



UNIVERSITAT<sup>DE</sup>  
BARCELONA

# Producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica para aplicaciones energéticas en la minería chilena

Autor: Arturo Mauricio Santibáñez Núñez

Tutor: Bernat Codina Sánchez

Curs acadèmic: 2022 - 2023

Màster en Energies Renovables i  
Sostenibilitat Energètica

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Introducción</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Fundamentación: El hidrógeno y su potencial en Chile</b> .....	<b>6</b>
2.1	<b>El hidrógeno</b> .....	<b>6</b>
2.2	<b>Usos finales y aplicaciones del hidrógeno</b> .....	<b>7</b>
2.3	<b>Potencial de generación de hidrógeno verde en Chile</b> .....	<b>8</b>
2.4	<b>Planificación estratégica de hidrógeno verde en Chile</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Objetivos</b> .....	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Alcances y limitaciones</b> .....	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>Análisis técnico</b> .....	<b>11</b>
5.1	<b>Consumo energético en la minería del cobre chilena</b> .....	<b>11</b>
5.2	<b>Transporte ferroviario de la minería en la zona de Antofagasta</b> .....	<b>13</b>
5.3	<b>Demanda de hidrógeno del proceso de transporte</b> .....	<b>14</b>
5.4	<b>Generación de hidrógeno verde</b> .....	<b>15</b>
5.4.1	Tecnologías de generación de hidrógeno .....	15
5.4.2	Elección del electrolizador.....	16
5.4.3	Elección del equipo de tecnología PEM y <i>Outputs</i> (hidrógeno generado) .....	18
5.5	<b>Diseño de la planta solar fotovoltaica</b> .....	<b>20</b>
5.5.1	Caracterización de la zona .....	20
5.5.2	Elección de la zona de instalación de la planta .....	22
5.5.3	Diseño de la planta solar fotovoltaica .....	24
5.6	<b>Características de las plantas solares</b> .....	<b>26</b>
5.6.1	Módulo fotovoltaico.....	26
5.6.2	Inversor .....	27
5.6.3	Ratio DC:AC.....	27
5.6.4	Soportes.....	28
<b>6</b>	<b>Análisis económico</b> .....	<b>28</b>
6.1	<b>Análisis económico de plantas solares fotovoltaicas</b> .....	<b>28</b>
6.2	<b>Análisis de costos de hidrógeno (LCOH)</b> .....	<b>30</b>
<b>7</b>	<b>Discusión y análisis</b> .....	<b>31</b>
<b>8</b>	<b>Conclusiones</b> .....	<b>34</b>
<b>9</b>	<b>Bibliografía</b> .....	<b>36</b>
<b>10</b>	<b>Anexos</b> .....	<b>38</b>
	<b>ANEXO 1. Análisis DAFO de la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica</b> .....	<b>38</b>
	<b>ANEXO 2. Informes PVSYST V7.2.21</b> .....	<b>43</b>
	Planta solar fotovoltaica plano fijo.....	43
	Planta solar fotovoltaica con sistema de tracking .....	48
	<b>ANEXO 3. Evaluación económica y flujo de caja de producción de hidrógeno con input de energía solar</b> .....	<b>54</b>
	<b>ANEXO 4. Ficha técnica Electrolizador HyLYZER</b> .....	<b>55</b>

## Índice de Figuras

Figura 1: Demanda de hidrógeno por sector y región en el escenario de Políticas Establecidas y compromisos anunciados, 2019-2030	7
Figura 2: Costo generado del H <sub>2</sub> generado con energía fotovoltaica y eólica a largo plazo	9
Figura 3: Desarrollo proyectado de aplicaciones del hidrógeno verde en Chile	10
Figura 4: Participación del consumo sectorial de energía en el consumo nacional en el periodo 2006-2020	12
Figura 5: Consumo energético y composición de la oferta de energía primaria	12
Figura 6: Esquema de producción de hidrógeno renovable	15
Figura 7: Media de la radiación en las 3 zonas de estudio	21
Figura 8: Media de sombras en las 3 zonas de estudio	21
Figura 9: Media de radiación horizontal por mes en las 3 zonas de estudio	22
Figura 10: Media de radiación anual en las 3 zonas de estudio	22
Figura 11: Producción Fotovoltaica de la planta solar fotovoltaica sin sistema de tracking	25
Figura 12: Producción Fotovoltaica de la planta solar fotovoltaica con sistema de tracking	26
Figura 13: Ángulos optimizados de paneles solares fotovoltaicos a través de PVGIS y Explorador solar Chile	27
Figura 14: Costo total instalado promedio ponderado global, factores de capacidad y LCOE para fotovoltaica, 2010-2021	32
Figura 15: LCOH de producción de hidrógeno con electrolizadores PEM en Dinamarca	33

## Índice de Tablas

Tabla 1: Comparación del hidrógeno con otros combustibles	7
Tabla 2: Consumo de energía en GJ para electricidad y combustible	13
Tabla 3: Tecnologías de conversión a hidrógeno y sus eficiencias	16
Tabla 4: Tipos de electrolizadores y sus características principales	18
Tabla 5: Características técnicas de electrolizadores evaluados	19
Tabla 6: Evaluación de ubicaciones en la región de Antofagasta	20
Tabla 7: Factores comparativos para las 3 ubicaciones de la planta solar y cálculo de potencia a suministrar	23
Tabla 8: Factores comparativos para las 2 opciones de implementación	25
Tabla 9: Análisis económico de las instalaciones fotovoltaicas	29
Tabla 10: Indicadores financieros obtenidos de la evaluación de las opciones 1 y 2	29

# 1 Introducción

Actualmente como humanidad presentamos importantes desafíos respecto de los cambios y crisis ambientales que estamos viviendo. Hoy es un hecho el calentamiento global acelerado por la actividad humana, por lo que diferentes organizaciones manifiestan la necesidad de realizar múltiples esfuerzos para aminorar los efectos que podría llegar a tener en la población. De manera más específica, The International Renewable Energy Agency [IRENA] (2022) indica: “Se advierte que entre 3.300 y 3.600 millones de personas ya viven en entornos altamente vulnerables al cambio climático”. Este contexto amerita la necesidad del cambio en la matriz energética mundial que es altamente dependiente de los combustibles fósiles que propician y aumentan los gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, durante los últimos años, todo este ánimo de necesidad de cambio se ha visto opacado por las crisis internacionales, como la pandemia COVID-19 y el conflicto entre Rusia y Ucrania, repercutiendo directamente en aspectos como el flujo de importaciones y exportaciones o el desarrollo de tecnologías de generación energética.

Una de las acciones concretas por la que han optado las partes del Acuerdo de París del año 2016, tiene relación con las rutas para evitar que el aumento de la temperatura media global supere los 2°C respecto de los niveles preindustriales y promover esfuerzos para no superar los 1,5°C. Este objetivo no ha tenido la efectividad necesaria por lo que: “Todo lo que no sea una acción radical e inmediata disminuirá, incluso eliminará, la posibilidad de permanecer en la ruta de los 1,5°C” (IRENA, 2022).

La transición energética, con una matriz de generación limpia y distribuida es esencial para responder al contexto climático actual, donde el 80 % de la población mundial vive en países importadores de energía y, por lo tanto, su economía y bienestar depende directamente de los flujos de este recurso para su desarrollo. En este contexto, diferentes países han establecido políticas en materia de energías renovables, como es el caso de Chile que en noviembre de 2020 publicó su “Estrategia nacional de Hidrógeno verde” de la mano de otras importantes acciones, como la eliminación de centrales de carbón y la nueva ley de eficiencia energética. Asimismo, Chile debe avanzar y contribuir a los objetivos mundiales antes mencionados, por lo que esta investigación contribuye a la promoción de proyectos de producción de hidrógeno Verde en uno de los campos de desarrollo económico más importantes del país, la minería, que además destaca por ser uno de los mayores consumidores de energía a nivel nacional.

## 2 Fundamentación: El hidrógeno y su potencial en Chile

### 2.1 El hidrógeno

Si debiésemos escoger un elemento como fuente de energía y no tuviésemos restricciones para su elección, posiblemente algunos de sus criterios serían su abundancia y, pensando en el futuro y el cambio climático, su baja o nula emisión de gases de efecto invernadero. Probablemente el resultado de este ejercicio nos lleve a considerar la molécula más simple conocida por la humanidad: el hidrógeno.

El hidrógeno es la molécula más simple de la tabla periódica, ya que corresponde a un átomo que tiene tan sólo un protón y un electrón. Normalmente lo encontramos en nuestro planeta como una molécula diatómica, que se caracteriza por ser un gas insípido, inodoro, incoloro y no venenoso bajo condiciones normales de presión y temperatura (CNPT). Si bien es el elemento más abundante en el universo y el tercero más abundante en el planeta, para poder obtenerlo y utilizarlo para fines energéticos debemos producirlo, para ello existen diferentes procesos:

- **Biológicos:** algas y microorganismos pueden generar hidrógeno por medio de procedimientos biológicos propios.
- **Electrolíticos:** mediante un proceso de disociación de la molécula de agua ( $H_2O$ ) en hidrógeno y Oxígeno utilizando electricidad.
- **Termoquímicos:** utilizando calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa.
- **Otros procesos:** como la descomposición fotocatalítica y biológica del agua.

Algunas propiedades del hidrógeno se pueden observar en la Tabla 1, la que además nos permite compararlo con otros combustibles. Entre ellas se destacan su poder calorífico inferior y superior identificados como (LHV y HHV) respectivamente por sus siglas en inglés.

**Tabla 1***Comparación del hidrógeno con otros combustibles*

Fuel	LHV (MJ/kg)	HHV (MJ/kg)	Stoichiometric		Flame Temperature (°C)	Min. Ignition Energy (MJ)	AutoIgnition Temperature (°C)
			Air/Fuel Ratio (kg)	Combustible Range (%)			
Methane	50.0	55.5	17.2	5–15	1914	0.30	540–630
Propane	45.6	50.3	15.6	2.1–9.5	1925	0.30	450
Octane	47.9	15.1	0.31	0.95–6.0	1980	0.26	415
Methanol	18.0	22.7	6.5	6.7–36.0	1870	0.14	460
Hydrogen	119.9	141.6	34.3	4.0–75.0	2207	0.017	585
Gasoline	44.5	47.3	14.6	1.3–7.1	2307	0.29	260–460
Diesel	42.5	44.8	14.5	0.6–5.5	2327		180–320

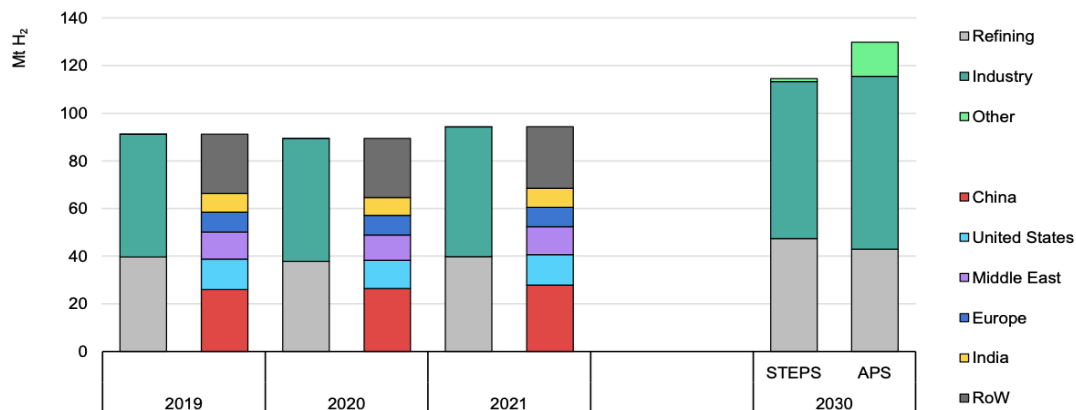
*Nota.* Recuperado de Gasoline, Diesel and Ethanol Biofuels from Grasses and Plants (Gupta et al., 2010).

## 2.2 Usos finales y aplicaciones del hidrógeno

La Figura 1 se muestra la demanda mundial de hidrógeno el año 2021 que alcanzó los 94 millones de toneladas (Mt), y reflejó un alza del 5 % respecto de los valores de 2019 (pandemia). A partir de estos datos, se destaca principalmente su uso para la refinación de petróleo (39,8 Mt H<sub>2</sub>), lo siguen la producción de amoníaco (33,8 Mt H<sub>2</sub>), producción de metanol (14,6 Mt H<sub>2</sub>), la industria del hierro y acero con (5,2 Mt H<sub>2</sub>).

**Figura 1**

*Demanda de hidrógeno por sector y región en el escenario de Políticas Establecidas y compromisos anunciados, 2019-2030*



Notes: Mt H<sub>2</sub> = million tonnes of hydrogen; STEPS = Stated Policies Scenario; APS = Announced Pledges Scenario. Other includes transport, buildings, power generation sectors and production of hydrogen-derived fuels and hydrogen blending.

*Nota.* Recuperado de IEA (2022).

El desarrollo de este vector energético permite diferentes aplicaciones, como por ejemplo:

- **Uso convencional:** relacionados con procesos para obtener diferentes refinados de petróleo, donde además se produce amoníaco que contribuye a la industria de la agricultura y elaboración de alimento.
- **Transporte:** puede ser utilizado como combustible pero, para esto, se requiere desarrollar investigación que evalúe la conversión de motores de manera de permitir una transición eficaz y eficiente para las eventuales industrias que lo requerirán, como son los casos de la minería, el transporte terrestre, aéreo, entre otros.
- **Estacionarias:** se explota el vector hidrógeno como tal, es decir, que al ser un portador de energía permite su almacenamiento y aumenta su disponibilidad energética para cuando sea necesario y/o estratégico su consumo, permitiendo mitigar la intermitencia en el suministro de las energías renovables.
- **Móviles:** al ser un portador de energía, el desarrollo de baterías portátiles es un mercado incipiente que podría permitir cargas mucho más rápidas.
- **Como gas:** puede ser inyectado directamente a las redes de gas en porcentajes adecuados previo estudio especializado, desplazando de esta manera la utilización de combustibles fósiles.

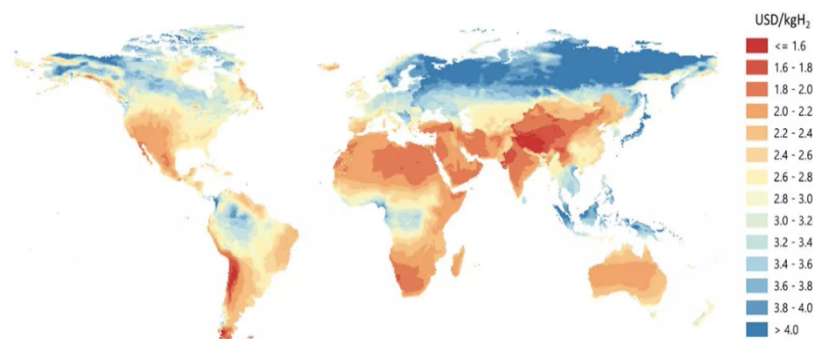
### 2.3 Potencial de generación de hidrógeno verde en Chile

Las regiones de Atacama y Antofagasta pertenecientes a la zona del Norte Grande chileno, se destacan por la elevada radiación solar que reciben, esto debido a la transparencia de la atmósfera y alto número de días con escasa o ninguna nubosidad, propiciando excelentes condiciones para la producción de energía solar. Doussoulin E. y Chalco Y. (2018) señalan que además de esto, se ha determinado una radiación horizontal de  $7,15 \text{ kWh/m}^2$ , lo que repercute directamente en la generación fotovoltaica, ya que permite explotar el sistema fotovoltaico de manera más eficiente al reducir las condiciones de variabilidad en la irradiancia, disminuyendo el costo de la energía para la producción de hidrógeno, ver Figura 2.



## Figura 2

Costo generado del H<sub>2</sub> generado con energía fotovoltaica y eólica a largo plazo



Nota. Recuperado de IEA (2022).

### 2.4 Planificación estratégica de hidrógeno verde en Chile

La Estrategia Nacional de hidrógeno verde chilena surge de las ventajas que ofrece el desarrollo de la industria del hidrógeno ante la crisis climática en el país y la transición energética y productiva. Esta planificación consta de 5 etapas que inició con una **Mesa Interinstitucional** entre abril y octubre de 2020, donde se formuló un diagnóstico y se propusieron objetivos para el desarrollo del hidrógeno verde en Chile. Posteriormente, se establecieron las **Mesas Técnicas**, cuyo objetivo era identificar las barreras al desarrollo del hidrógeno en el país. En la tercera etapa se conformó un **Consejo Asesor** integrado principalmente por especialistas en políticas públicas con el objetivo de definir los lineamientos de alto nivel. En agosto de 2020, se realizaron **talleres ciudadanos** como parte de la cuarta etapa para identificar las principales preocupaciones de la ciudadanía. Por último, se sometió a **consulta pública** con las observaciones de la comunidad, para luego ser publicada el 3 de noviembre de 2020.

El proceso de concreción de esta estrategia se realizará a través de 3 etapas definidas como “oleadas” que se describen a continuación, ver Figura 3:

- **Primera oleada:** consumos domésticos de gran escala con demanda establecida, es decir, reemplazar en el corto plazo el amoníaco importado por producción local, además de reemplazar el hidrógeno gris utilizado en las refinerías del país.
- **Segunda oleada:** Para el 2025 se espera poder extender el uso del transporte con hidrógeno verde y comenzar con la exportación del mismo. Además, se pretende

impulsar una producción competitiva para desplazar a combustibles líquidos en el transporte terrestre y combustibles gaseosos en redes de distribución.

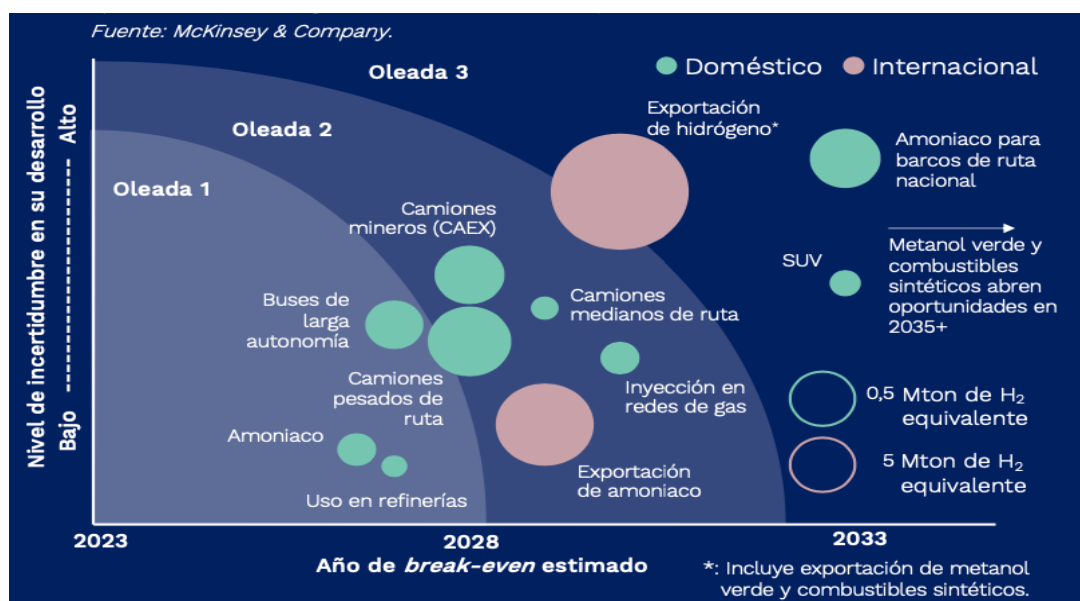
- **Tercera oleada:** A largo plazo se espera que los países se descarbonicen y que esto conlleve a abrir nuevos mercados de exportación en sectores como el transporte marítimo y aéreo.

Finalmente, esta estrategia tiene 3 objetivos que posicionarían a Chile entre los principales productores y exportadores de hidrógeno al 2040, estos son:

- Producir el hidrógeno verde más barato del planeta al 2030.
- Estar entre los 3 principales exportadores al 2040.
- Contar con 5 GW de electrólisis en desarrollo al 2025.

**Figura 3**

*Desarrollo proyectado de aplicaciones del hidrógeno verde en Chile*



Nota. El gráfico considera nivel de incertidumbre, tamaño de mercado y año break-even (No considera precio del carbono). Recuperado de Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde, Ministerio de energía, Gobierno de Chile.

### 3 Objetivos

La finalidad de este trabajo es contribuir al desarrollo y cumplimiento de la estrategia nacional chilena en materia de energía utilizando hidrógeno verde. El objetivo general es evaluar la prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde en la zona norte de Chile, utilizando energía solar fotovoltaica. La pregunta guía de esta investigación refiere a la factibilidad de la producción de este vector energético para su

utilización en la industria minera. Para ello se han establecido los siguientes objetivos específicos:

- Describir las características de radiación solar en la región de Antofagasta, Chile.
- Analizar el consumo energético de la minería chilena para definir un proyecto que utilice hidrógeno verde en su proceso productivo.
- Determinar la demanda energética a suplir por hidrógeno verde.
- Diseñar y evaluar una planta solar fotovoltaica que supla la demanda de un electrolizador escogido para la producción de hidrógeno.
- Analizar económicamente la planta solar fotovoltaica.
- Analizar económicamente la producción de hidrógeno verde.

## 4 Alcances y limitaciones

Dentro de los alcances de este estudio se diseña una solución para suplir por hidrógeno verde la demanda energética de un proceso minero de transporte.

Sus limitaciones tienen que ver con que no se aborda el almacenamiento de hidrógeno, debido a que el tren al cual se debe suministrar la energía aún se encuentra en construcción y no hay información técnica al respecto. Por otra parte, los precios de energía considerados son aproximaciones a causa de que las mineras tienen contratos privados de energía con las comercializadoras a las cuales no se pueden tener acceso.

## 5 Análisis técnico

### 5.1 Consumo energético en la minería del cobre chilena

Chile es un país que basa su economía principalmente en la minería, especialmente en la del cobre. En 1870 se posiciona como el primer exportador de cobre del mundo, por lo que su nivel de producción desde 1900 ha sido de aproximadamente 550 millones de toneladas de cobre y 2/3 siguen en uso productivo (Comisión chilena del cobre [Cochilco], 2022).

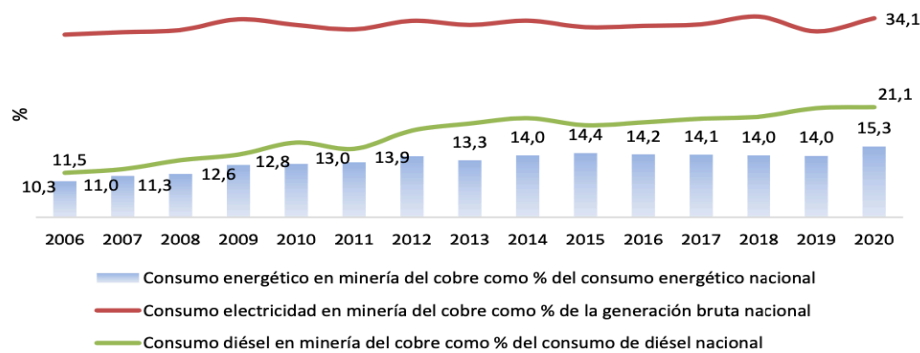
En base a lo anterior, resulta interesante analizar los consumos involucrados al proceso central de la economía del país y cómo este se compromete con los Objetivos del Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030, específicamente en el objetivo número 7, de Energía asequible y no contaminante.

Según menciona la Comisión Nacional de Energía (CNE), la minería del cobre al 2020 es responsable del 15,3 % del consumo energético de Chile y también se desprende que

esta industria representa el 21,1 % del consumo total nacional de diésel (Cochilco, 2022). En la Figura 4 se muestra el comportamiento creciente de consumo de este sector de la industria.

**Figura 4**

*Participación del consumo sectorial de energía en el consumo nacional en el periodo 2006-2020*

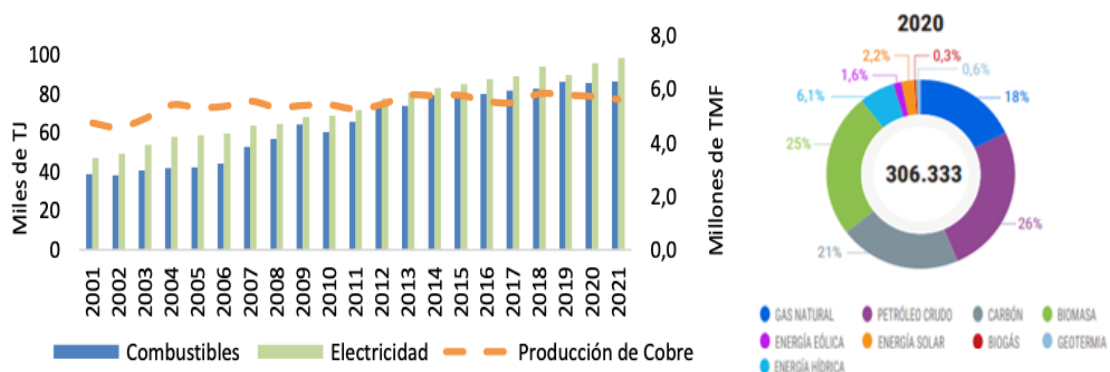


Nota. Recuperado de Cochilco, 2021.

En el año 2021, la minería chilena del cobre tuvo un consumo de energía de 185.208 TJ que se compone por 98.686 TJ de energía eléctrica y 86.522 TJ por consumo de combustibles. La Figura 5 muestra el consumo energético de los últimos 20 años en la minería cuprífera.

**Figura 5**

*Consumo energético y composición de la oferta de energía primaria*



Nota. (Izquierda) Consumo energético y producción cuprífera, 2001-2021. (Derecha) Composición de la oferta de energía primaria por energético en Tcal. Recuperado de Cochilco (2022) y CNE (2021).

A partir de estas gráficas se desprende que el consumo energético de Combustible y de Electricidad del año 2020 de la industria Minera del cobre, no pueden ser suplidos

exclusivamente por energía solar, debido a que esta industria registra cuantías de consumo muy superiores en comparación a la oferta de energía solar del mismo año, que ascendió a 28.195,27 TJ. Por estas razones se ha decidido abordar un área menos energointensiva y que se relaciona de manera transversal al consumo de las mineras existentes en la región, este es el proceso de transporte ferroviario y que, por supuesto, no deja de atender a uno de los principales motores de la economía chilena que es la minería.

## 5.2 Transporte ferroviario de la minería en la zona de Antofagasta

La empresa Ferroviaria Ferrocarril Antofagasta Bolivia [FCAB] transporta diferentes productos de la minería, tales como: cátodos de cobre, concentrado de cobre, ácido sulfúrico, concentrado de otros materiales y salmuera de litio. Su trayectoria abarca 700 km de vías férreas que conectan 3 países (Chile, Bolivia y Argentina). Recientemente la empresa ha anunciado a través de su memoria anual, que pondrá en circulación el primer tren a hidrógeno verde de la región el 2024, lo cual permitirá transportar diferentes productos de la minería migrando del uso de combustible fósil (diésel) a hidrógeno verde y de esta forma reducir un 30 % de sus emisiones.

Este desarrollo requiere de la producción de hidrógeno en la zona norte de Chile de manera de suplir esta demanda energética en la actualidad, por lo que es imperativo poder avanzar en proyectos de producción de hidrógeno verde.

El transporte ferroviario de la empresa tiene un consumo de energía detallado en la Tabla 2. De esta información se desprende que el año 2021 tiene un consumo de electricidad de 7.582 GJ y 1.228.847 GJ de Combustible. Esta información servirá como *input* para el cálculo de la demanda a suplir de hidrógeno verde de este proyecto.

**Tabla 2**

*Consumo de energía en GJ para electricidad y combustible*

	2019	2020	2021
Consumo de electricidad (Gjoules)	10.060	8.055	7.582
Consumo de combustible (Gjoules)	1.341.695	1.140.803	1.228.847

*Nota.* Recuperado de Memoria anual FCAB (2021).

### 5.3 Demanda de hidrógeno del proceso de transporte

Como se mencionó anteriormente, el proyecto busca reemplazar la utilización del combustible fósil por hidrógeno verde. El contexto actual de la empresa ferroviaria FCAB, propicia el escenario ideal para la producción de hidrógeno, ya que poseen una estrategia que disminuirá sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 30 %, por lo que se considerará este factor como punto de partida para determinar la demanda requerida para el nuevo tren de hidrógeno, que aproximadamente consumiría esta cuota porcentual del energético de combustible, representándose en la siguiente ecuación:

$$\text{Demanda de energía GJ} = \text{Consumo de diesel GJ} \cdot 30 \% \text{ disminución esperada}$$

Finalmente al reemplazar el valor del año 2021 de consumo de combustible, se obtiene que la energía que debe suministrar el hidrógeno para impulsar el tren, que tendrá la actualización tecnológica, es de **368.654,1 GJ**.

A partir de este dato se determinarán los kilogramos de hidrógeno que suplen esta energía. Para esto se considera que la combustión de 1 kg de hidrógeno puede llegar a proporcionar 120 MJ/kg correspondiente al poder calorífico inferior y de 142 MJ/kg con el poder calorífico superior (Llorca, 2010). Para efectos de este estudio y debido a que nos proporcionará un delta de seguridad, se utilizará como factor de conversión el valor de Poder Calorífico Inferior [PCI].

Dado que la demanda es de 368.654,1 GJ equivalentes a 368.654.100 MJ se obtienen las toneladas de hidrógeno anuales requeridas:

$$\text{Toneladas de Hidrógeno} = \frac{\text{Energía a suministrar MJ}}{\text{PCI del Hidrógeno MJ/kg} \cdot 1000 \text{ kg/Ton}}$$

Donde:

Energía a suministrar = 368.654.100 MJ

PCI del hidrógeno = 120 MJ/kg

Finalmente, se obtiene un **requerimiento de 3.072 (TonH<sub>2</sub>/año)**.

## 5.4 Generación de hidrógeno verde

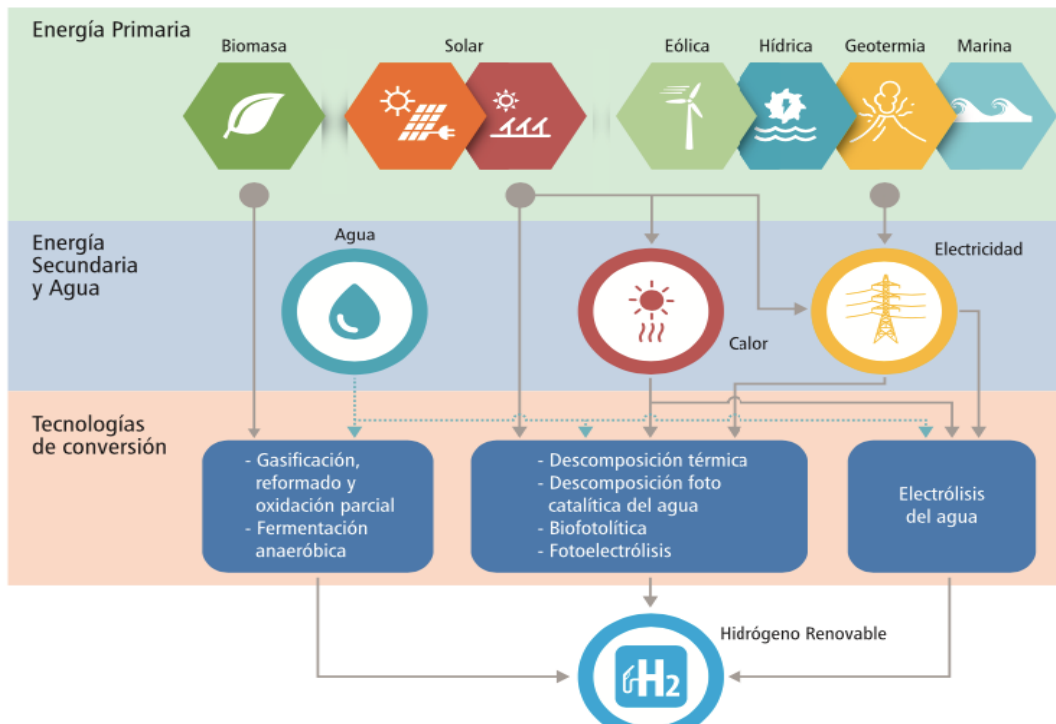
### 5.4.1 Tecnologías de generación de hidrógeno

El hidrógeno puede producirse mediante diversos procesos que utilizan diferentes fuentes de energía primaria que se pueden clasificar en Renovables y No Renovables. Algunos ejemplos de Renovables son: la Energía Eólica, Energía Geotérmica, Energía Hidroeléctrica, Biomasa y Energía Solar. Por otro lado, están las No Renovables donde encontramos la Energía Nuclear y las que encuentran su origen en combustibles fósiles como el Gas natural, Carbón, Petróleo, entre otros.

Dado que el objetivo de este trabajo es conseguir energía limpia y que su ciclo de producción esté libre de carbono, se decide producir hidrógeno con base en energías renovables. Ver Figura 6.

**Figura 6**

*Esquema de producción de hidrógeno renovable*



*Nota.* Recuperado de Renewable Hydrogen Technologies (Gandia *et al.*, 2013).

Finalmente, las tecnologías de conversión de la Figura 6 que utilizan estas fuentes de energía primaria se resumen en la Tabla 3 considerando sus respectivos porcentajes de eficiencia.

**Tabla 3***Tecnologías de conversión a hidrógeno y sus eficiencias*

<b>Tecnología de Conversión</b>	<b>Tipo de proceso</b>	<b>Materia Prima</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
Reformado de vapor (SR)	Termoquímico	Hidrocarburos	70 – 85
Oxidación parcial (POX)	Termoquímico	Hidrocarburos	60 – 75
Reformado autotérmico (ATR)	Termoquímico	Hidrocarburos	60 – 75
Reformado de plasma	Termoquímico	Hidrocarburos	09 – 85
Gasificación de biomasa	Termoquímico	Hidrocarburos	35 – 50
Electrólisis	Electrolítico	H <sub>2</sub> O	50 – 70
Termólisis	Termoquímico	H <sub>2</sub> O	50 – 70
Fotólisis	Fotodisociación	H <sub>2</sub> O	0,5

La producción de hidrógeno utiliza mayoritariamente el tipo de tecnologías que se basan en procesos de tipo termoquímicos, electrolíticos, entre otros. Se puede apreciar que los procesos termoquímicos se asocian principalmente a hidrocarburos y presentan mayores eficiencias. Sin embargo, el proceso de electrólisis presenta una eficiencia competitiva que va del 50 % al 70 % y tiene una producción sin emisiones de gases de efecto invernadero debido a que considera una fuente de energía renovable. Además, recientemente una empresa australiana asegura haber alcanzado una eficiencia del 95 % con una tecnología electrolizadora alimentada por capilaridad (Hodges *et al.*, 2022) lo que le da a esta tecnología de producción una ventaja competitiva de proyección a futuro. Por consiguiente en esta investigación se ha seleccionado la Electrólisis de agua como el método de producción de hidrógeno.

#### 5.4.2 Elección del electrolizador

Para la producción de hidrógeno verde se debe considerar un *input* de energía eléctrica de origen renovable, como la energía solar. En la actualidad existen diferentes tecnologías de electrolizadores de agua, en este estudio nos enfocaremos en la electrolisis Alcalina, PEM y el SOE.

- Electrólisis Alcalina

Este electrolizador posee dos electrodos de Níquel o aleaciones de este, sumergidos en una solución de agua con electrolito líquido, como el Hidróxido de sodio (NaOH) al 20–



40 % o también el Hidróxido de potasio (KOH). Esta tecnología tiene una vida útil de 15 años, estimándose 60.000 a 90.000 horas con una eficiencia de celdas que van de 47-82 % (Ursúa *et al.*, 2012). Además, se puede considerar como una tecnología madura pues en 1942 ya operaban con más de 400 unidades, esto significa que tiene más de 100 años (Vásquez, 2019).

Referente a producción, puede llegar a potencias de entre 2 a 3 MW, que otorgan una capacidad de producción de hidrógeno de entre 40-70 kgH<sub>2</sub>/h. Otras de sus características, es que suelen trabajar a presión atmosférica y operan con temperaturas que oscilan entre los 60-80 °C. En relación al producto final, se entrega hidrógeno a una pureza superior al 99,5 %.

- Membrana de intercambio de protones [PEM]

En esta tecnología, la responsable del intercambio de protones es una membrana polimérica de carácter ácido, los electrodos utilizados son metales nobles como el Iridio o el Platino. El uso de este tipo de electrolizadores se remonta a la década de 1950 y pasó a ser comercializada en los años 70. Comercialmente la potencia de estos electrolizadores se sitúa entre los 150 kW y 1 MW con eficiencias de 48-70 % que pueden alcanzar una vida útil de hasta 80.000 horas. A diferencia del electrolizador alcalino, el PEM presenta una ventaja significativa en el tiempo de respuesta ante las variaciones de potencia en el suministro eléctrico que lo alimenta, esta característica de periodicidad es propia de algunas energías renovables, como por ejemplo la solar fotovoltaica.

- Membrana de estado sólido SOE

Esta tecnología está aún a nivel de investigación, por lo que sus potencias son reducidas a nivel de laboratorio. Utiliza una membrana cerámica sólida la cual presenta una buena conductividad del electrolito que le otorga eficiencia que van entre el 85-90 % y una vida útil de aproximadamente 1000 horas.

Esta tecnología permite electrólisis de vapor de agua, ya que trabaja a temperaturas de 600-900 °C, por lo que resulta atractivo avanzar en su investigación y desarrollo con fuentes de energía como la geotérmica y la solar de concentración.

En la Tabla 4, se resumen de las características principales de estas 3 tecnologías.

**Tabla 4***Tipos de electrolizadores y sus características principales*

<b>Característica</b>	<b>Alcalino</b>	<b>PEM</b>	<b>SOE</b>
Madurez	Comercial	Comercial	Investigación
Potencia (MW)	Hasta 150	0,15 - 1	Hasta 100
Eficiencia ( %)	65 – 82	48 - 78	85 - 90
Vida útil (Horas)	60.000 - 90.000	20.000 - 80.000	1000
Costo de inversión (USD/kW)	850 - 1.500	700 – 1.500	No aplica
Costos de operación ( %)	2	2	No aplica
Rango de flujo de H <sub>2</sub> ( %)	5-100	1-100	No aplica
Velocidad de respuesta (minutos)	30	1	40
Pureza del hidrógeno ( %)	99,5	99,9	99,9

Para la elección del tipo de electrolisis, se debe considerar la naturaleza del suministro eléctrico, que es de origen renovable pues proviene de una planta solar fotovoltaica. Este tipo de generación eléctrica presenta diferentes características en la continuidad del suministro respecto de un sistema conectado a la red que funciona 24 horas los 365 días del año, destacando que la energía renovable presenta fluctuaciones de potencia e intermitencia diaria en la generación. En base a estas condiciones, se ha decidido por la electrolisis PEM pues presenta ventajas en relación a las otras dos tecnologías ya que tiene una velocidad de respuesta más rápida, la pureza del hidrógeno producido es mayor y posee un rango más amplio de operación a diferentes niveles de carga influyendo directamente en el flujo de hidrógeno producido.

#### 5.4.3 Elección del equipo de tecnología PEM y *Outputs* (hidrógeno generado)

Se debe escoger un electrolizador capaz de suplir una demanda anual de 3.072 TnH<sub>2</sub>/año. Para la elección del equipo y debido a la gran demanda de hidrógeno, se ha investigado sobre los proyectos más grandes del mundo implementados con esta tecnología, encontrando el del complejo químico de Leuna (Alemania) que utiliza un electrolizador de 24 MW. Teniendo esto como referencia, se buscaron electrolizadores con esta capacidad o con información técnica completa. Los resultados están disponibles en la Tabla 5.

**Tabla 5***Características técnicas de electrolizadores evaluados*

Marca	Modelo	Flujo nominal de hidrógeno (Nm <sup>3</sup> /h)	Consumo estimado (kWh/Nm <sup>3</sup> )	Rango flujo de hidrógeno (%)	Pureza del hidrógeno (%)	Potencia nominal de entrada (MW)	Número de stacks
HyLyzer	5.000-30	5000	4,4 - 4,8	1-100	99,998	25	10
HyLyzer	4.000-30	4000	4,3	5-125	99,998	20	8
H2B2	EL400N	414	5,1	10-100	99,999	2,1	2
H-TEC	HCS	2100	4,8	20-100	99,999	10	5

El hidrógeno que es capaz de generar esta planta de electrolizadores esta dado por su consumo en corriente alterna, que en el caso del Electrolizador HyLyzer 5.000-30 es de 450,45 kgH<sub>2</sub>/h. Por esta razón y por ser el electrolizador más potente actualmente en el mercado con información técnica completa se ha escogido este equipo.

Se determina la cantidad de horas necesarias de funcionamiento del electrolizador para cumplir con la producción requerida, se considera que tiene una tasa de producción de 450,45 kgH<sub>2</sub>/h<sup>1</sup>, obteniéndose 6.819,84 horas al año para producir las 3.072.000 kgH<sub>2</sub> y 150.042.219<sup>2</sup> kWh/año de energía eléctrica.

Debido a la capacidad de los electrolizadores y a las horas equivalentes solares obtenidas de la simulación de PVGIS<sup>3</sup>, se determina que se requiere una potencia de hidrólisis de 65,87 MW equivalente a 2,63 equipos electrolizadores HyLyzer-5000-30, que para efectos prácticos del proyecto se aproximan a 3 equipos con una potencia nominal total de 75 MW. De esta manera se dispone con una capacidad adicional de electrolización de 12,17 % que será utilizado como rango de seguridad para el proyecto y que será alimentado por la planta fotovoltaica en un 99,8 % de la energía requerida.

<sup>1</sup> Dato disponible en Anexo 4.

<sup>2</sup> Corresponde al producto del consumo AC del electrolizador (disponible en el Anexo 4) con la cantidad de hidrógeno demandada.

<sup>3</sup> Basado en la Tabla 6, desarrollada en el punto 5.5.

## 5.5 Diseño de la planta solar fotovoltaica

### 5.5.1 Caracterización de la zona

La elección de la zona donde se implementará la planta solar fotovoltaica es fundamental en términos técnicos y económicos ya que se pueden presentar mejores características, como por ejemplo la irradiancia, que podría mejorar el desempeño de la producción con menor cantidad de módulos solares e implementos necesarios para su correcto funcionamiento, traduciéndose así en un ahorro económico.

Para la implementación de la planta solar fotovoltaica, se estudiará el comportamiento del recurso solar en 3 posibles zonas en el norte de Chile que se encuentran próximas al recorrido del tren.

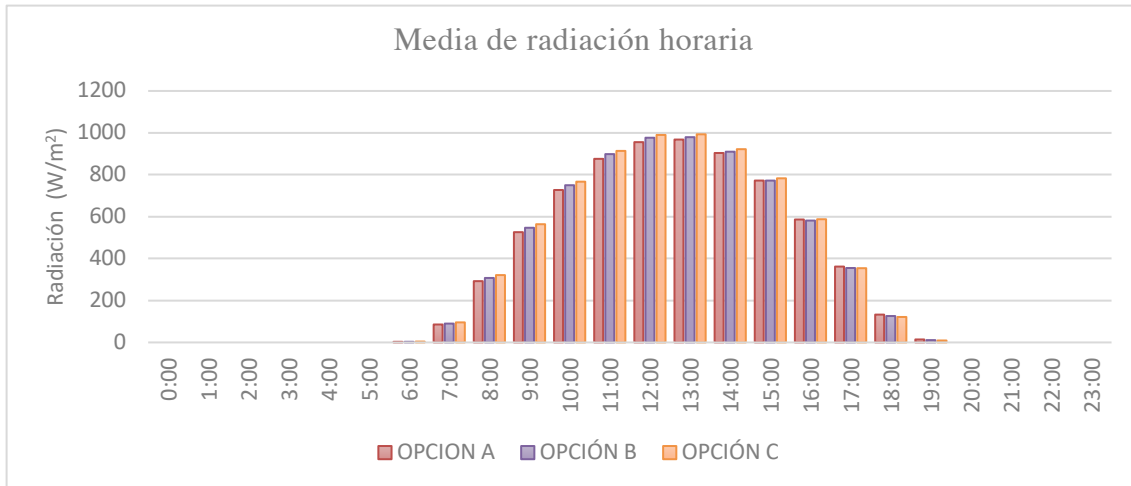
El software utilizado para este análisis es el **Explorador Solar**, herramienta del Ministerio de Energía de Chile, desarrollado por la Universidad de Chile, que basa la información de este recurso en un modelo matemático de transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución. Las características de la radiación para las 3 zonas, se resumen en la Tabla 6 y son graficadas en su comportamiento horario diario, mensual y anual en las Figuras 7, 8, 9 y 10.

**Tabla 6**  
*Evaluación de ubicaciones en la región de Antofagasta*

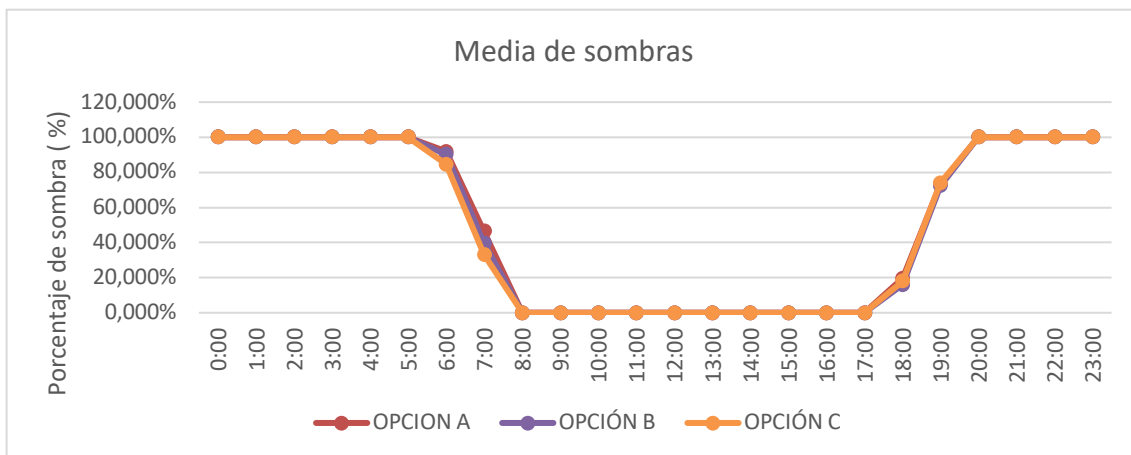
Opción	Ubicación o referencia	Latitud	Longitud	Ángulo de inclinación (°)	Azimut (°)	Producción anual (kWh)	Yr (horas)
A	Minera Escondida	-24.212	-69.716	0	-180	145.668.223	2572,9
B	Sierra Gorda	-22.922	-69.248	24	-151	149.964.741	2600,98
C	Calama	-22.491	-68.796	-1	-180	151.504.974	2587,61

*Nota.* Se han utilizado datos PVGIS versión 5.2.

**Figura 7**  
*Media de la radiación en las 3 zonas de estudio*



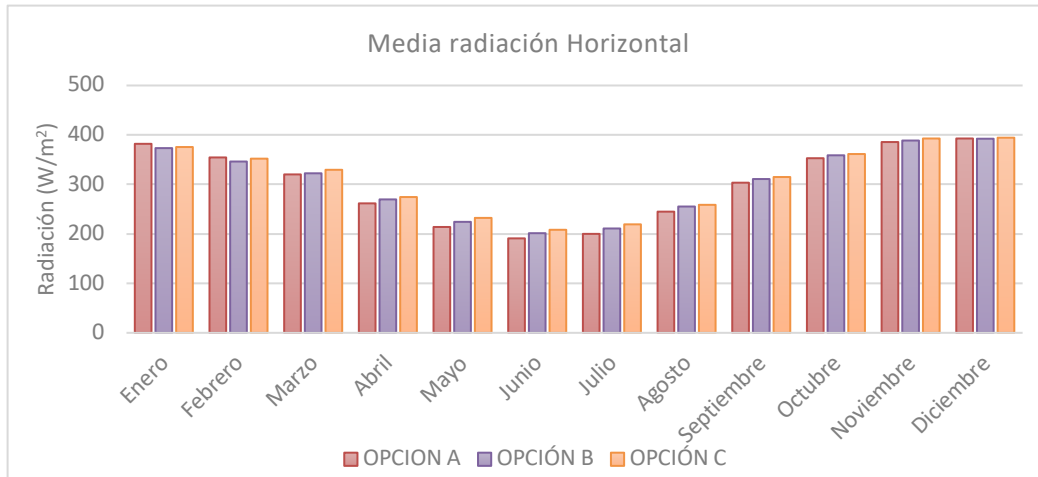
**Figura 8**  
*Media de sombras en las 3 zonas de estudio*



En las Figuras 7 y 8, se visualiza el comportamiento horario de radiación y sombras, de las que se desprende que hay una zona horaria de generación de 07:00 AM a 18:00 PM, 11 horas en total y 10 horas considerando el rango libre de sombras.

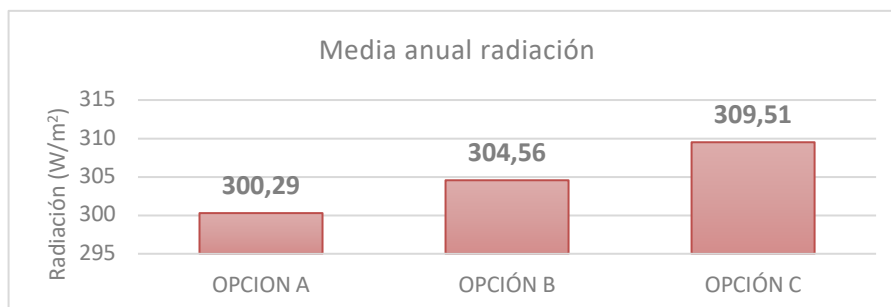
**Figura 9**

*Media de radiación horizontal por mes en las 3 zonas de estudio*



**Figura 10**

*Media de radiación anual en las 3 zonas de estudio*



En la Figura 9, sobre el comportamiento mensual, se puede desprender que en los meses estivales alcanza su pico de radiación y que la opción C presenta una magnitud superior en la mayoría de los meses y en la situación anual, graficada en la Figura 10.

### 5.5.2 Elección de la zona de instalación de la planta

Como ya se ha mencionado, el tren de transporte minero de la región de Antofagasta, tiene un recorrido de aproximadamente 700 km, por lo que se ha estudiado y simulado a priori la producción de energía con una base de potencia DC de 75 MW en las tres ubicaciones propuestas. Los resultados se presentan en la Tabla 7 donde se destaca una mayor generación anual en la simulación de la Opción C.

**Tabla 7**

*Factores comparativos para las 3 ubicaciones de la Planta solar y cálculo de potencia a suministrar*

Factor Comparado	Opción A	Opción B	Opción C
Demanda de hidrógeno (kgH <sub>2</sub> /año)	3.072.000	3.072.000	3.072.000
Consumo AC Electrolizador (kWh/kgH <sub>2</sub> )	48,84	48,84	48,84
Producción anual PSFV (kWh/año)	145.668.223	149.964.741	151.504.974
Rendimiento de la radiación, Y <sub>r</sub> (horas)	2.626,68	2.600,98	2.588,61
PR combined	0,7549	0,7688	0,7807
<b>Potencia a instalar (P<sub>dc</sub>) (kW)</b>	<b>75.660</b>	<b>75.032</b>	<b>74.270</b>

*Nota.* Se han utilizado datos PVGIS versión 5.2.

Como se aprecia en la Tabla 7, la Opción C presenta una mayor producción de energía anual con una menor capacidad de potencia DC instalada para la planta, lo que se traduce en una reducción de costes gracias las características de la zona. Esto finalmente será corroborado con el diseño final de la planta solar fotovoltaica, donde se considerarán las pérdidas reales de los diferentes inputs de la misma.

Por otro lado, la Potencia a instalar P<sub>DC</sub> en kW calculada en la Tabla 7 considera los siguientes *inputs* para el método de obtención que da como resultado la dimensión en kW de la planta:

### (1) Power Yield Plan (Y<sub>p</sub>)

Este indicador considera la potencia nominal total proveniente de los módulos en corriente continua en condiciones STC (Standard Solar Espectra), vale decir bajo espectro AM 1.5,  $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$  y a 25 °C, en W, se puede definir el rendimiento de la planta  $Y_p$  en horas, en un tiempo determinado por la siguiente ecuación.

$$Y_p = \frac{E_{AC}}{P_{DC}}$$

Donde: E<sub>AC</sub> es la energía producida o inyectada a la red en el periodo considerado en (Wh) y P<sub>DC</sub> la potencia DC.

### (2) Referece Yield of the solar radiation (Y<sub>r</sub>)

El rendimiento de referencia de la radiación, utiliza la irradiación global ( $H$ ) en el plano del arreglo para el tiempo considerado en Wh/m<sup>2</sup> y  $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$  es la irradiancia de referencia.

$$Y_r = \frac{H}{G_0}$$

### (3) Performance Ratio (PR)

Este indicador es un factor de corrección entre la eficiencia nominal de los módulos en condiciones STC (Standard Solar Espectra), vale decir bajo espectro AM 1.5,  $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$  y a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , y la eficiencia media de la planta completa bajo condiciones reales. Además, es consecuencia de todos los factores que influyen en la eficiencia real de los módulos y todas las pérdidas del resto de los componentes.

A partir de lo anterior, se utiliza la siguiente ecuación para realizar el cálculo de la potencia DC de la planta solar fotovoltaica:

$$\text{Potencia DC kW} = \frac{\text{Consumo AC del Electrolizador kWh/kgH}_2 \cdot \text{Demanda de Hidrógeno kg}}{\text{Performance Ratio} \cdot \text{Reference Yield of the solar radiation h}}$$

Que se obtiene de despejar  $P_{DC}$  de la siguiente ecuación:

$$E_{AC} = P_{DC} \cdot Y_P = P_{DC} \cdot PR_{combined} \cdot Y_r$$

Para finalizar, se consolidan en la siguiente ecuación los datos correspondientes de las características de la zona (Tabla 7) y las del electrolizador (Tabla 5), obteniéndose la potencia de la planta solar fotovoltaica requerida:

$$\frac{48,84 \text{ kWh/kgH}_2 \cdot 3.072.118 \text{ kgH}_2}{0,7807 \cdot 2.588,61 \text{ h}} = 74.270 \text{ kW}$$

#### 5.5.3 Diseño de la planta solar fotovoltaica

Para escoger la planta solar definitiva se han modelado 2 alternativas; la primera de ellas es una planta de paneles fijos de  $\approx 75 \text{ MW}$ , la segunda trata de la misma planta con similares características de modulo fotovoltaico e inversores, pero esta vez con sistema de seguimiento solar (Tracking) de un eje horizontal N-S, es decir hace seguimiento del movimiento del sol de Oeste a Este. En la tabla 8 se presentan los resultados técnicos de las dos simulaciones.

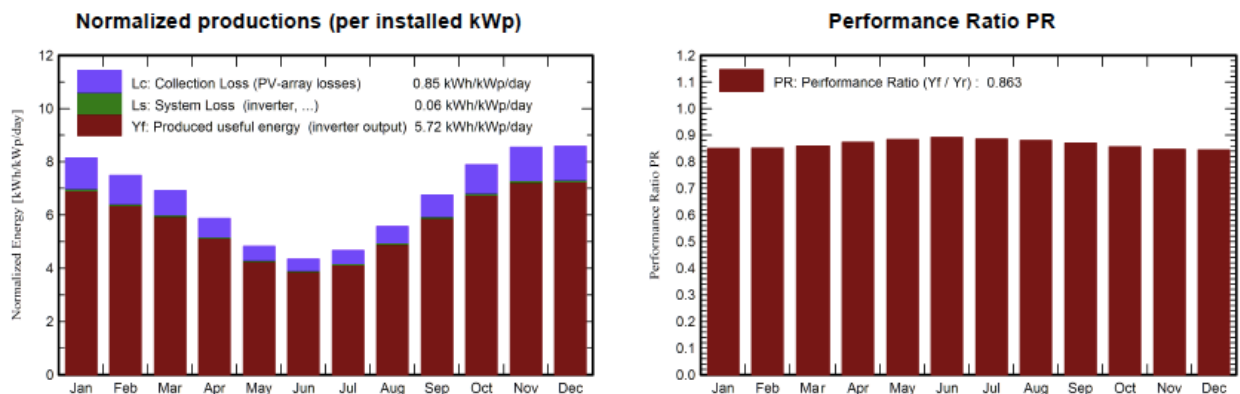


**Tabla 8***Factores comparativos para las 2 opciones de implementación*

Factor comparado	Opción 1	Opción 2
Potencia Instalada (kW)	74.920	74.920
Potencia Módulo fotovoltaico (Wp)	585	585
Cantidad de módulos (Unidades)	128.075	128.075
Potencia Inversor (kW)	3.437	3.437
Cantidad de inversores	20	20
Pnom (Ratio DC:AC)	1,09	1,09
Área de planta	350.167	350.167
Producción Energía anual	156.350	217.800
Performance Ratio (PR)	86,25 %	85,67 %

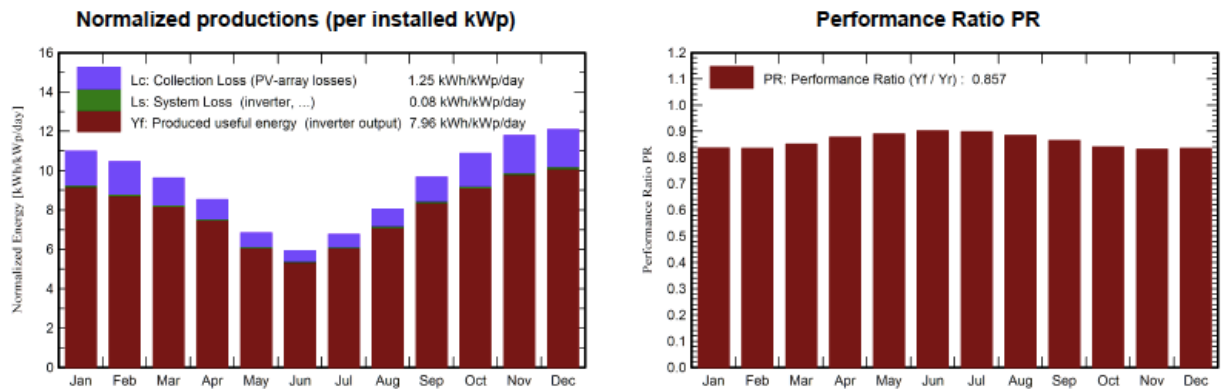
Al comparar las opciones podemos ver que ambas cumplen con el requerimiento de energía anual. Además la opción 2 tuvo un incremento de un 40,4 % en la producción anual de energía.

A continuación se presentan las gráficas de producción de ambas plantas solares fotovoltaicas, simuladas a través del software PVSYST versión 7.2.21.

**Figura 11***Producción Fotovoltaica de la planta solar fotovoltaica sin sistema de tracking*

**Figura 12**

*Producción Fotovoltaica de la planta solar fotovoltaica con sistema de tracking*



Las Figuras 11 y 12 muestran que la producción del sistema fotovoltaico con seguimiento es mayor que la sin sistema de seguimiento para cada uno de los meses del año, encontrando su pico en diciembre y su valle de producción en junio. Otro aspecto importante a destacar es que, si bien el sistema fijo de paneles presenta una menor producción en comparación al sistema de tracking, este tiene un mayor Performance Ratio con una magnitud de 0,863 versus los 0,857. Esto se atribuye a que al estar más exigido el sistema en términos de potencia y producción, presenta mayores pérdidas. Por ejemplo las pérdidas del sistema (Principalmente del Inversor y módulos) es de 0,06 kWh/kWp/day para la planta sin tracking y de 0,08 kWh/kWp/day para la planta con tracking. Adicionalmente están las pérdidas del arreglo fotovoltaico que incluye, entre otros factores las pérdidas por: el ángulo de incidencia, térmicas, ensuciamiento, de cableado (Óhmico), entre otros. La diferencia entre ambas es de 0,4 kWh/kWp/day.

## 5.6 Características de las plantas solares

Como se mencionó anteriormente, ambas opciones se diferencian principalmente por el sistema de seguimiento solar, por esta razón se procede a indicar algunos aspectos relevantes de la plantas solares en común.

### 5.6.1 Módulo fotovoltaico

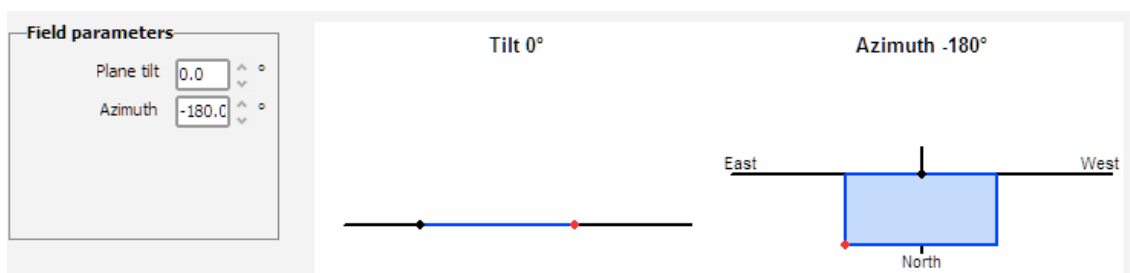
Ambas plantas poseen un módulo fotovoltaico monocristalino y monofacial de la marca Jinko solar modelo JKM585-7RL4-V, de 585 Wp con una eficiencia de 21,4 % en

condiciones estándares de medida. Además poseen una garantía de potencia lineal de 25 años, con una degradación de 0,55 % anual.

Para el suministro necesario de la electrolisis, se requieren de 128.075 unidades que aportan un potencia DC de 74,92 MWp distribuidos en 5.123 Strings de 25 módulos en serie con optimización del ángulo en PVGIS, quedando en 0° o plano horizontal como se muestra en la Figura 13.

**Figura 13**

Ángulos optimizados de paneles solares fotovoltaicos a través de PVGIS y Explorador solar Chile



### 5.6.2 Inversor

Para la potencia que se desea suministrar, se requieren de 20 unidades de inversores que suministran una potencia total de 68.740 kWac. La Marca utilizada es Sungrow modelo SG3400HV-MV-20, con un output unitario de potencia de 3.437 kVA a 45 °C.

### 5.6.3 Ratio DC:AC

El factor de sobredimensionamiento, conocido también como Ratio DC:AC, es un indicador de la relación entre la potencia DC aportada por los módulos fotovoltaicos y la potencia AC entregada por los inversores. Para la situación de las 2 opciones presentadas, al considerar los mismos equipos ya mencionados, se obtuvo una ratio de 1,09, lo cual nos indica que la potencia DC está sobredimensionada en un 9 % respecto de la potencia AC. Esto se justifica debido a que las condiciones en que los módulos fotovoltaicos generan el 100 % de su capacidad, se da en pocas ocasiones y en condiciones muy favorables y prolongadas, por lo que este sobredimensionamiento se considera adecuado en las simulaciones para otorgar la energía requerida y minimizar los costos de la instalación. Por otro lado, también este factor contempla las pérdidas descritas por el

concepto de degradación de los componentes, por ejemplo el de los módulos fotovoltaicos Jinko descritos en el punto 5.6.1.

#### 5.6.4 Soportes

Los soportes utilizados en la planta con paneles fijos son de fabricación genérica por lo que se ha asumido un precio promedio de lo ofertado en el mercado y para la planta con sistema de seguimiento solar se utilizan tracker de la marca Artech Solar, en su modelo Skyline y diseñado con un ángulo de giro de  $\pm 60^\circ$  con un precio promedio de 0,012 €/Wp<sup>4</sup>. La elección de esta marca se basa en la disponibilidad y logística, ya que tiene sede en Chile, por lo que reduce los costos de transporte.

Finalmente, bajo estas condiciones y escenarios, se procederá a analizar económicamente para seleccionar qué proyecto presenta mejores indicadores financieros.

## 6 Análisis económico

En este apartado, se explica la metodología para la evaluación económica del proyecto. En primer lugar, se evaluará por sí sola la planta solar fotovoltaica para entender su rentabilidad a nivel de generación eléctrica en las opciones (1 y 2) a través de la plataforma PVSYST Versión 7.2.21. La segunda fase corresponde a la evaluación económica del electrolizador de agua complementada con la alternativa más rentable de la primera evaluación de planta solar fotovoltaica, para de esta forma tener una visión global mejorada del proyecto con el precio de la energía generada.

### 6.1 Análisis económico de plantas solares fotovoltaicas

Para el análisis económico, se debe recordar que la Opción 1 consta de una planta solar fotovoltaica con paneles fijos y la Opción 2 considera una planta solar fotovoltaica con sistema de seguimiento por radiación solar (*Tracking*). Bajo este escenario, se generan excedentes de electricidad, los cuales pueden ser utilizados por la misma empresa para el desarrollo de otras labores por lo que el precio del kWh será el precio que pagan a la Comercializadora de la zona. De esta manera, para que la opción 2 sea viable debe compensar la inversión del sistema de tracking con el ahorro por el costo de dejar de consumir de la comercializadora eléctrica.

---

<sup>4</sup> Obtenido de GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.L., & TCI Gecomp SpA. (2021).

A continuación se presenta el resumen de las 2 evaluaciones económicas realizadas mediante el software PVSYS y que se pueden encontrar en detalle en el **Anexo 2**.

**Tabla 9**  
*Análisis económico de las instalaciones fotovoltaicas*

	Opción 1 (sin Tracking)	Opción 2 (con Tracking)
CAPEX (€)	46.788.767,75	75.814.844,81
OPEX (€)	931.420,00	1.666.144,00
Energía producida (kWh/año)	156.348.000	217.801.000
LCOE (€/kWh)	0,031	0,037
Coste específico (€/Wp)	0,62	1,01
Payback (años)	7,6	11,3

Como se logra apreciar en la Tabla 9, las diferencias entre las opciones 1 y 2 del Levelized Cost of Energy y el costo específico son de un 19,35 % y un 62 % respectivamente favorables para la primera opción. En estos indicadores se logra ver la diferencia que se produce por el sistema de seguimiento, además los costos asociados en el CAPEX de los equipos de tracking, no solo están remitidos al precio del equipo, sino también a la logística y costos de instalación adicionales que posee esta modalidad. De esta forma y debido a que la Opción 1 cumple con la generación de energía para la producción de la demanda de hidrógeno establecida y a que su Payback y LCOE son considerados mejores al tener una menor magnitud, lo que indica un menor costo de producción de energía y menor costo de instalación, se escoge esta opción para continuar con la generación de hidrógeno.

En la Tabla 10, se resumen los indicadores económicos generales del proyecto que se encuentran en el Anexo 2.

**Tabla 10**  
Indicadores financieros obtenidos de la evaluación de las opciones 1 y 2

	Opción 1 (sin Tracking)	Opción 2 (con Tracking)
Tasa de descuento (%)	7	7
VAN (€)	47.729.576,78	42.162.845,79
ROI (%)	102,0	50,6

*Nota.* Los costos asociados de la evaluación económica se consideran en el Anexo 2.

## 6.2 Análisis de costos de hidrógeno (LCOH)

Para el analizar el coste asociado al hidrógeno, se calcula el Costo nivelado del hidrógeno (LCOH). Para eso se debe tener en consideración la siguiente ecuación y sus inputs:

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{VU} \frac{\text{Coste anual de la electricidad}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{VU} \frac{\text{coste del agua}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{VU} \frac{\text{Cantidad de Hidrógeno producida al año}}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- |  |  |
|--|--|
| -CAPEX : Coste del electrolizador (sistema).                                   | -Cantidad de hidrógeno generado al año: Kilogramos de hidrógeno anuales generados. |
| -VU : Vida útil del proyecto.  | -r: Tasa de descuento del proyecto, considerada al 8 %.                            |
| -Coste anual de la electricidad: Electricidad anual consumida en el periodo t. | -t: Periodo de tiempo t en años.   |
| -Coste anual del agua : Agua anual consumida en el periodo t.                  |  |

La ecuación considera el CAPEX, el OPEX del proyecto, el factor de la planta (f) que representa el cociente entre energía producida en el año (que se relaciona directamente con la energía suministrada de la planta fotovoltaica) y la potencia del electrolizador por las horas del año. Esto representa el porcentaje de funcionamiento del sistema alimentado por la planta solar fotovoltaica versus el caso en que el sistema electrolizador funciona a plena carga durante el 100 % de las horas anuales (8760 horas). Finalmente, el proyecto contempla un factor de planta de 23,8 %.

Así, al considerar el factor de planta y resolviendo algebraicamente, la ecuación queda determinada de la siguiente manera:

$$LCOH = \frac{700 \text{ €/kw} \cdot 75.000 \text{ kW}}{23,8 \% \cdot 11.837.826 \text{ kgH}_2/\text{año}} \cdot \frac{8 \%}{1-(1+8 \%)^{-25}} + \frac{75.000 \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,031 \text{ €/kWh}}{11.837.826 \text{ kgH}_2/\text{año}} + \frac{183.960 \text{ m}^3/\text{año} \cdot 2,1 \text{ €/m}^3}{11.837.826 \text{ kgH}_2/\text{año}} = 3,49 \text{ €/kgH}_2$$

*Nota.* El valor de CAPEX de electrolizador fue obtenido de IRENA (2020).

Para finalizar la evaluación económica, que ya considera el valor €/kWh obtenidos de la energía de la planta fotovoltaica, se procede a calcular los indicadores económicos VAN y TIR que nos señalarán la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

Para esto se consideró que la inversión inicial correspondiente al CAPEX, se obtiene con 30 % de capital propio y 70 % de financiación con una tasa interés anual del 6,2 % a 10 años. Además, en base al contexto actual se contempla una tasa de inflación anual del 12

%). Finalmente la evaluación considera el cálculo del WACC y que coincide con la tasa de descuento del 8 %, que se basa en los pronósticos de costo nivelado del hidrógeno (IEA, 2019).

A continuación se muestran los resultados de los indicadores económicos VAN y TIR obtenidos del flujo de caja correspondiente al **Anexo 3**.

<b>VAN</b>	€ 67.298.713,96
<b>TIR</b>	17 %

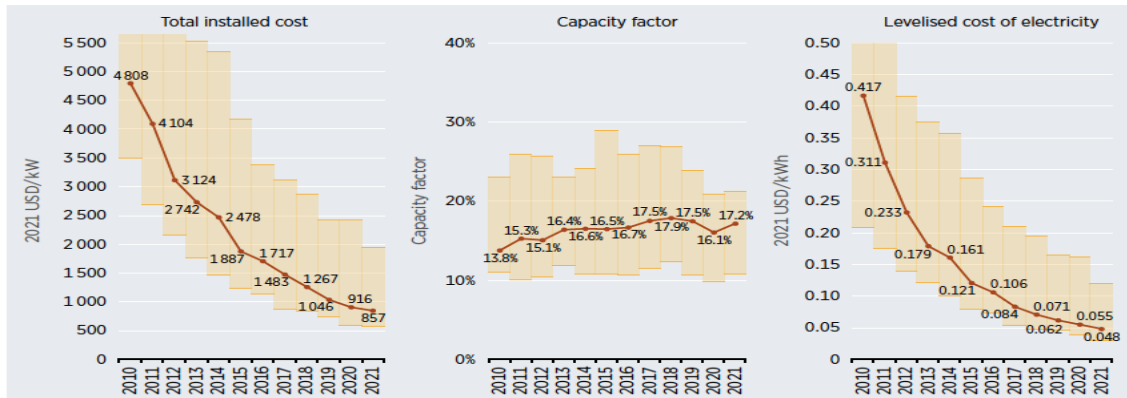
La evaluación económica a 25 años, en concordancia con la vida útil de la PSFV y la del electrolizador considerando los mantenimientos y reemplazos adecuados, nos arroja un valor positivo de VAN equivalente a 67.298.713,96 € y con una rentabilidad del 17 %.

## 7 Discusión y análisis

Dos son los valores claves obtenidos en este proyecto, el primero corresponde al LCOE (Levelized Cost of Energy) correspondiente a la energía solar fotovoltaica que alcanza un valor de 0,031 €/kWh. Esto se alinea con los últimos estudios realizados por el IRENA (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021, donde se destaca que el LCOE global promedio experimentó una disminución del 88 % desde el año 2010 con un valor de 0,417 USD/kWh a los 0,048 USD/kWh en 2021. Este decrecimiento del costo de la energía generada en plantas solares fotovoltaicas se debe a la baja en los insumos principales como los módulos fotovoltaicos que registraron una disminución en sus precios de entre un 75 % y 90 % en el periodo comprendido entre 2009 y 2021 (IRENA, 2022). En la Figura 14 se muestra el comportamiento del costo total de instalación y el LCOE, donde se visualiza que ambos registraron un decrecimiento. Además, el factor de capacidad ha tenido un aumento atribuido principalmente a las mejoras tecnológicas de eficiencia de los equipos.

**Figura 14**

*Costo total instalado promedio ponderado global, factores de capacidad y LCOE para fotovoltaica, 2010-2021*



Nota. Recuperado de IRENA (2022).

Este valor de LCOE se obtiene debido a las características presentes en el norte de Chile que alcanzan valores de radiación incidente de 7,15 kWh/m<sup>2</sup> en superficies horizontales consecuencia del alto número de días con escasa o nula nubosidad y de la transparencia de la atmósfera (Doussoulin Escobar y Chalco Cano, 2018). Además, el avance tecnológico de los módulos fotovoltaicos a nivel de eficiencia y el aumento de la potencia en watts, hacen posible una mayor generación de energía en superficies reducidas en comparación a los módulos predominantes en la primera década de este siglo.

Si bien el proyecto buscó optimizar la producción de energía, lo cual se logró con la implementación de sistema de seguimiento solar, este resultó con indicadores económicos inferiores a la planta de plano fijo, traduciéndose en un valor de LCOE mayor.

Finalmente en el aspecto solar fotovoltaico, en el norte de Chile se presentan zonas con grandes extensiones de terreno de carácter desértico, por lo que el espacio y las sombras que pueden producir los paneles no se consideran un problema en el dimensionamiento de la planta a pesar de que la inclinación de los módulos es la mínima.

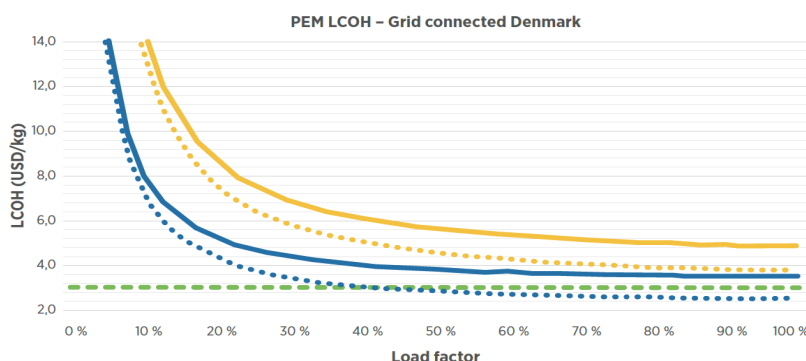
El segundo aspecto clave, es el valor obtenido de LCOH, que representa el costo de generación de 1 kg de hidrógeno y que registró en este estudio un valor de 3,49 €/kgH<sub>2</sub>, esto se obtiene a partir de un CAPEX por concepto de electrolizador PEM de 700 €/kW (IRENA, 2020) y un OPEX que contempla un factor de capacidad o carga del 23,8 %, que es limitado por la energía que suministra la planta solar fotovoltaica y que tiene como coste al LCOE obtenido anteriormente, además del costo del agua en la región de Antofagasta.



Este valor de LCOH es inferior a los valores obtenidos en 2017 por electrolizadores PEM conectados a la red en Dinamarca, con valores aproximados de 4,6 USD/kgH<sub>2</sub> con un factor de carga del 20 % y de 4,4 USD/kgH<sub>2</sub> con un factor de carga del 30 %, como se muestra en la Figura 15.

### Figura 15

*LCOH de producción de hidrógeno con electrolizadores PEM en Dinamarca*



Nota. Obtenida de IRENA (2018).

Este valor de LCOH obtenido podría ser minimizado en la medida que se puedan disminuir los costos de energía (disminuir el LCOE de la PSFV), se pueda implementar tecnología de producción más eficiente o al obtener incentivos gubernamentales como subvenciones, créditos fiscales o recompensas por la producción.

Para finalizar el análisis de la producción de hidrógeno con energía solar fotovoltaica, se realizó un análisis DAFO (Detallado en ANEXO 1), para comprender las dimensiones y aspectos relevantes de la producción de hidrógeno en base a esta tecnología en Chile y del cual se desprenden las siguientes ideas principales:

Entre los factores internos que son relevantes para la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica, encontramos algunas debilidades que esta industria presenta, como altos costos iniciales, lo que se traduce en altas barreras de entrada al mercado, que se concretan principalmente en infraestructura para toda la cadena de suministro, afectando directamente a la cantidad de empresas oferentes desfavoreciendo la competencia y, por ende, a la regulación del precio de mercado para que vaya disminuyendo en el tiempo naturalmente. Debido a lo anterior, es que se generan acciones a través de las oportunidades de la industria, como por ejemplo los incentivos gubernamentales a este tipo de inversiones, para la apertura de nuevos nichos de negocio

que puedan llegar a zonas aisladas del suministro eléctrico o de energía, favoreciendo a un sistema descentralizado y a la amplitud de la demanda.

Referente a las amenazas de esta industria, encontramos dependencia de condiciones climáticas que puedan afectar la generación, como por ejemplo la nubosidad en zonas donde existan sistemas de generación fotovoltaica, o la orografía que afecta la calidad del viento para generación eólica, entre otros muchos aspectos. Esto es abordable con algunas fortalezas, como por ejemplo la versatilidad de las aplicaciones del hidrógeno, que puede aplicar como un portador de energía cuando las condiciones antes mencionadas no sean favorables. Además existen diversas tecnologías de generación que dependen de diferentes factores que al ser implementadas como soluciones complementarias de generación pueden asegurar una mayor capacidad de planta y, por ende, una generación continúa funcionando como respaldo ante contingencias de diferente índole.

## 8 Conclusiones

El estudio del consumo energético de la minería, que es una de las industrias más importantes para el PIB chileno, entrega información crucial para diseñar el proyecto de producción de hidrógeno con energía solar fotovoltaica. De esta manera se puede visualizar que la industria minera del cobre es responsable del 15,3 % del consumo energético de Chile y del 21,1 % del consumo total nacional de diésel, ambas aportando a una magnitud total de la industria de 185.208 TJ. Es así como el alcance del proyecto impacta en el corazón productivo del país.

Para poder plasmar el diseño, se determina el alcance del proyecto a un proceso de transporte minero que es transversal en la prestación de servicios a las diferentes sociedades mineras, impulsando energía renovable y limpia por toda la región de Antofagasta a través de una empresa de transporte ferroviario que realiza rutas de Antofagasta a Bolivia y que representa una demanda de hidrógeno verde de 3.072.118 kgH<sub>2</sub>/año aproximadamente. Para poder suplir esta demanda, se investigó acerca de diferentes procesos de obtención de hidrógeno verde, llegando a la conclusión que la generación con electrólisis de agua a través de la tecnología de membrana de intercambio de protones, más conocida como PEM, cumple con las mejores características en términos de eficiencia del proceso, que requiere recibir un input de energía renovable proveniente de una planta solar fotovoltaica que presenta características especiales en la continuidad del suministro eléctrico respecto de un sistema conectado a la red, destacando que la energía renovable presenta intermitencia y fluctuaciones, por lo que la respuesta ante estas

condiciones fue determinante para descartar la segunda posible alternativa de electrolizador que fue el sistema de electrólisis alcalina, que tiene un menor rango de operación de carga y mayor tiempo de respuesta a las partidas, debido a que requiere alcanzar condiciones de temperatura que retardan el proceso.

Definida la tecnología electrolizadora, se escogió uno de los electrolizadores más potentes del mercado, de la marca Hydrogenics modelo HyLYZER® -5.000-30, que posee una potencia de 25 MW y un consumo de energía AC de 4,4 kWh/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> y 1,4 l/ Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> que entregan finalmente un rango de flujo de hidrógeno que puede variar de 1 a 100 %, entregando un hidrógeno con pureza del 99,998 %. De esta manera, y para alcanzar la demanda anual, se implementa en el diseño, utilizar 75 MW en equipos electrolizadores, que permiten alcanzar una producción de 3.200.460 kgH<sub>2</sub>/año.

Definido ya el equipo de electrolización, se implementa el diseño de una instalación solar fotovoltaica que pueda suplir los 150.042.219 kWh/año para la demanda de hidrógeno del nuevo tren. Para esto se evaluaron 3 zonas en la región de Antofagasta considerando aspectos a evaluar como la radiación, Performance Ratio, reference Yield (Yr) y producción anual estimada con optimización en los 3 casos de ángulo de inclinación y azimut, arrojando como mejor alternativa la opción 3 que representa a Calama. Como resultado se obtuvo una instalación de 74,920 MW capaz de suministrar 156.300.000 kWh/año con un LCOE de 0,031 €/kWh e indicadores económicos favorables en la evaluación con un VAN de 47.729.576,78 € y una Retorno de la inversión ROI de 102 %, que validan económicamente la factibilidad de la instalación.

Por último, se procede a validar el proyecto consolidado de producción de hidrógeno con energía solar fotovoltaica, que considera un CAPEX de 52.500.000 € con financiamiento de 30 % con capital propio y un 70 % con financiamiento externo, con una tasa de interés del 6,2 %. El equity o costo de capital, presenta un tasa del 12 %, por lo que el proyecto para ser rentable debe superar este porcentaje. Además se consideró una tasa de descuento del 8 % que corresponde al WACC calculado como promedio ponderado entre el costo de la deuda y el equity, alineándose perfectamente con el porcentaje de tasa de descuento utilizado en el reporte Green Hydrogen Cost Reduction (IRENA, 2020).

En definitiva el resultado del análisis económico global del proyecto entregó un VAN positivo de 67.298.713,96 € y una rentabilidad representada por la TIR de 17 %, por lo que el proyecto se concluye viable técnica y económicamente con un valor competitivo y perfectible en el mercado del hidrógeno.

## 9 Bibliografía

- Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO). (2022). *Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2021*. <https://www.cochilco.cl/Mercado%20de%20Metales/Informe%20de%20Consumo%20de%20Energ%C3%ADa%20al%202021%20Final.pdf>
- Comisión Nacional de Energía. (n.d.). *Anuario Estadístico de Energía 2020*.  
<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/AnuarioCNE2020.pdf>
- Consejo Minero. Valdés, C. y Lindhorst, C. (eds.). (2020). *Minería en Números (4a edición ed.)*. [https://consejominero.cl/wp-content/uploads/2020/07/Mineria\\_en\\_numeros\\_2020\\_web.pdf](https://consejominero.cl/wp-content/uploads/2020/07/Mineria_en_numeros_2020_web.pdf)
- FCAB. (2022). *Reporte Sustentabilidad FCAB 2021*.  
<https://www.fcab.cl/reportes/2021/reporte2021.pdf>
- GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.I., & TCI Gecom SpA. (2021). Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA.
- GIZ y Ministerio de Energía. (2021). *Las Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno*. <https://acera.cl/wp-content/uploads/2022/02/Las-ERNC-en-el-mercado-electrico-chileno-2021.pdf>
- Gupta, R.B. y Demirbas, A. 2010. *Gasoline, Diesel and Ethanol Biofuels from Grasses and Plants*. Cambridge University Press, pp. 140–157.
- Hodges, A., Hoang, A.L., Tsekouras, G., Wagner, K., Swiegers, G.F y Wallace, G.G. (2022). A high-performance capillary-fed electrolysis cell promises more cost-competitive renewable hydrogen. *Nature Communications*, 13(1304), 1-11.  
<https://doi.org/10.1038/s41467-022-28953-x>

- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. Canadian Hydrogen Convention.  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf)
- IEA. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*.  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- IRENA. (2018). *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal*. International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2022). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. International Renewable Energy Agency.
- Llorca Piqué, J. (2010). *El hidrógeno y nuestro futuro energético*. Universitat Politècnica de Catalunya.
- Miranda, E. A. (2017). Estudio de pre-factibilidad técnico-económico de planta fotovoltaica de 100 kw. *Universidad técnica Federico Santa María*.
- Servicio de Impuestos Internos. (n.d.). *Impuesto a la Renta de Primera Categoría*. SII | Servicio de Impuestos Internos. Consultado el 4 de enero del 2023.  
[https://www.sii.cl/ayudas/aprenda\\_sobre/3072-1-3080.html](https://www.sii.cl/ayudas/aprenda_sobre/3072-1-3080.html)
- Ursúa, A., Gandía, L. M., y Sanchis, P. (2012). Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. *Proceedings of the IEEE*, 100(2), p.410-426.  
<http://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750>
- Vásquez, R. (2019). Tecnologías del HIDRÓGENO y perspectivas para Chile. *Ministerio de Energía*. [https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/Tecnolog%C3%ADas-del-hid%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile\\_2019.pdf](https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/Tecnolog%C3%ADas-del-hid%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf)

## 10 Anexos

### ANEXO 1. Análisis DAFO de la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica

Es importante el entender la visión global del mercado del hidrógeno y también como las diferentes características afectan a este proyecto, por esto se ha hecho un análisis del mercado en general y sus implicancias en el proyecto.

#### Debilidades

- **Altos costos iniciales:** Debido al costo de los equipos y al de la energía, la producción de hidrógeno verde puede ser costosa. Esto puede disuadir a las empresas y los consumidores de adoptar la tecnología.
  - El costo de una planta solar fotovoltaica no es un coste menor, por lo que el ingreso al mercado de generación de energía presenta elevadas barreras de entrada para los generadores y usuarios particulares. Solo empresas con grandes respaldos financieros pueden hoy generar hidrógeno a grandes escalas y con un precio competitivo de mercado.
- **Falta de infraestructura:** Actualmente, hay una falta de infraestructura para distribuir y utilizar el hidrógeno verde, lo que dificulta su adopción a nivel masivo y minimiza la demanda, por lo que la explotación de este punto es fundamental para aumentar la oferta a mejores precios
  - Si bien la producción de hidrógeno no es algo nuevo, lo es relativamente para la producción de **hidrogeno con origen de energía renovable** de carácter no convencional (Solar, eólica entro otras) y fuera de ciclo del carbono. Por lo que este mercado tecnológico como el de los electrolizadores presenta una gran oportunidad de desarrollo y beneficios que contribuyen a una producción y cadenas de suministro más eficientes y con menor huella de carbono.
- **Dificultades de almacenamiento y transporte:** El hidrógeno es un gas muy ligero y volátil, lo que puede hacer que sea difícil de almacenar y transportar de manera segura.
  - En este proyecto no se ha abordado el almacenamiento, debido a la falta de información respecto del tren que se encuentra actualmente en construcción,

por lo que la presión a la que se encontrará almacenado se desconoce, como así también la capacidad de almacenamiento de los estanques.

### **Amenazas**

- **Dependencia de las condiciones climáticas:** La eficiencia de la producción de energía solar fotovoltaica puede verse afectada por factores como la nubosidad, la lluvia y la nieve. Esto puede afectar la cantidad de energía disponible para producir hidrógeno.
  - Precisamente en este proyecto, se utiliza como *input* energético la energía solar fotovoltaica que depende directamente de la irradiancia, por lo que la producción es una variable dependiente de las condiciones climáticas de la zona.
  
- **Falta de conocimiento y percepción negativa:** Muchas personas todavía tienen una percepción negativa del hidrógeno debido a los accidentes que han ocurrido en el pasado con barcos y aviones que utilizaban hidrógeno como combustible. Además, la falta de conocimiento sobre la producción y el uso seguro del hidrógeno verde puede ser un obstáculo para su adopción.
  - Esta amenaza no se percibe directamente en la fase de diseño de este proyecto, pero si se podría presentar en fases de estudios de impacto ambiental que consideren la opción de la población colindante a las instalaciones.
  
- **Competencia de otras tecnologías:** Existen otras tecnologías de energía limpia y sostenible que compiten con el hidrógeno verde, como la energía solar y eólica, lo que puede limitar la demanda de hidrógeno verde.
  - Como se ha mencionado en este estudio, existen diferentes métodos de producción de hidrógeno. La creciente necesidad de este vector energético, ha impulsa a la industria en materias de I+D+I, por lo que van surgiendo rápidamente nuevas tecnologías dejando parcial o completamente obsoletas tecnologías actualmente funcionales.
  
- **Cambios en las políticas gubernamentales:** Los cambios en las políticas gubernamentales pueden afectar la oferta y demanda de hidrógeno verde o los incentivos disponibles para su producción.

- Restricciones o impuestos a la generación energética podrían amenazar a esta industria, estudios ambientales o de factibilidades más estrictos pueden ralentizar o detener temporalmente un proyecto.
- Mayores o nuevos impuestos a la generación energética podrían aumentar las barreras de entrada a este mercado para posibles inversores.

### **Fortalezas**

- **Es una fuente de energía renovable:** El hidrógeno se puede producir a partir de fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica, lo que lo convierte en una opción sostenible y limpia.
  - Al ser la fotovoltaica una fuente renovable, el hidrógeno producido adopta la categoría de “Verde”. Esto es una fortaleza del proyecto, ya que, se considera baja en emisiones de CO<sub>2</sub> en un contexto sensible a los gases de efecto invernadero y con una población de crecientes demandas energéticas.
- **Es versátil:** El hidrógeno puede utilizarse como fuente de energía tanto para la generación de electricidad como para la propulsión de vehículos y otros usos industriales.
  - Se presentan oportunidades de escalabilidad del proyecto, ya sea con un escalamiento hacia adelante, vale decir desarrollar un nuevo producto o servicio, como por ejemplo el almacenamiento de energía para su venta en horas donde el precio de la energía sea mayor, maximizando el margen del negocio o también utilizándolo en otras aplicaciones diferentes a las del transporte ferroviario.
- **Es eficiente:** El hidrógeno es una de las fuentes de energía más eficientes disponibles, ya que su conversión en electricidad es muy eficiente y **no produce emisiones contaminantes**.
  - Se asume en el proyecto como una cualidad intrínseca del producto de la electrolisis.
- **Ofrece una gran capacidad de almacenamiento:** Puede almacenarse en grandes cantidades y durante largos períodos de tiempo, lo que lo convierte en una opción atractiva para el almacenamiento de energía a largo plazo, que es uno de los desafíos que se presenta en la industria de la energía, al mejorar su disponibilidad , sobre todo



en las energía de limpias o libres de emisiones que *presentan intermitencias en su generación*.


### **Oportunidades**

- **Creciente demanda de energía limpia y sostenible:** A causa del cambio climático y la concientización en este aspecto por parte de la población en el medio ambiente, hay una mayor demanda de fuentes de energía limpias y sostenibles. En un mundo donde la productividad creciente va a la par con un mayor uso de cantidades de energía.
  
- **Incentivos gubernamentales y de otras organizaciones:** Gobierno y otras organizaciones ofrecen incentivos para fomentar la producción y el uso de energías limpias y sostenibles, como el hidrógeno verde.
  - En Chile actualmente existe una estrategia nacional del hidrógeno que busca incentivar la producción en el país, debido a las características propicias del territorio nacional y que conducen a ambiciones de ser el productor número a nivel mundial.
  
- **Oportunidades de negocio:** La producción de hidrógeno verde puede ser una oportunidad de negocio para las empresas que inviertan en la tecnología y la infraestructura necesarias.
  
- **Mayor eficiencia energética:** El uso de hidrógeno verde como fuente de energía puede mejorar la eficiencia energética en la generación de electricidad y en la propulsión de vehículos y otros usos industriales.
  - Este upgrade tecnológico incentiva a las empresas a contar con nuevas flotas de equipos o vehículos de transporte, los cuales adoptan tecnologías eficientes ya incorporadas desde su diseño lo cual puede mejorar el desempeño global de la organización.
  
- **Mayor autonomía energética:** La producción de hidrógeno verde localmente puede aumentar la autonomía energética de una región o país, disminuyendo así su

dependencia en el suministro, contribuyendo a una matriz de generación descentralizada que permita llegar a todos los lugares del mundo.

## ANEXO 2. Informes PVSYST V7.2.21

### Planta solar fotovoltaica plano fijo

Project: TFM	
Variant: Caso 1 Monofacial Estatico Sin Tracking	
	
<b>PVsyst V7.2.21</b> VC3. Simulation date: 04/01/23 00:19 with v7.2.21	
Project summary	
<b>Geographical Site</b> Chorrillos Chile	<b>Situation</b> Latitude -22.49 °S Longitude -68.80 °W Altitude 2461 m Time zone UTC-4
<b>Project settings</b> Albedo 0.20	
<b>Meteo data</b> Chorrillos Meteornorm 8.0 (1996-2015), Sat=1% - Synthetic	
System summary	
<b>Grid-Connected System</b> <b>PV Field Orientation</b> horizontal plane	<b>No 3D scene defined, no shadings</b> <b>Near Shadings</b> No Shadings
<b>User's needs</b> Unlimited load (grnd)	
<b>System information</b> <b>PV Array</b>	
Nb. of modules 128075 units Pnom total 74.92 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 20 units Pnom total 68.74 MWac Pnom ratio 1.090
Results summary	
Produced Energy 156.3 GWh/year	Specific production 2087 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 86.25 %

PV Array Characteristics																			
<b>PV module</b> Manufacturer Generic Model JKM585M-7RL4-V (Original PVsyst database)	<b>Inverter</b> Manufacturer Generic Model SG3400-HV-20 (Original PVsyst database)																		
Unit Nom. Power 585 Wp Number of PV modules 128075 units Nominal (STC) 74.92 MWp Modules 5123 Strings x 25 In series	Unit Nom. Power 3437 kWac Number of inverters 20 units Total power 68740 kWac Operating voltage 875-1300 V Max. power (=>25°C) 3593 kWac Pnom ratio (DC:AC) 1.09																		
<b>At operating cond. (50°C)</b> Pmpp 68.35 MWp U mpp 1007 V I mpp 67887 A	<b>Total PV power</b> Nominal (STC) 74924 kWp Total 128075 modules Module area 350167 m²																		
<b>Total inverter power</b> Total power 68740 kWac Number of inverters 20 units Pnom ratio 1.09																			
Array losses																			
<b>Thermal Loss factor</b> Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s	<b>DC wiring losses</b> Global array res. 0.25 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC																		
<b>Module Quality Loss</b> Loss Fraction -0.8 %																			
<b>Module mismatch losses</b> Loss Fraction 2.0 % at MPP	<b>Strings Mismatch loss</b> Loss Fraction 0.1 %																		
<b>IAM loss factor</b> Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>0°</th> <th>30°</th> <th>50°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>75°</th> <th>80°</th> <th>85°</th> <th>90°</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.000</td> <td>0.999</td> <td>0.987</td> <td>0.962</td> <td>0.892</td> <td>0.816</td> <td>0.681</td> <td>0.440</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table>	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000	
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°											
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000											

## Main results

### System Production

Produced Energy 156.3 GWh/year Specific production 2087 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 86.25 %

### Economic evaluation

#### Investment

Global 46788767.75 EUR  
Specific 0.62 EUR/Wp

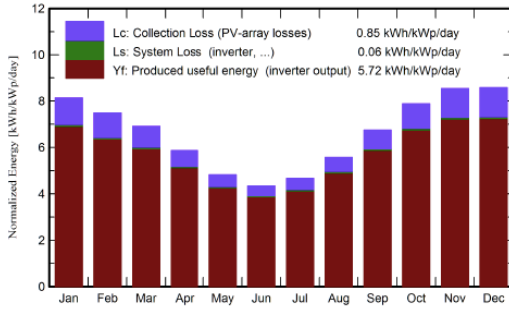
#### Yearly cost

Annunities 0.00 EUR/yr  
Run. costs 1551593.28 EUR/yr  
Payback period 7.6 years

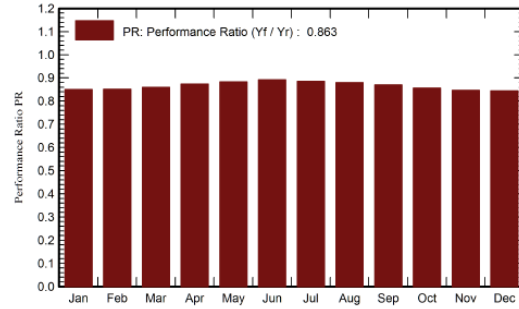
#### LCOE

Energy cost 0.03 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



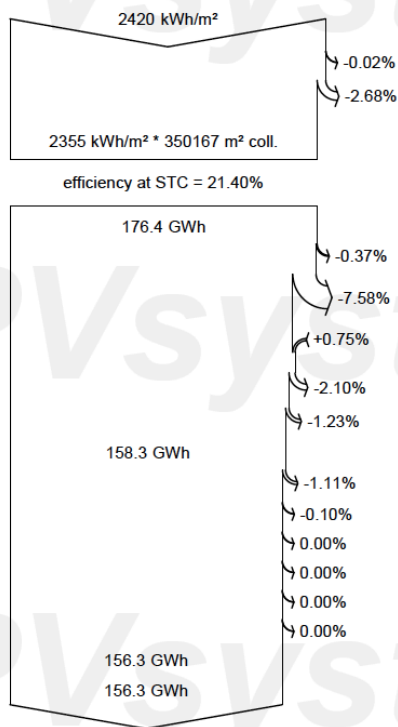
### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	252.5	77.15	19.08	252.4	247.0	16.24	16.06	0.849
February	209.6	62.33	18.60	209.5	204.4	13.50	13.36	0.851
March	214.3	60.86	17.75	214.3	209.1	13.96	13.81	0.860
April	176.2	49.93	15.71	176.1	170.2	11.65	11.52	0.873
May	149.6	36.20	13.62	149.6	144.4	10.02	9.90	0.883
June	130.4	34.20	12.17	130.4	125.7	8.83	8.71	0.892
July	144.7	37.30	11.98	144.6	138.9	9.72	9.60	0.886
August	172.9	36.57	13.60	172.9	167.3	11.53	11.40	0.880
September	202.9	49.46	14.99	202.7	197.4	13.36	13.21	0.870
October	244.5	60.69	17.15	244.4	239.3	15.86	15.69	0.857
November	256.2	54.93	18.11	256.2	251.0	16.42	16.24	0.846
December	266.2	64.49	18.99	266.2	259.9	17.02	16.84	0.844
Year	2419.9	624.12	15.97	2419.4	2354.6	158.11	156.35	0.863

### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

### Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

### Cost of the system

#### Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
<b>PV modules</b>			
JKM585M-7RL4-V	128075	128.70	16483252.50
Supports for modules	128075	11.70	1498477.50
<b>Inverters</b>			
SG3400-HV-20	20	129231.20	2584624.00
<b>Other components</b>			
Accessories, fasteners	1	4495432.50	4495432.50
Wiring	128075	13.75	1761031.25
Monitoring system, display screen	128075	5.85	749238.75
<b>Studies and analysis</b>			
Engineering	1	70000.00	70000.00
Environmental studies	1	20000.00	20000.00
<b>Installation</b>			
Global installation cost per module	128075	87.75	11238581.25
<b>Land costs</b>			
Land purchase	1	7888130.00	7888130.00
<b>Total</b>			46788767.75
Depreciable asset			25061786.50

#### Operating costs

Item	Total EUR/year
<b>Maintenance</b>	
Salaries	300000.00
Repairs	331420.00
Cleaning	300000.00
<b>Total (OPEX)</b>	931420.00
Including inflation (4.00%)	1551593.28

#### System summary

Total installation cost	46788767.75 EUR
Operating costs (incl. inflation 4.00%/year)	1551593.28 EUR/year
Produced Energy	156348 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.031 EUR/kWh

### Financial analysis

#### Simulation period

Project lifetime 25 years Start year 2023

#### Income variation over time

Inflation 4.00 %/year  
 Production variation (aging) 0.50 %/year  
 Discount rate 7.00 %/year

#### Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year  
 Other income tax 0.00 %/year  
 Dividends 0.00 %/year

#### Financing

Own funds 46788767.75 EUR

#### Electricity sale

Feed-in tariff 0.0580 EUR/kWh  
 Duration of tariff warranty 20 years  
 Annual connection tax 0.00 EUR/kWh  
 Annual tariff variation 0.0 %/year  
 Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

#### Return on investment

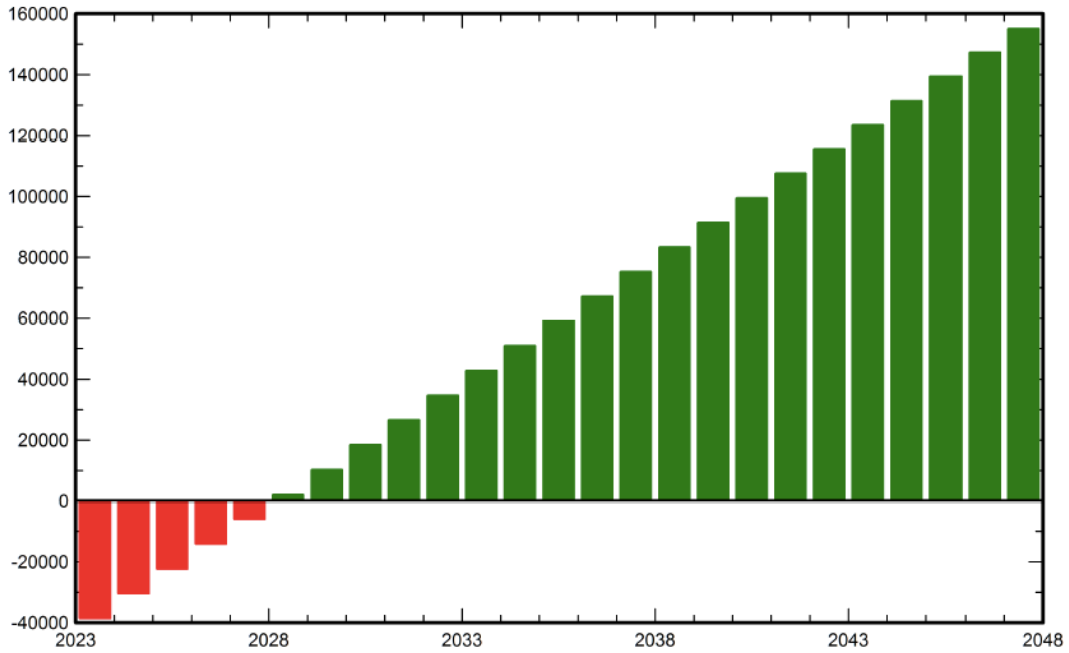
Payback period 7.6 years  
 Net present value (NPV) 47729576.78 EUR  
 Return on investment (ROI) 102.0 %

### Financial analysis

#### Detailed economic results (KEUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2023	9062	931	0	8130	0	8130	-39190	16.2%
2024	9107	969	0	8139	0	8139	-32082	31.4%
2025	9153	1007	0	8145	0	8145	-25433	45.6%
2026	9199	1048	0	8151	0	8151	-19214	58.9%
2027	9245	1090	0	8155	0	8155	-13400	71.4%
2028	9291	1133	0	8158	0	8158	-7964	83.0%
2029	9337	1179	0	8159	0	8159	-2884	93.8%
2030	9384	1226	0	8158	0	8158	1864	104.0%
2031	9431	1275	0	8156	0	8156	6301	113.5%
2032	9478	1326	0	8152	0	8152	10445	122.3%
2033	9525	1379	0	8147	0	8147	14315	130.6%
2034	9573	1434	0	8139	0	8139	17929	138.3%
2035	9621	1491	0	8130	0	8130	21303	145.5%
2036	9669	1551	0	8118	0	8118	24451	152.3%
2037	9717	1613	0	8104	0	8104	27388	158.5%
2038	9766	1677	0	8088	0	8088	30128	164.4%
2039	9815	1745	0	8070	0	8070	32683	169.9%
2040	9864	1814	0	8049	0	8049	35065	174.9%
2041	9913	1887	0	8026	0	8026	37284	179.7%
2042	9963	1962	0	8000	0	8000	39351	184.1%
2043	10012	2041	0	7972	0	7972	41277	188.2%
2044	10063	2122	0	7940	0	7940	43069	192.0%
2045	10113	2207	0	7905	0	7905	44736	195.6%
2046	10163	2296	0	7868	0	7868	46288	198.9%
2047	10214	2388	0	7827	0	7827	47730	202.0%
Total	240676	38790	0	201886	0	201886	47730	202.0%

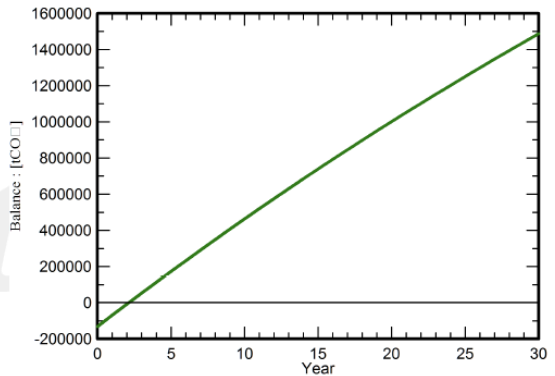
Cumulative cashflow (kEUR)



CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 1488020.1 tCO<sub>2</sub>  
**Generated emissions**  
 Total: 131728.83 tCO<sub>2</sub>  
 Source: Detailed calculation from table below:  
**Replaced Emissions**  
 Total: 1866789.8 tCO<sub>2</sub>  
 System production: 156347.56 MWh/yr  
 Grid Lifecycle Emissions: 398 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Source: IEA List  
 Country: Chile  
 Lifetime: 30 years  
 Annual degradation: 1.0 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	74924 kWp	128323619
Supports	2.65 kgCO <sub>2</sub> /kg	1280750 kg	3399956
Inverters	263 kgCO <sub>2</sub> /units	20.0 units	5260

## Planta solar fotovoltaica con sistema de tracking

Project summary			
<b>Geographical Site</b> Chorrillos Chile	<b>Situation</b>		
	Latitude	-22.49 °S	
	Longitude	-68.80 °W	
	Altitude	2461 m	
	Time zone	UTC-4	
<b>Meteo data</b> Chorrillos Meteonorm 8.0 (1996-2015), Sat=1% - Synthetic		<b>Project settings</b> Albedo 0.20	

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>Orientation</b> Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth -180 °		<b>No Shadings</b>	
<b>Tracking algorithm</b> Irradiance optimization			
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>			
Nb. of modules	128075 units	<b>Inverters</b>	
Pnom total	74.92 MWp	Nb. of units	20 units
		Pnom total	68.74 MWac
		Pnom ratio	1.090
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)			

Results summary					
Produced Energy	217.8 GWh/year	Specific production	2907 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.67 %

PV Array Characteristics			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM585M-7RL4-V	Model	SG3400-HV-20
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	585 Wp	Unit Nom. Power	3437 kWac
Number of PV modules	128075 units	Number of inverters	20 units
Nominal (STC)	74.92 MWp	Total power	68740 kWac
Modules	5123 Strings x 25 In series	Operating voltage	875-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>25°C)	3593 kWac
Pmpp	68.35 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.09
U mpp	1007 V		
I mpp	67887 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	74924 kWp	Total power	68740 kWac
Total	128075 modules	Number of inverters	20 units
Module area	350167 m²	Pnom ratio	1.09

Array losses								
<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.25 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
<b>IAM loss factor</b> Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



## Main results

### System Production

Produced Energy 217.8 GWh/year      Specific production 2907 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 85.67 %

### Economic evaluation

#### Investment

Global 75814844.81 EUR  
 Specific 1.01 EUR/Wp

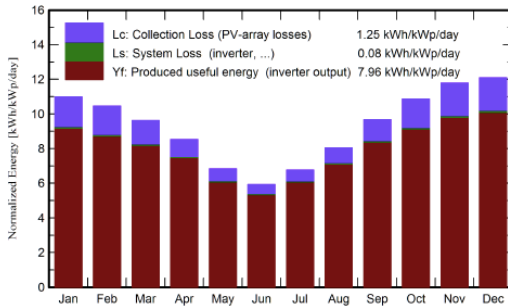
#### Yearly cost

Annuitities 0.00 EUR/yr  
 Run. costs 2775523.21 EUR/yr  
 Payback period 9.8 years

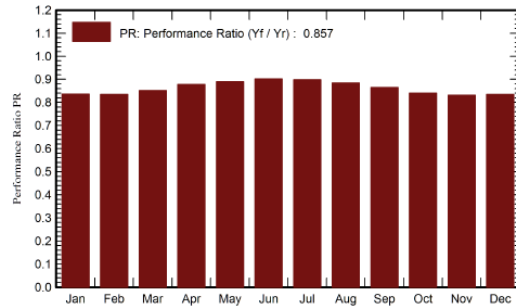
#### LCOE

Energy cost 0.04 EUR/kWh

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



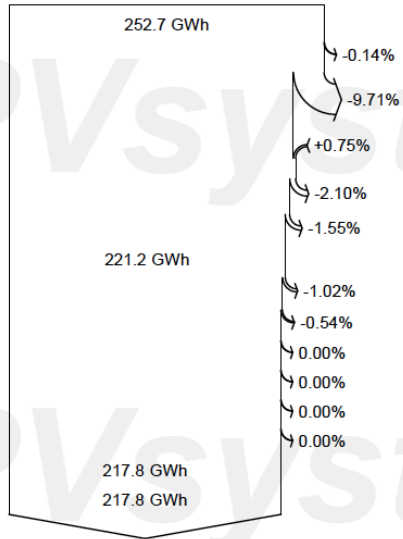
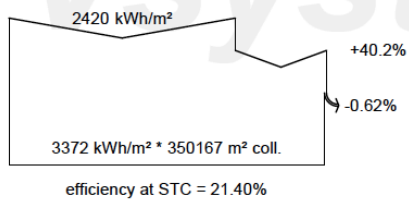
### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	252.5	77.15	19.08	340.7	338.7	21.55	21.32	0.835
February	209.6	62.33	18.60	292.7	291.0	18.50	18.31	0.835
March	214.3	60.86	17.75	298.4	296.7	19.21	19.02	0.851
April	176.2	49.93	15.71	255.9	254.2	17.00	16.83	0.878
May	149.6	36.20	13.62	211.8	209.9	14.28	14.12	0.890
June	130.4	34.20	12.17	178.1	176.0	12.16	12.02	0.901
July	144.7	37.30	11.98	209.7	207.6	14.26	14.11	0.898
August	172.9	36.57	13.60	249.4	247.8	16.70	16.53	0.885
September	202.9	49.46	14.99	290.4	288.9	19.00	18.81	0.865
October	244.5	60.69	17.15	337.1	335.6	21.43	21.21	0.840
November	256.2	54.93	18.11	353.9	352.5	22.27	22.04	0.831
December	266.2	64.49	18.99	375.0	373.4	23.71	23.47	0.835
Year	2419.9	624.12	15.97	3393.0	3372.1	220.07	217.80	0.857

### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

### Loss diagram



Global horizontal irradiation  
 Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

### Cost of the system

#### Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
<b>PV modules</b>			
JKM585M-7RL4-V	128075	128.70	16483252.50
Trackers	128075	70.20	8990865.00
<b>Inverters</b>			
SG3400-HV-20	20	129231.00	2584620.00
<b>Other components</b>			
Accessories, fasteners	1	5800000.00	5800000.00
Wiring	128075	13.75	1760711.06
Monitoring system, display screen	128075	17.55	2247716.25
<b>Studies and analysis</b>			
Engineering	1	70000.00	70000.00
Environmental studies	1	20000.00	20000.00
<b>Installation</b>			
Global installation cost per module	128075	117.00	14984775.00
Transport	1	14984775.00	14984775.00
<b>Land costs</b>			
Land purchase	1	7000130.00	7000130.00
<b>Total</b>			<b>75814844.81</b>
Depreciable asset			33858737.50

#### Operating costs

Item	Total EUR/year
<b>Maintenance</b>	
Salaries	300000.00
Repairs	1066144.00
Cleaning	300000.00
<b>Total (OPEX)</b>	<b>1666144.00</b>
Including inflation (4.00%)	2775523.21

#### System summary

Total installation cost	75814844.81 EUR
Operating costs (incl. inflation 4.00%/year)	2775523.21 EUR/year
Produced Energy	217801 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.037 EUR/kWh

### Financial analysis

#### Simulation period

Project lifetime	25 years	Start year	2023
------------------	----------	------------	------

#### Income variation over time

Inflation	4.00 %/year
Production variation (aging)	0.50 %/year
Discount rate	7.00 %/year

#### Income dependent expenses

Income tax rate	0.00 %/year
Other income tax	0.00 %/year
Dividends	0.00 %/year

#### Financing

Own funds	75814844.81 EUR
-----------	-----------------

#### Electricity sale

Feed-in tariff	0.0580 EUR/kWh
Duration of tariff warranty	20 years
Annual connection tax	0.00 EUR/kWh
Annual tariff variation	0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty	0.00 %

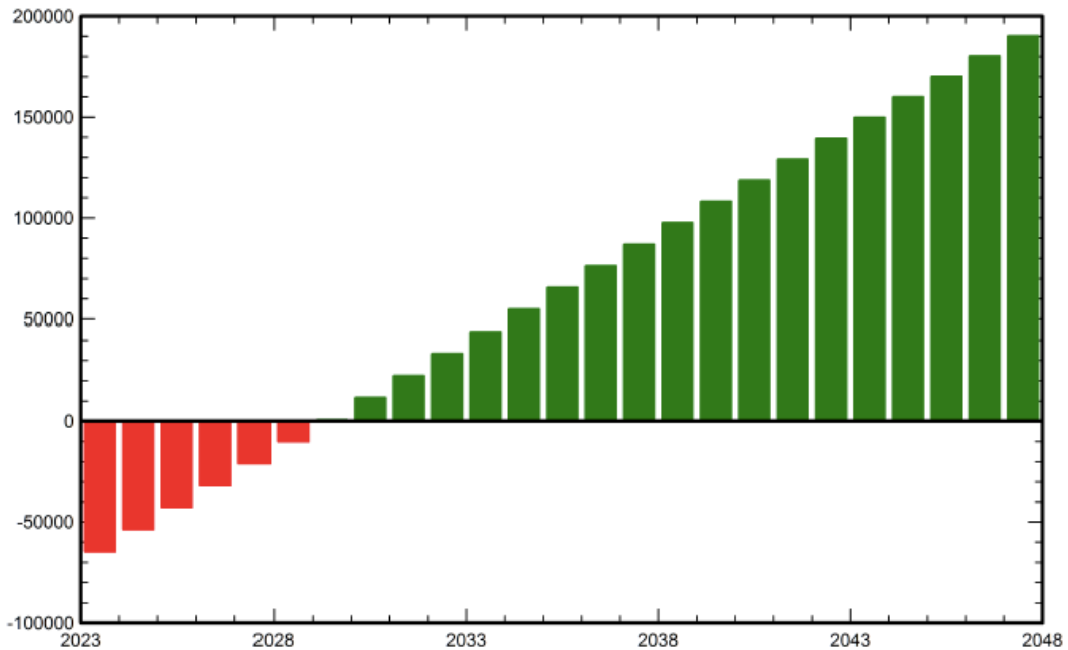
#### Return on investment

Payback period	9.8 years
Net present value (NPV)	49655233.29 EUR
Return on investment (ROI)	65.5 %

**Financial analysis**  
**Detailed economic results (kEUR)**

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2023	12628	1666	0	10962	0	10962	-85570	13.5%
2024	12691	1733	0	10958	0	10958	-55999	26.1%
2025	12755	1802	0	10953	0	10953	-47058	37.9%
2026	12818	1874	0	10944	0	10944	-38709	48.9%
2027	12883	1949	0	10933	0	10933	-30913	59.2%
2028	12947	2027	0	10920	0	10920	-23637	68.8%
2029	13012	2108	0	10903	0	10903	-16847	77.8%
2030	13077	2193	0	10884	0	10884	-10512	86.1%
2031	13142	2280	0	10862	0	10862	-4604	93.9%
2032	13208	2371	0	10836	0	10836	905	101.2%
2033	13274	2466	0	10808	0	10808	6039	108.0%
2034	13340	2565	0	10775	0	10775	10824	114.3%
2035	13407	2668	0	10739	0	10739	15280	120.2%
2036	13474	2774	0	10700	0	10700	19430	125.6%
2037	13541	2885	0	10656	0	10656	23292	130.7%
2038	13609	3001	0	10608	0	10608	26885	135.5%
2039	13677	3121	0	10556	0	10556	30227	139.9%
2040	13745	3245	0	10500	0	10500	33334	144.0%
2041	13814	3375	0	10439	0	10439	36220	147.8%
2042	13883	3510	0	10373	0	10373	38901	151.3%
2043	13953	3651	0	10302	0	10302	41389	154.6%
2044	14022	3797	0	10226	0	10226	43697	157.6%
2045	14093	3949	0	10144	0	10144	45837	160.5%
2046	14163	4107	0	10056	0	10056	47820	163.1%
2047	14234	4271	0	9963	0	9963	49655	165.5%
Total	335391	69388	0	266003	0	266003	49655	165.5%

**Cumulative cashflow (kEUR)**



### CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 2111069.8 tCO<sub>2</sub>

#### Generated emissions

Total: 145328.66 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

#### Replaced Emissions

Total: 2600539.8 tCO<sub>2</sub>

System production: 217800.66 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 398 gCO<sub>2</sub>/kWh

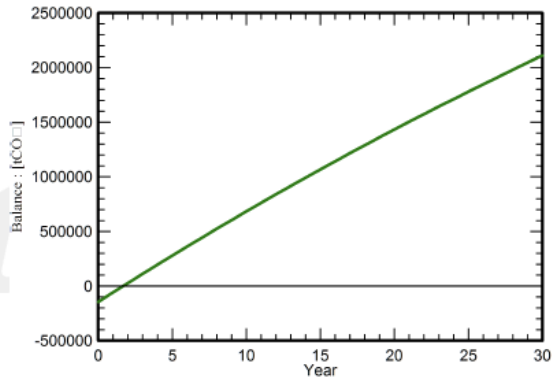
Source: IEA List

Country: Chile

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

#### Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



#### System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	74924 kWp	128323619
Supports	2.65 kgCO <sub>2</sub> /kg	6403750 kg	16999779
Inverters	263 kgCO <sub>2</sub> /units	20.0 units	5260

### ANEXO 3. Evaluación económica y flujo de caja de producción de hidrógeno con input de energía solar.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Inversión [I] = CAPEX</b>	€ 52.500.000,00										
<b>Ingresos</b>		€ 10.746.664,50	€ 12.050.234,91	€ 13.511.928,40	€ 15.150.925,31	€ 16.988.732,56	€ 19.049.465,81	€ 21.360.166,02	€ 23.951.154,16	€ 26.856.429,15	€ 30.114.114,01
<b>OPEX</b>		€ 4.949.736,83	€ 5.550.139,91	€ 6.223.371,88	€ 6.978.266,88	€ 7.824.730,66	€ 8.773.870,49	€ 9.838.140,98	€ 11.031.507,48	€ 12.369.629,33	€ 13.870.065,37
<b>EBITDA</b>		€ 5.796.927,67	€ 6.500.095,00	€ 7.288.556,52	€ 8.172.658,43	€ 9.164.001,90	€ 10.275.595,33	€ 11.522.025,04	€ 12.919.646,68	€ 14.486.799,82	€ 16.244.048,64
<b>Amortización [AMOR]</b>		€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00	€ 3.675.000,00
<b>Depreciación</b>		€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00
<b>EBIT</b>		€ 21.927,67	€ 725.095,00	€ 1.513.556,52	€ 2.397.658,43	€ 3.389.001,90	€ 4.500.595,33	€ 5.747.025,04	€ 7.144.646,68	€ 8.711.799,82	€ 10.469.048,64
<b>Saldo insoluto</b>		€ 33.075.000,00	€ 29.400.000,00	€ 25.725.000,00	€ 22.050.000,00	€ 18.375.000,00	€ 14.700.000,00	€ 11.025.000,00	€ 7.350.000,00	€ 3.675.000,00	€ -
<b>Intereses (INT)</b>		€ 2.278.500,00	€ 2.050.650,00	€ 1.822.800,00	€ 1.594.950,00	€ 1.367.100,00	€ 1.139.250,00	€ 911.400,00	€ 683.550,00	€ 455.700,00	€ 227.850,00
<b>EBT</b>		€ (2.256.572,33)	€ (1.325.555,00)	€ (309.243,48)	€ 802.708,43	€ 2.021.901,90	€ 3.361.345,33	€ 4.835.625,04	€ 6.461.096,68	€ 8.256.099,82	€ 10.241.198,64
<b>Impuestos [IMP]</b>		€ -	€ -	€ -	€ 216.731,28	€ 545.913,51	€ 907.563,24	€ 1.305.618,76	€ 1.744.496,10	€ 2.229.146,95	€ 2.765.123,63
<b>Utilidad - Beneficio Neto</b>		€ (2.256.572,33)	€ (1.325.555,00)	€ (309.243,48)	€ 585.977,15	€ 1.475.988,39	€ 2.453.782,09	€ 3.530.006,28	€ 4.716.600,58	€ 6.026.952,87	€ 7.476.075,01
<b>Flujo de Caja</b>	€ (52.500.000,00)	€ 3.518.427,67	€ 4.449.445,00	€ 5.465.756,52	€ 6.360.977,15	€ 7.250.988,39	€ 8.228.782,09	€ 9.305.006,28	€ 10.491.600,58	€ 11.801.952,87	€ 13.251.075,01
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	€ (52.500.000,00)	€ (48.981.572,33)	€ (44.532.127,33)	€ (39.066.370,80)	€ (32.705.393,65)	€ (25.454.405,26)	€ (17.225.623,17)	€ (7.920.616,89)	€ 2.570.983,68	€ 14.372.936,55	€ 27.624.011,56

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
€ 33.766.956,04	€ 37.862.887,81	€ 42.455.656,10	€ 47.605.527,18	€ 53.380.077,63	€ 59.855.081,05	€ 67.115.502,38	€ 75.256.612,82	€ 84.385.239,95	€ 94.621.169,56	€ 106.098.717,43
€ 15.552.504,30	€ 17.439.023,07	€ 19.554.376,57	€ 21.926.322,45	€ 24.585.985,36	€ 27.568.265,39	€ 30.912.295,98	€ 34.661.957,48	€ 38.866.452,92	€ 43.580.953,66	€ 48.867.323,34
€ 18.214.451,74	€ 20.423.864,74	€ 22.901.279,53	€ 25.679.204,73	€ 28.794.092,27	€ 32.286.815,66	€ 36.203.206,40	€ 40.594.655,34	€ 45.518.787,03	€ 51.040.215,90	€ 57.231.394,08
€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00
€ 16.114.451,74	€ 18.323.864,74	€ 20.801.279,53	€ 23.579.204,73	€ 26.694.092,27	€ 30.186.815,66	€ 34.103.206,40	€ 38.494.655,34	€ 43.418.787,03	€ 48.940.215,90	€ 55.131.394,08
€ 16.114.451,74	€ 18.323.864,74	€ 20.801.279,53	€ 23.579.204,73	€ 26.694.092,27	€ 30.186.815,66	€ 34.103.206,40	€ 38.494.655,34	€ 43.418.787,03	€ 48.940.215,90	€ 55.131.394,08
€ 4.350.901,97	€ 4.947.443,48	€ 5.616.345,47	€ 6.366.385,28	€ 7.207.404,91	€ 8.150.440,23	€ 9.207.865,73	€ 10.393.556,94	€ 11.723.072,50	€ 13.213.858,29	€ 14.885.476,40
€ 11.763.549,77	€ 13.376.421,26	€ 15.184.934,06	€ 17.212.819,46	€ 19.486.687,36	€ 22.036.375,43	€ 24.895.340,67	€ 28.101.098,40	€ 31.695.714,53	€ 35.726.357,60	€ 40.245.917,68
€ 13.863.549,77	€ 15.476.421,26	€ 17.284.934,06	€ 19.312.819,46	€ 21.586.687,36	€ 24.136.375,43	€ 26.995.340,67	€ 30.201.098,40	€ 33.795.714,53	€ 37.826.357,60	€ 42.345.917,68
€ 41.487.561,33	€ 56.963.982,59	€ 74.248.916,64	€ 93.561.736,10	€ 115.148.423,45	€ 139.284.798,89	€ 166.280.139,56	€ 196.481.237,95	€ 230.276.952,49	€ 268.103.310,09	€ 310.449.227,77

22	23	24	25
€ 118.968.491,85	€ 133.399.369,91	€ 149.580.713,48	€ 167.724.854,03
€ 54.794.929,66	€ 61.441.554,63	€ 68.894.415,21	€ 77.251.307,77
€ 64.173.562,19	€ 71.957.815,28	€ 80.686.298,27	€ 90.473.546,25
€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00	€ 2.100.000,00
€ 62.073.562,19	€ 69.857.815,28	€ 78.586.298,27	€ 88.373.546,25
€ 62.073.562,19	€ 69.857.815,28	€ 78.586.298,27	€ 88.373.546,25
€ 16.759.861,79	€ 18.861.610,13	€ 21.218.300,53	€ 23.860.857,49
€ 45.313.700,40	€ 50.996.205,15	€ 57.367.997,74	€ 64.512.688,77
€ 47.413.700,40	€ 53.096.205,15	€ 59.467.997,74	€ 66.612.688,77
€ 357.862.928,17	€ 410.959.133,32	€ 470.427.131,06	€ 537.039.819,83

#### Inputs de la evaluación

<b>WACC (Tasa de descuento)</b>	8%
<b>Tasa de interés</b>	6,2%
<b>Equity o Costo de capital</b>	12,0%
<b>Inversión</b>	€ 52.500.000,00
<b>OPEX AGUA ANUAL</b>	€ 104.436,83
<b>OPEX ENERGÍA ANUAL</b>	€ 4.845.300,00
<b>OPEX GENERAL</b>	€ 4.949.736,83
<b>Inflación</b>	12%
<b>Impuesto de primera categoría</b>	27%
<b>CAPEX</b>	€ 52.500.000,00
<b>Prestamo (70%)</b>	€ 36.750.000,00
<b>Capital propio (30%)</b>	€ 15.750.000,00

#### Indicadores VAN y TIR

<b>VAN</b>	€ 67.298.713,96
<b>TIR</b>	17 %

## ANEXO 4. Ficha técnica Electrolizador HyLYZER.

### Electrolysers : product's line

**HYDROGENICS**  
SHIFT POWER | ENERGIZE YOUR WORLD

	Alkaline			PEM (Proton Exchange Membrane)		
	HySTAT®-15-10	HySTAT®-60-10	HySTAT®-100-10	HyLYZER®-300-30	HyLYZER®-1.000-30	HyLYZER®-5.000-30
Output pressure	10 barg (27 barg optional)			30 barg		
Number of cell stacks	1	4	6	1	2	10
Nominal Hydrogen Flow	15 Nm <sup>3</sup> /h	60 Nm <sup>3</sup> /h	100 Nm <sup>3</sup> /h	300 Nm <sup>3</sup> /h	1.000 Nm <sup>3</sup> /h	5.000 Nm <sup>3</sup> /h
Nominal input power	80 kW	300 kW	500 kW	1.5 MW	5 MW	25 MW
AC power consumption (utilities included, at nominal capacity)	5.0 to 5.4 kWh/Nm <sup>3</sup>			4.4 to 4.8 kWh/Nm <sup>3</sup>		
Hydrogen flow range	40-100%	10-100%	5-100%	1-100%		
Hydrogen purity	99.998% O <sub>2</sub> < 2 ppm, N <sub>2</sub> < 12 ppm (higher purities optional)			99.998% O <sub>2</sub> < 2 ppm, N <sub>2</sub> < 12 ppm (higher purities optional)		
Tap water consumption	<1.4 liters / Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>			<1.4 liters / Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>		
Footprint (in containers)	1 x 20 ft	1 x 40 ft	1 x 40 ft	1 x 40 ft	2 x 40 ft	10 x 40 ft
Footprint utilities (optional)	Incl.	Incl.	Incl.	1 x 20 ft	1 x 20 ft	5 x 20 ft



The HyBalance project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking under grant agreement No 671394. The Joint Undertaking receives support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation program, www.fch.europa.eu. The HyBalance project has furthermore received funding from the Danish EUDP program, which is administered by the EUDP Board.

**HyBalance**

## Resumen

El actual contexto energético y social ha impulsado a los países alrededor del mundo a repensar la forma en que suministran de energía a sus procesos productivos, desarrollando fuentes de energía limpia que aporten a una solución de bajas emisiones y que puedan llegar a todos los lugares posibles. Esta investigación sitúa su estudio en la prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar en la región norte de Chile, en una de las principales industrias que contribuyen al PIB chileno y que también es una de las más energointensivas del país: la minería. El proyecto, específicamente suple de hidrógeno verde generado por electricidad proveniente de una planta solar fotovoltaica off-grid dimensionada para la demanda de un nuevo tren de hidrógeno que presta servicios de transporte a las diferentes mineras de la región, por lo que esta investigación es de carácter transversal a la actividad minera. La tecnología propuesta es de electrolisis de agua a través de un equipo PEM debido a sus características que hacen que sea el equipo adecuado para esta solución. Finalmente se realizan 2 evaluaciones económicas, la primera para la planta fotovoltaica que entrega un LCOE de 0,031 €/kWh, que posteriormente sirve como *input* para la evaluación global del proyecto de generación de hidrógeno verde obteniéndose un LCOH de 3,49 €/kgH<sub>2</sub> y sus respectivos indicadores financieros VAN y TIR con valores de 67.298.713,96 € y 17 % respectivamente, entregando como resultado un proyecto factible técnica y económicamente.



## Abstract

The current energy and social context have prompted countries around the world to rethink the way they supply energy for their production processes, developing clean energy sources that contribute to a low-emission solution accessible everywhere. This research focuses its study on the technical and economic prefeasibility of the production of green hydrogen from solar energy in the northern region of Chile, in one of the main industries that contribute to Chile's GDP and is also one of the most energy consuming in the country: mining. The project specifically supplies green hydrogen generated by electricity from an off-grid solar photovoltaic plant sized for the demand of a new hydrogen train that provides transport services to different mining companies in the region, so this research is transversal to the mining process. The proposed technology is water electrolysis through a PEM equipment due to its characteristics that make it the appropriate machine for this solution. Finally, two economic evaluations were carried out, the first one for the photovoltaic plant that reflects a LCOE of 0.031 €/kWh, which later serves as input for the global evaluation of the green hydrogen generation process, obtaining a LCOH of 3.49 €/kgH<sub>2</sub> and its respective financial indicators NPV and IRR with values of 67,298,713.96 € and 17 % respectively, showing as a result a technically and economically feasible project.