pronósticos perfectos de los recursos renovables y demanda de energía, de esta forma, el despacho de los embalses del sur de Chile se realiza de forma de complementar la producción solar de las regiones del norte. Los embalses son utilizados de modo de compensar las fluctuaciones interanuales del recurso solar teniendo en cuenta su nivel máximo y mínimo.

Debido a que en la realidad no existe una predicción perfecta de largo plazo, en la realidad existen limitaciones operacionales estrictas para el despacho de los embalses en los cuales se valoriza el costo de oportunidad de utilización del agua basado en hidrologías históricas de modo de “desplazar” energía térmica a través en un horizonte de tiempo determinada.